

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES  
NO BRASIL: UMA ANÁLISE ECONÔMICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Jonas Rigodanzo**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2015**

# **INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES NO BRASIL: UMA ANÁLISE ECONÔMICA**

**Jonas Rigodanzo**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup>. Alzenira da Rosa Abaide**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2015**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Rigodanzo, Jonas  
INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES NO BRASIL: UMA  
ANÁLISE ECONÔMICA / Jonas Rigodanzo.-2015.  
118 p.; 30cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2015

1. Rede Inteligente (Smart Grid) 2. Medidor  
Inteligente (Smart Meter) 3. Consumidor Residencial 4.  
Viabilidade Econômica 5. PROCEL INFO I. da Rosa Abaide,  
Alzenira II. Título.

---

© 2015

Todos os direitos autorais reservados a Jonas Rigodanzo. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: rigodanzo@gmail.com

---

**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a  
Dissertação de Mestrado

**INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES  
NO BRASIL: UMA ANÁLISE ECONÔMICA**

elaborado por  
**Jonas Rigodanzo**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**Comissão Examinadora**

---

**Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup>. (UFSM)**  
(Presidente/Orientadora)

---

**Alexandre Barin, Dr<sup>o</sup>. (UFSM)**

---

**Edio Polacisnki, Dr<sup>o</sup>. (URI)**

Santa Maria, 14 de agosto de 2015.

À minha família.

*“A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original.”*

*Albert Einstein*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, instituição na qual fiz minha Graduação em Engenharia Elétrica, Mestrado em Engenharia de Produção e agora Mestrado em Engenharia Elétrica, pela formação e apoio institucional.

Ao mestrado do PPGEE e sua grande família: professores, funcionários e colegas, pelos ensinamentos, apoio e ótimo convívio.

A professora orientadora Alzenira da Rosa Abaide pelos ensinamentos técnicos e de vida, e aos demais professores CEESP.

Aos professores Edio Polacinski e Alexandre Barin pelas valorosas contribuições neste trabalho.

Aos meus familiares: pais, irmãos pelo apoio incondicional e em especial à Cláudia e ao Lorenzo, pelo apoio, carinho e compreensão.

A todos os amigos pela companhia e afeto.

## **RESUMO**

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

### **INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES NO BRASIL: UMA ANÁLISE ECONÔMICA**

Autor: Jonas Rigodanzo

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup>. Eng.

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 14 de Agosto de 2015.

Esta dissertação apresenta uma análise da viabilidade econômica da instalação de medidores inteligentes, construindo cenários de prováveis comportamentos dos consumidores residenciais e a tarifa horária que contempla o conceito de redes inteligentes. O estudo leva em consideração os custos de implantação destes medidores sob a ponto de vista do consumidor, utilizando conceitos de análise econômica de investimentos. Os cenários, construídos a partir dos gráficos do PROCEL INFO e com cálculos efetuados com o auxílio de planilhas do Excel, comparam a tarifa convencional com as tarifas horárias diferenciadas utilizando medidores inteligentes. Dentro deste contexto, é possível observar a economia mensal que é obtida e o prazo de retorno do investimento. Os resultados obtidos indicam viabilidade econômica de investimento e uma prioridade na instalação desta nova tecnologia, considerando as regiões do Brasil mais viáveis como sendo as primeiras à implantação. Com as contribuições deste estudo, por exemplo, permite-se traçar estratégias de implantação de medidores inteligentes.

**Palavras-chave:** Rede Elétrica Inteligente, Medidor Inteligente, Consumidor Residencial, PROCEL INFO, Viabilidade Econômica.

## **ABSTRACT**

Master's Dissertation  
Postgraduate Program in Electrical Engineering  
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brazil.

### **SMART METERS INSTALLATION IN BRAZIL: AN ECONOMIC ANALYSIS**

Author: Jonas Rigodanzo  
Advisor: Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup>. Eng.  
Date e Local of Presentation: Santa Maria, Ago 14<sup>th</sup>, 2015.

This dissertation presents an analysis of economic viability of smart meters installation, building scenarios of probable behaviors of the residential consumers and the hourly rate which includes the concept of smart grids. The study takes account the smart meters implementation costs under the consumer point of view, using investment economic analysis concepts. The scenarios obtained from PROCEL INFO graphics and excel spreadsheets calculations compare conventional fare to different hourly rates using smart meters. From this context, it is possible observe the monthly savings that were obtained and the investments return period. The results show the investments economic viability and the priority of this new technology installation, considering that the installations shall be made first in the most viable regions. These results may turn possible a strategy that creates an order to the smart meters implementation.

**Key-words:** Smart Grid, Smart Meter, PROCEL INFO, Residential Customers, Economic Viability.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Estrutura do Sistema Elétrico.....	20
Figura 1.2 - Sistema tradicional simplificado: geração, transmissão, distribuição e consumidor.....	21
Figura 2.1 - Modelo das Redes Inteligentes.....	29
Figura 2.2 - Sistema <i>smart grid</i> ilustrado por uma concessionária .....	30
Figura 2.3 - Como funciona o <i>smart grid</i> .....	31
Figura 2.4 - Estrutura do medidor convencional em comparação a estrutura de medição .....	33
Figura 2.5 - Mapa de estudos e projetos em <i>Smart Grid</i> e <i>Smart Meters</i> .....	36
Figura 2.6 - Medidor inteligente <i>OpenWay</i> .....	44
Figura 2.7 - Medidor inteligente <i>GE</i> .....	45
Figura 2.8 - Interface do <i>Smart Meter</i> com o usuário, <i>In-Home Energy</i> .....	47
Figura 2.9 - <i>Smart Meter</i> , interface com usuário da <i>British Gas</i> .....	48
Figura 2.10 - Estrutura da tarifa horo-sazonal verde.....	50
Figura 2.12 - Estrutura da tarifa horo-sazonal azul.....	51
Figura 2.13 - Curvas de carga por grupos em uma concessionária .....	52
Figura 2.14 - Temas abordados na AP120 referente a nova metodologia tarifária aplicada as concessionária de distribuição .....	53
Figura 2.15 - Estrutura tarifária para os consumidores do Grupo B (a) Tarifa Convencional. (b) Tarifa Branca.....	54
Figura 2.16 - Postos tarifários da modalidade branca .....	55
Figura 3.1 - Confiabilidade dos <i>smart meters</i> versus seu tempo de uso .....	60
Figura 3.2 - Diagrama de fluxo de caixa.....	60
Figura 3.3 - Diagrama de fluxo de caixa equivalente.....	65
Figura 4.1 - Composição do grupo de baixa tensão.....	67
Figura 4.2 - Interface do SINPHA.....	69
Figura 4.3 - Curva de carga de equipamentos para os consumidores residenciais brasileiros.....	70
Figura 4.4 - Curva de carga média por equipamentos para a Região Centro-Oeste do país.....	71

Figura 4.5 - Curva de carga média de equipamentos para a Região Sudeste do país .....	72
Figura 4.6 - Curva de carga média de equipamentos para a Região Sul do país ...	72
Figura 4.7 - Predisposição em utilizar o chuveiro elétrico no horário de ponta .....	74
Figura 5.1 - Arquitetura para a elaboração da metodologia proposta.....	77
Figura 5.2 - Princípio de cálculo de áreas de uma curva qualquer .....	79
Figura 5.3 - Somatório de áreas de retângulos da curva de carga.....	80
Figura 5.4 - Comparação entre a Tarifa Convencional e Tarifa Branca .....	81

## LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ABRADEE	– Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
AMI	– <i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ARRA	– <i>American Recovery and Reinvestment Act</i>
COPEL	– Companhia Paranaense de Energia
CMSE	– Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	– Conselho Nacional de Política Energética
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética
GD	– Geração Distribuída
IBGE	– Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	– <i>International Energy Agency</i>
IEC	– <i>International Electrotechnical Commission</i>
IHD	– <i>In Home Display</i>
IOT	– <i>Internet of Things</i>
MME	– Ministério de Minas e Energia
ONS	– Operador Nacional do Sistema
PRI	– Prazo de retorno
PROCEL INFO	– Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética
REI	– Redes Elétricas Inteligentes
RN	– Resolução Normativa

SINPHA	– Sistema de Informações de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos
SIN	– Sistema Interligado Nacional
TH	– Tarifa Horária
TE	– Tarifa de Energia
TIR	– Taxa Interna de Retorno
TMA	– Taxa Mínima Atrativa
TOU	– <i>Time of Use</i>
TR <sub>cv</sub>	– Tarifa convencional de energia
TUSD	– Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.
VP	– Valor Presente
VPL	– Valor Presente Líquido

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
1.1	Caracterização e justificativa	19
1.2	Objetivos	23
1.3	Organização do trabalho	23
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>25</b>
2.1	<i>Smart Grid</i>	26
2.1.1	<i>Smart Grid</i> no Mundo	35
2.1.2	<i>Smart Grid</i> no Brasil	40
2.2	<i>Smart Meter</i>	44
2.3	Regulamentação tarifária no Brasil	48
<b>3</b>	<b>RETORNO DE INVESTIMENTOS E SIMULAÇÕES</b>	<b>58</b>
3.1	Simbologia do fluxo de caixa	60
3.2	Análise econômica	61
3.2.1	Método <i>payback</i>	61
3.2.2	<i>Payback</i> e o período de recuperação	62
3.2.3	<i>Payback</i> descontado	63
3.2.4	Taxa Interna de Retorno – TIR	64
3.2.5	Valor Presente Líquido - VPL	65
3.2.6	Método do Valor Anual Uniforme Equivalente - VAUE	66
<b>4</b>	<b>CONSUMIDORES RESIDENCIAIS E O PROCEL INFO</b>	<b>67</b>
4.1	Hábitos de consumidores residenciais no Brasil	67
<b>5</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>76</b>
5.1	Análise gráfica do perfil do consumidor residencial	78
5.2	Cálculo de área das curvas de demanda	78
5.3	Cálculo de área das curvas de demanda por região	80

5.4	Cenários utilizando tarifa convencional e tarifa branca.....	80
5.5	Análise de viabilidade econômica.....	81
5.6	Análise de prazo do retorno o investimento .....	83
5.7	Análise de sensibilidade .....	84
<b>6</b>	<b>DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO E ANÁLISE DE RESULTADOS</b> .....	<b>85</b>
6.1	Tarifa branca versus tarifa tradicional .....	86
6.2	Procedimentos adotados .....	87
6.3	Modelação de cenários .....	88
6.4	Análise de cenários (Região Sul) .....	89
6.5	Análise econômica .....	90
6.6	Retorno do investimento (Região Sul).....	92
6.7	Análise de sensibilidade (Região Sul) .....	93
6.8	Análise para as curvas de outras regiões do Brasil .....	93
6.9	Análise de Resultados.....	94
6.10	Variáveis influentes na simulação.....	96
<b>7</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>99</b>
7.1	Conclusões.....	99
7.2	Trabalhos futuros .....	101
7.3	Trabalhos publicados.....	102
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>103</b>
	<b>APÊNDICE</b> .....	<b>111</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Caracterização e justificativa

O setor de energia elétrica no Brasil passou por duas grandes mudanças desde a década de noventa alterando o seu modelo institucional. A primeira mudança ocorre com a Lei no 9.427, de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e privatiza as companhias operadoras de energia elétrica, determinando que a exploração dos potenciais elétricos seja concedida por meio concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga determina o vencedor. A segunda mudança ocorre em 2004, com o Novo Modelo do Setor Elétrico, tendo como objetivos, a garantia da segurança no suprimento, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (por exemplo: Luz para Todos). Esta etapa marcou a retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, sendo o órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado pela lei 10.848, de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A estrutura do sistema elétrico é composta institucionalmente conforme a Figura 1.1.

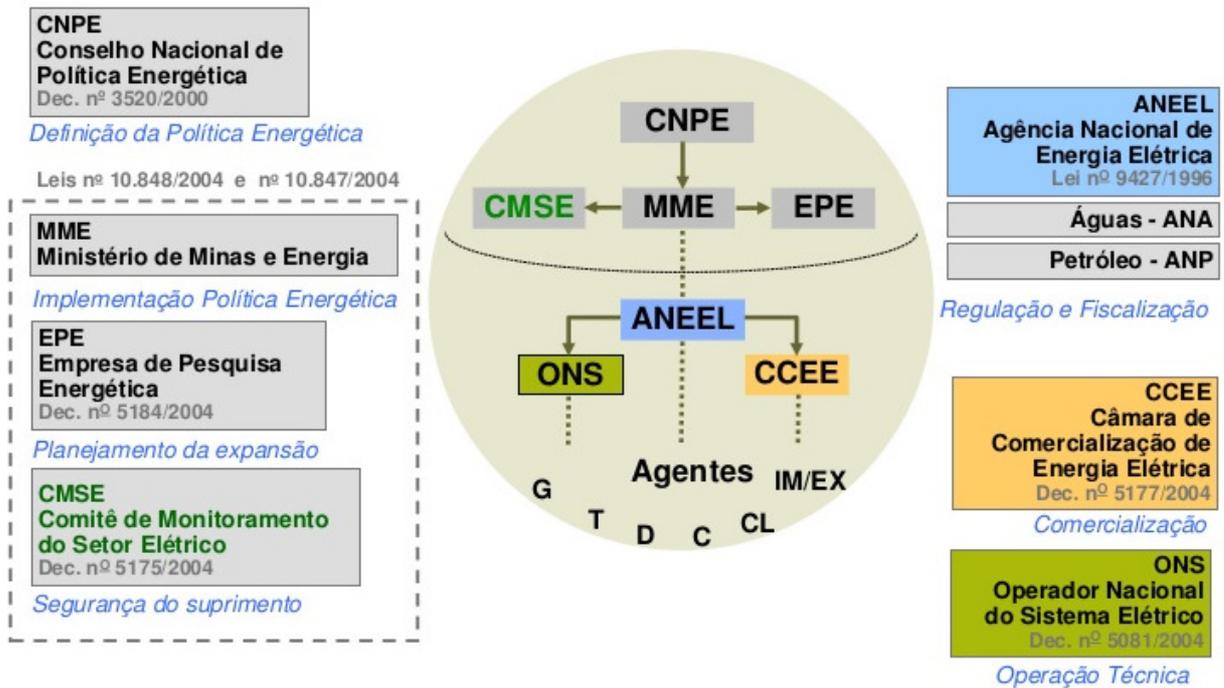


Figura 1.1 – Estrutura do Sistema Elétrico. Fonte: Autor, adaptado de ONS (2014)

O Brasil é um país com 204 milhões de habitantes, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE (2015), sendo a quinta nação mais populosa. Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2014), o país conta com mais de 70 milhões de unidades consumidoras em quase todos os municípios brasileiros. Destas, aproximadamente 85% são residenciais em relação ao número de unidades consumidoras (ABRADEE, 2015).

Para geração e transmissão de energia elétrica o Brasil conta com um sistema composto por usinas, linhas de transmissão e o sistema de distribuição (Figura 1.2). Hoje, o sistema é quase todo interligado Sistema Interligado Nacional – SIN (ONS, 2014), com exceção de áreas remotas ou isoladas, localizadas principalmente na Região Amazônica.

Essa imensa rede abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões que foram realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte. O Sistema Interligado Nacional permite que regiões com maior demanda de energia receba energia de outras regiões.

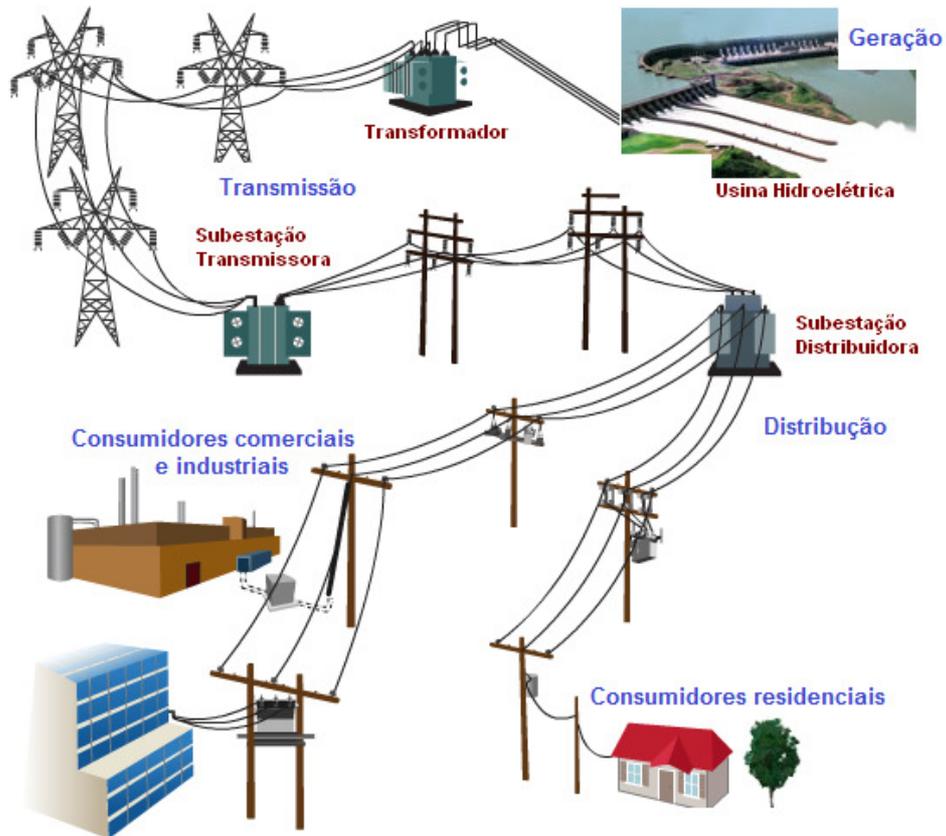


Figura 1.2 – Sistema tradicional simplificado: geração, transmissão, distribuição e consumo. Fonte: Autor.

O tipo de consumidor está atrelado diretamente ao horário de consumo, sendo bem específicos conforme suas características. Existe um ponto crítico, ao observar os custos marginais horários de capacidade em BT, assim os maiores investimentos nas redes de distribuição ocorrem devido às utilizações do sistema entre 18 e 19 horas pelas unidades consumidoras residenciais conectadas em BT. Desta forma, a definição de um posto tarifário de ponta às 18 horas, pode promover a otimização das redes voltadas ao atendimento das cargas conectadas em baixa tensão.

O consumo concentrado em parte do dia acarreta problemas, sendo necessários maiores investimentos somente para atender este consumo. Uma das formas que a ANEEL acredita que minimizará este efeito é a criação de tarifas diferenciadas para consumidores tipo B conforme o horário de consumo criou-se assim a tarifa branca. Medidores eletrônicos são essenciais para a medição tarifária

diferenciada. No entanto, para a melhor eficácia desta, é vital a criação e expansão de redes inteligentes e a utilização de medidores inteligentes.

É verdade que no Brasil, falta de planejamento e problemas políticos normalmente causam prejuízos a muitos setores da sociedade e são repassados aos consumidores em forma de custos, taxas e impostos. O setor elétrico vem enfrentando esse tipo de problema, com influência política, redução de investimentos e outras variáveis não técnicas. Isso influencia tecnicamente o setor elétrico no Brasil, que está atrasado em relação a muitos países.

É necessária uma mudança, um “*up grade*” no sistema elétrico, com a finalidade de reduzir custos, otimizar os recursos, manter a população consciente e participativa em relação ao consumo. Com o *Smart Grid* e os *Smart Meters* os consumidores podem acompanhar seus gastos e ficando melhor informados sobre os custos reais do sistema, podendo cobrar de forma contundente a eficiência do planejamento do sistema.

## 1.2 Objetivos

Como objetivo geral deste trabalho foi realizado um estudo da viabilidade econômica da instalação de medidores inteligentes para consumidores de baixa tensão no Brasil.

Para atingir este objetivo foram traçados alguns objetivos específicos que seguem:

- Compreender o conceito e a abrangência das redes elétricas inteligentes em nível nacional e internacional;
- Entender o conceito e a abrangência de medidores inteligentes;
- Analisar a regulamentação tarifária no Brasil.
- Criar uma planilha de cálculo que facilite a análise de cenários e cálculos de prazo interno de retorno, taxa interna de retorno, valor presente líquido e *payback*;
- Realizar estudo de viabilidade econômica da instalação de medidores inteligentes para diferentes cenários, analisando o prazo de retorno de investimento;
- Verificar em quais regiões do Brasil é viável a instalação de medidores inteligentes, ordenando a prioridade de instalação conforme a viabilidade de cada região.

## 1.3 Organização do trabalho

Para alcançar estes objetivos, o presente trabalho se divide em seis capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 1 introdução, apresenta o assunto tratado neste trabalho, juntamente com os objetivos do mesmo.

O Capítulo 2 compreende uma contextualização sobre as *Smart Grid*, quanto suas características, definições e diferentes abordagens e iniciativas nacionais e internacionais. No caso do Brasil são expostas as principais iniciativas a caminho de uma Rede Elétrica Inteligente. Dentre as iniciativas está à modulação tarifária, tarifação horária, e a possibilidade de instalação de medidores inteligentes, *Smart Meters*. Paralelamente, observação de casos de sucesso em outros países quanto a evolução de *smart meters*.

O Capítulo 3 apresenta um breve estudo sobre análise investimentos e a principais técnicas utilizadas para avaliar a viabilidade econômica de negócio. *Payback*, PRI (prazo de retorno de investimento), VPL (valor presente líquido), TIR (taxa interna de retorno), TMA (taxa mínima atrativa) são exemplos de assuntos vistos neste capítulo.

O Capítulo 4 aborda o perfil do consumidor residencial, em baixa tensão, expondo um estudo sobre os hábitos de consumo por meio de dados obtidos do PROCEL INFO e do SINPHA. São utilizadas curvas típicas de consumo de cada região a fim de obter cenários de simulação.

O Capítulo 5 aborda as etapas para a elaboração da metodologia proposta, a qual está organizada em tópicos. Inicia-se pela coleta de dados, elaboração de cenário, simulação de planilhas de cálculos utilizando métodos de análise de investimentos.

O Capítulo 6 apresenta os resultados obtidos por meio de análises dos cenários, salientando-se a viabilidade ou não de cada caso. Ainda, são exploradas situações limites de análise.

O Capítulo 7 apresenta considerações finais e algumas propostas para trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Apresenta-se neste capítulo alguns conceitos, definições e estudos diversos relacionados ao sistema elétrico. Para esta dissertação foca-se principalmente nos temas atuais, entre estes, destaca-se o *Smart Grid* e o *Smart Meter* no Brasil e no mundo.

O sistema elétrico existente é um produto da rápida urbanização em várias partes do mundo e seu crescimento é influenciado por fatores econômicos, políticos, geográficos, únicos de cada concessionária e região (FARHANGI, 2010). De fato, cada nação desenvolveu o seu sistema conforme a sua necessidade, talvez esta não tenha sido da melhor forma, porém, foi suficiente para atender a sua demanda.

A estrutura básica do sistema tem permanecido inalterada, e desde o início, a indústria de energia tem operado com demarcações claras entre a geração, transmissão e distribuição de energia, possuindo diferentes níveis de automação, evolução e transformação (FARHANGI, 2010). No entanto, o sistema elétrico precisa evoluir para atender as necessidades atuais, que são mais dinâmicas e integradas.

No Brasil, tem-se uma estrutura convencional: o topo da cadeia fornece energia a milhares de consumidores situados em sua base, o fluxo de energia é unidirecional, onde consumidores possuem pouca participação na sua operação e eficiência. Na geração, têm-se usinas hidroelétricas, termoelétricas e nucleares onde há um maior grau de automação, enquanto que a transmissão conta com sistemas de supervisão e de contingência avançados, por exemplo, o Sistema Interligado Nacional (SIN) gerido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Por fim, a distribuição, sem automação ou com automação incipiente.

Para Grzeidak et al., (2011), a geração centralizada continuará sendo importante, mas a inserção de novos elementos geradores na rede será outro fator que resultará em um aumento na complexidade do gerenciamento do sistema elétrico. É importante que se encontrem novos modelos de gerenciar o sistema, uma vez que se estima um crescimento de demanda mundial de energia anual em média de 2%, e para o Brasil, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica no país pode crescer até 4,3%, em média, nos próximos dez anos (EPE, 2015). Assim as empresas de energia elétrica deverão

encontrar alternativas e maneiras para gerenciar este crescimento, com um maior grau de confiabilidade, segurança e qualidade do fornecimento da energia para o consumidor.

Boccuzzi (2009) observa que tecnologias de armazenamento de energia, estão em rápida evolução e permitirão que um número crescente de casas e prédios produzam parte ou toda energia de que necessitam, através de células solares fotovoltaicas instaladas nos telhados ou em substituição às atuais áreas envidraçadas, que hoje são meras geradoras de calor e demandadoras de mais energia para refrigeração e condicionamento de ar. Essas novas demandas exigem do sistema uma redefinição, uma verdadeira mudança de paradigmas.

Novos conceitos baseados nos avanços no campo de engenharia elétrica, da comunicação e da otimização, que induzem à automação de subestações, permitem que o consumidor saiba em tempo real qual o preço da eletricidade, medem bidirecionalmente o fluxo de potência das unidades consumidoras – produtoras e permitem conexões e desconexões a distância (TOLEDO, 2012). Este conceito pode ser expandido à todo o sistema elétrico.

Neste mesmo sentido, Camargo (2009) afirma que a maneira como a distribuição de energia é feita atualmente é arcaica na visão de muitos especialistas, depende-se de uma única fonte geradora e, caso ela falhe, toda rede fica sem abastecimento. Além disso, o formato de medição do consumo nem sempre é justo com o consumidor final, já que com medidores defasados – analógicos – cria-se grande probabilidade de erros.

Pode-se observar que os autores apresentam o sistema elétrico como sendo algo complexo, envolvendo muitas variáveis, no entanto, é unânime a visão de necessidade evolutiva do sistema, e essa evolução se chama *Smart Grid*.

## **2.1 Smart Grids**

A lógica do sistema “*smart grid*” está em uma palavra denominada inteligência. Isto quer dizer que as novas redes serão automatizadas com medidores de qualidade e de consumo de energia em tempo real, ou seja, as residências e empresas distribuidoras irão se comunicar, assim como a geradora de energia.

Possibilitando ainda, que o consumidor também seja um produtor de energia em determinados instantes. A inteligência também será aplicada no combate a ineficiência energética, na perda de energia ao longo da transmissão e na distribuição.

Devido a problemas com impactos ambientais, interrupção de energia, necessidade dos consumidores de diminuir a tarifa de energia, furtos de energia e preocupação de monitorar a rede elétrica entre outros, o conceito de *Smart Grid* vem sendo estudado e testado no sistema elétrico, incluindo a distribuição e a medição, com os *Smart Meters* ou medidores inteligentes. Vários países empenham esforços nesta área, com destaque aos Estados Unidos, Itália e Japão, já no Brasil os estudos são mais recentes, segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2014).

*Smart Grid* (SG) ou Rede Elétrica Inteligente (REI) é a aplicação da tecnologia de informação para o sistema elétrico de potência, integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada (LUIZ, 2010). Ainda, o conceito de *smart grid* ou redes elétricas inteligentes, segundo Amin (2005), apresenta uma mudança no paradigma do setor elétrico, levando em conta a necessidade de tornar o sistema de entrega de energia mais interativo por razões que diferem em cada país ou região.

Yan *et al.* (2013) e Xi *et al.* (2012), se referem a *Smart Grid* como sendo a rede de energia da próxima geração, onde a transmissão, a distribuição e a medição são incorporadas aos sistemas computacionais avançados com comunicação bidirecional entre consumidores e concessionárias, com a vantagem de obter um controle melhor, monitoramento, eficiência, confiabilidade e segurança.

A lógica das redes inteligentes envolve a introdução de nova filosofia de operação, com novas tecnologias de obtenção, envio e armazenamento de dados, geração distribuída, veículos elétricos, automatização das redes com medidores de consumo de energia em tempo real, possibilitando a mudança da relação do consumidor final com a concessionária de energia (PAULINO, 2011).

Fugita (2014) afirma que a *Smart Grid* contempla desde a medição eletrônica, telecomunicação, automação, tecnologia da informação, geração, ferramentas de sensoriamento, capacidade computacional e o armazenamento distribuídos, além de

estrutura de fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos. Porém, o maior desafio é a coordenação de todo este novo sistema.

Para Hung et al. (2013), *Smart Grid* é um sistema de fornecimento de energia inteligente que utiliza uma plataforma de comunicação de troca de informações melhorando a eficiência, confiabilidade e sustentabilidade dos serviços de energia elétrica. Para isso, é necessária uma infraestrutura de comunicação bilateral de troca de informações em tempo real entre consumidores e fornecedores.

Maggi (2012) define *smart grid* como um conjunto de redes e equipamentos do sistema de distribuição de energia, cujo controle e comando é feito com o uso da tecnologia digital de informação, de medição, de monitoramento e de telecomunicações, e cuja adoção permite o provimento de novos serviços aos consumidores e a melhoria dos serviços existentes.

Segundo Araújo e Vieira (2013), a instalação de *smart meters*, medidores inteligentes, é considerada a primeira etapa da implantação de uma *Smart Grid*. Consiste em um sistema composto por *smart meters*, infraestrutura para a comunicação de via dupla, isto é, canais de dados bidirecionais entre medidores e o centro de controle de medição (CCM) – e *softwares* que permitem aquisição automática de dados do medidor em intervalos de tempo programáveis, envio de dados do medidor de forma remota e gerenciamento do sistema.

No modelo mostrado na Figura 2.1, há uma integração maior entre as fontes de geração de energia e os próprios consumidores, os clientes poderão gerar e comercializar sua própria energia de acordo com a demanda e a regulamentação.

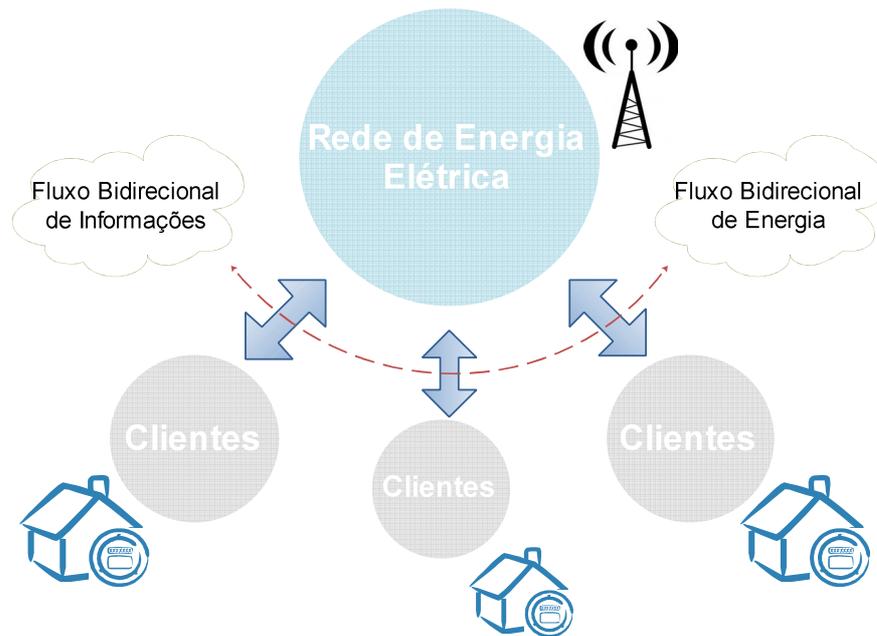


Figura 2.1 - Modelo das Redes Inteligentes. Fonte: Figueiró (2013) adaptado de (Grzeidak, et al., 2011).

As redes serão suportadas por uma infraestrutura de comunicação bidirecional, de alta velocidade com tecnologias de medição avançada e controle. A estrutura de transmissão e distribuição será interconectada, de modo que os consumidores e geradores de todos os tamanhos estejam interligados entre si e com os novos componentes da rede de natureza intermitente, tais como unidades de armazenamento de energia e fontes renováveis (Grzeidak, et al., 2011).

O conceito de *smart grid* não envolve apenas a medição eletrônica, mas sim a integração dos sistemas computacionais, geração distribuída e automação de redes e subestações. De acordo Boccuzzi (2009), o conceito de rede inteligente envolve três pilares: O primeiro são os ativos elétricos, como chaves, medidores, cabos, transformadores e disjuntores. O segundo é o sistema de telecomunicações, que capta informações da operação em tempo real e traz esses dados para uma otimização dinâmica. O terceiro é a tecnologia de informação, que abrange todos os sistemas de controle de gestão das empresas.

As concessionárias de energia tem disseminado a ideia do novo sistema, fazendo estudos e testes antes mesmo deste assunto chegar ao público, prevendo a mudança num breve espaço de tempo e assim estar adaptadas ao novo sistema. A Figura 2.2 ilustra a relação da geração, transmissão, distribuição e consumidor, com o sistema *smart grid*.

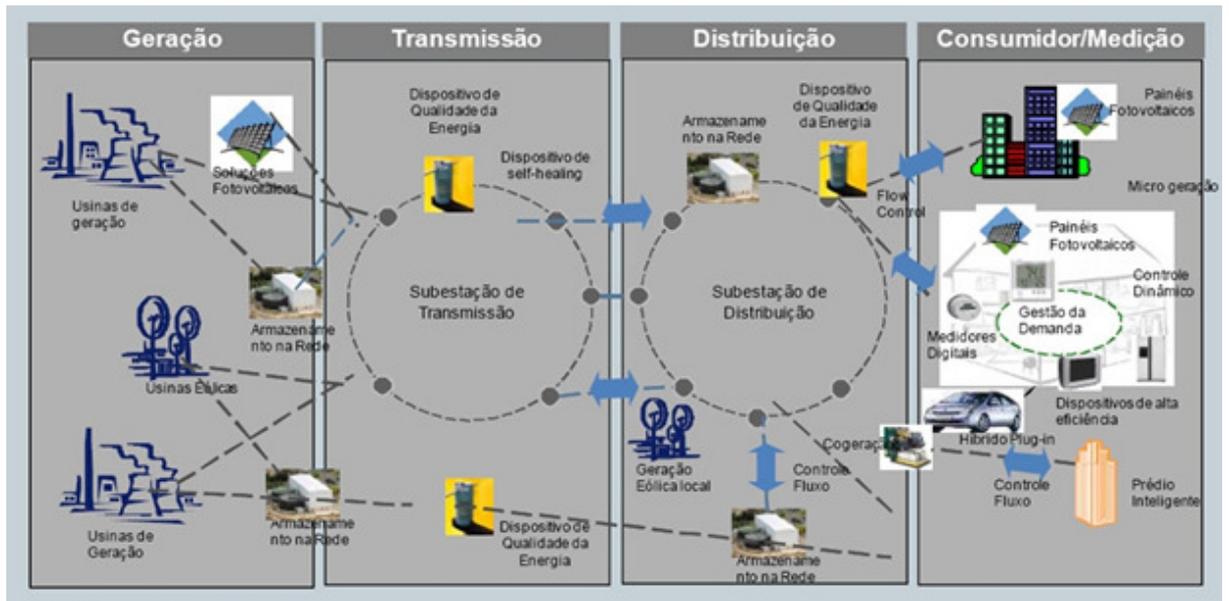


Figura 2.2 - Sistema *smart grid* ilustrado por uma concessionária. Fonte: CEMIG (2010)

A implantação da *smart grid* trará benefícios à sociedade, assim, Toledo (2012) aponta que para os clientes, a aplicação desta nova tecnologia permitirá uma participação maior na operação do sistema, permitindo-lhe um melhor planejamento e controle de seus gastos com energia elétrica, além da capacidade de gerenciar sua carga e de se beneficiar de tarifas diferenciadas de consumo.

Para o sistema elétrico, Toledo (2012) cita inúmeros benefícios como: a detecção e correção inteligente de falhas na rede em tempo real, reconfiguração automática da rede, gestão pelo lado da demanda, gestão em tempo real da oferta versus demanda de energia e a medição inteligente.

Camargo (2009) ilustra através da Figura 2.3 a dinâmica do sistema de redes inteligentes. Salienta algumas vantagens como a integrando a geração distribuída, a melhoria da qualidade na transmissão, diminuição de perdas na distribuição com os furtos de energia e o monitoramento dos gastos dos consumidores residenciais.



Figura 2.3 - Como funciona o *smart grid*. Fonte: Camargo (2009).

A implementação do *smart grid* vai além da tradicional medição eletrônica, conhecida como *Automated Meter Reading* (AMR), passando para medição eletrônica bidirecional com algum nível de controle chamado de *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) e evoluindo rapidamente para gestão avançada da medição ou *Advanced Metering Management* (AMM). Como benefícios encontra-se no AMR a eliminação da visita do leiturista, feita de forma remota.,no AMI a análise do uso da energia, no AMM à gerência e distribuição de dados obtidos dos medidores.

Um sistema de medição inteligente permitirá que o consumidor tenha um melhor controle de seus gastos através de tarifas horárias, assim como o controle de consumo em sua residência, além de vários canais de interação. Um estudo da Companhia *Bristh Gas* do Reino Unido sobre medidores inteligentes, onde dentre os entrevistados, 73% afirmaram que os medidores inteligentes mudaram a forma de utilizar sua energia, de forma mais eficiente e consciente e 64% realizaram melhorias em suas casas em termos de eficiência energética (BRISTH GAS, 2014).

Inicialmente, as redes inteligentes não substituirão de imediato às redes elétricas que já existem, estes sistemas serão complementares até que o sistema novo esteja totalmente disseminado. As *smart grids* devem coexistir com as redes elétricas, adicionando novas capacidades e funcionalidades, gerando assim, uma evolução no ramo de energia elétrica e gradativamente irá substituir o sistema convencional. A Tabela 2.1 mostra uma comparação entre a rede convencional e as redes inteligentes, apresentando características comparativas entre o sistema convencional e o *smart grid* (MANDELMAN, 2011).

Tabela 2.1 – Tabela comparativa entre a rede convencional e *smart grid*. Adaptada de Mandelman (2011).

Rede Convencional	<i>Smart Grid</i>
Medidor eletromecânico e eletrônico	Medidor digital
Comunicação em um sentido	Comunicação em duplo sentido
Hierarquia de transmissão	Sem Hierarquia
Geração de energia centralizada	Geração distribuída e convencional
Alguns sensores	Muitos sensores
Restauração manual	Auto restauração
Controle manual	Controle remoto
Controle limitado	Controle ilimitado
Falhas e <i>black outs</i>	Adaptativas
Sem monitoramento	Auto monitorado
Poucas escolhas aos usuários	Muitas opções aos usuários

Existem passivos na rede convencional, que muitas vezes não são mensurados, por exemplo, o armazenamento de energia elétrica que é muito custoso e às vezes inviável em larga escala. Por esse motivo, a infraestrutura da rede elétrica deve ser projetada de forma a suportar as maiores demandas, ficando

subutilizada na maior parte do tempo quando a demanda é menor. Tornar as redes elétricas mais inteligentes pode otimizar esta reserva de energia.

Na Figura 2.4 podem-se observar as diferenças estruturais entre a dinâmica da medição convencional em relação à infraestrutura da medição inteligente.

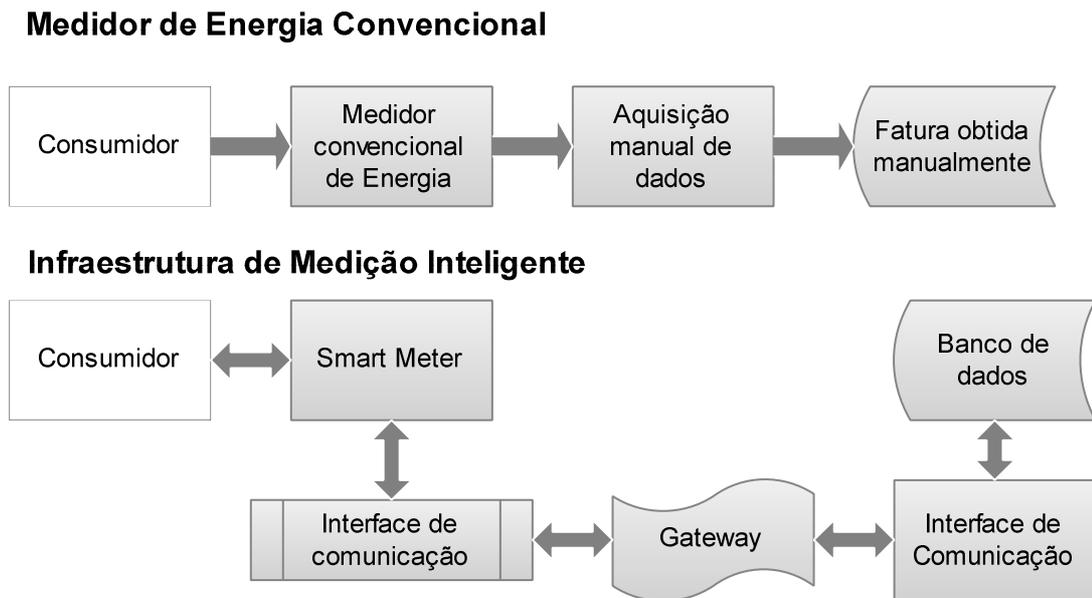


Figura 2.4 - Estrutura do medidor convencional em comparação a estrutura de medição avançada (AMI). Fonte: (Figueiró, 2013) adaptado (Depuru et al., 2011).

Depuru et al. (2011), afirma que no futuro, as redes de distribuição e os medidores inteligentes terão um grande papel no monitoramento do desempenho e características de carga da rede. Neste cenário, as empresas poderão gerir de forma eficiente a demanda de energia uma vez que terão uma base confiável de consumo de todos os clientes, podendo orientá-los sobre maneiras eficientes de utilizar a energia residencial. Os medidores inteligentes podem ser programados para manter uma escala de operação de aparelhos domésticos e controlar a operação de outros dispositivos. Os *Smart Meters* auxiliarão na detecção de fraudes e roubos, melhorando a eficiência e qualidade de energia.

Desta forma, haverá uma otimização no sistema como um todo, deste a sua geração, transmissão e consumo, uma vez que, com uma base de dados sólida construída, poder-se-á traçar um perfil completo de consumo de um determinado grupo consumidor, facilitando o planejamento e a tomada de decisão dos grupos interessados.

A capacidade de resposta em tempo real da *Smart Grid* torna possível reduzir o custo elevado de suprir a demanda nos horários de pico. Ela dá aos operadores da rede uma visibilidade muito maior do sistema com uma observação fina, o que lhes permite controlar as cargas de um modo que minimize a capacidade necessária para suportar os picos de demanda (U.S. DOE, 2012).

A *Smart Grid*, uma vez implementada, deve reduzir em aproximadamente 5% o consumo residencial no horário de pico, entre 18h e 21h, como prevê André Pepitone, diretor da ANEEL. A economia equivale ao consumo de uma cidade com 10 milhões de habitantes (ANEEL, 2014).

Em uma visão global, as principais características das redes inteligentes, de acordo com o departamento de energia dos EUA (U.S. DOE, 2012) são:

- Inteligente: ao detectar sobrecargas do sistema e redirecionar a energia para evitar ou minimizar a queda do sistema. Ao trabalhar de forma autônoma quando as condições requerem resolução mais rápida do que os seres humanos podem responder. Também ao atuar de forma cooperativa alinhando os objetivos das concessionárias, consumidores e reguladores;

- Eficiente: ao suprir o aumento da demanda sem a necessidade de adicionar infraestrutura, otimizando o sistema;

- Flexível: quando aceita energia de outra fonte, incluindo solar e eólica, de forma fácil e transparente semelhante a gerada por fontes como carvão e gás natural; capaz de integrar todas e quaisquer ideias e tecnologias (tecnologias de armazenamento de energia, por exemplo) conforme estejam comprovadas no mercado e prontas para entrar em linha;

- Interativa: ao permitir a comunicação em tempo real entre os consumidores e as concessionárias, de forma que os consumidores possam personalizar seu consumo de acordo com suas preferências individuais, como preço e/ou preocupações ambientais;

- Dúctil: ao criar novas oportunidades e mercados por meio de sua capacidade de capitalizar na inovação *plug-and-play*, onde e quando for apropriado;

- Qualidade: sendo capaz de proporcionar a qualidade de energia necessária sem quedas, picos, interferências e interrupções;

- Maleável: quando resistente a ataques e desastres naturais por ser descentralizada e reforçada com protocolos de segurança;
- Ecológico: pois retarda o avanço das variações climáticas globais e oferece um caminho dentro da realidade para a melhoria significativa do meio ambiente.

### 2.1.1 *Smart Grid* no Mundo

Cada país direciona a implantação de *Smart Grids* considerando a multiplicidade de conceitos e benefícios que lhes interessa. Nos Estados Unidos, um pacote de incentivos à economia em 2009 teve origem na preocupação com a segurança energética, quando foram destinados US\$ 4 bilhões para o desenvolvimento dessa tecnologia segundo *The American Recovery and Reinvestment Act*. (ARRA, 2009).

No mundo, o tema *Smart Grid* é destaque e tendência para os próximos anos. Vários países possuem programas localizados em cidades inteligentes (*Smart Cities*) sendo projetos pilotos com medição inteligente (AMI). A Figura 2.5 mostra o panorama mundial de iniciativas em *Smart Grids* e *Smart Meter*, tendo possível obter informações sobre diferentes projetos relacionados à medição inteligente e redes elétricas inteligentes.



Figura 2.5 - Mapa de estudos e projetos em *Smart Grid* e *Smart Meters*. Fonte: (Google Maps, 2015)

Com base nos desafios de renovar a rede elétrica, aumentar a capacidade de geração, garantir liquidez, controlar a volatilidade de preços e implementar a interoperabilidade e a integração de fontes renováveis, o parlamento europeu fixou como meta a implantação de 80% de medidores inteligentes até 2020 (EUROPEAN COMMISSION, 2011).

No entanto, alguns países já se anteciparam e se destacam, como o caso da Itália com a Enel, sua principal distribuidora, que em 1999 implantou um projeto-piloto com solução e medidores inteligentes próprios. Em cinco anos, concluiu o projeto de mais de € 2 bilhões e em 2010, aproximadamente 85% das residências na Itália possuíam medidores inteligentes.

Na França, 95% nas residências de distribuidoras com mais de cem mil clientes deverão tê-los instalados até o final de 2016. Na Suécia, todos os lares já dispõem de medidores inteligentes. Entretanto, segundo (BLOOMBERG, 2012), Espanha, Reino Unido, Noruega e Holanda, em 2012 não atingiram nem 10% da base instalada com medição inteligente, apesar de seguir o cronograma europeu.

Na Europa, as empresas de energia direcionam seus esforços para tornar seu sistema de distribuição mais eficiente, com automação distribuída, gerenciamento de ativos e outros, na busca pela integração de fontes de pequeno porte e redução da emissão de CO<sub>2</sub>, e assim minimizar danos ao meio ambiente. Seguindo as necessidades energéticas dos países europeus, alguns compromissos foram assumidos para alcançar três principais objetivos até 2020. São eles: alcançar 20% de consumo de energia proveniente de fontes renováveis, obter 20% de redução no consumo através de medidas de conservação e redução de no mínimo 20% na emissão de gases do efeito estufa.

A Alemanha destaca-se por seu objetivo de ter 35% da energia gerada por fontes alternativas que deverão ser integradas à rede até 2020. A gigante *State Grid Corp of China* pretende substituir todos seus 360 milhões de medidores até 2020, tendo sido apenas uma pequena fração deles substituídos até o momento (SGCC, 2013). Japão e Coreia também se encontram em estágio de programas piloto e anúncios de instalação na base completa até 2020 (RIVEIRA, ESPONSITO E TEIXEIRA, 2013).

Tabela 2.2 - Motivadores para a implantação de redes elétricas inteligentes. Fonte: modificado de Riveira, Esposito e Teixeira (2013).

EUA	Europa	Japão	China	Brasil
<p>Agenda tecnológica para a recuperação econômica;</p> <p>Infraestrutura obsoleta;</p> <p>Geração distribuída de energia;</p> <p>Confiabilidade, segurança e eficiência do sistema;</p> <p>Uso de veículos elétricos e híbridos.</p>	<p>Integração de diversas fontes de energias renováveis;</p> <p>Infraestrutura envelhecida;</p> <p>Uso de veículos elétricos.</p>	<p>Diversificação energética (acidentes nucleares);</p> <p>Uso de veículos elétricos;</p> <p>Implantação de cidades inteligentes.</p>	<p>Implantação de cidades inteligentes e protagonismo mundial em IOT - <i>Internet of Things</i> (internet das coisas);</p> <p>Eficiência energética;</p> <p>Diversificação energética (renováveis).</p>	<p>Aumento da confiabilidade do sistema elétrico;</p> <p>Segurança operacional e sistêmica;</p> <p>Sustentabilidade econômica e ambiental;</p> <p>Redução de perdas não técnicas (roubo de energia).</p>

Os países da Europa têm uma proporção de linhas de transmissão e distribuição envelhecidas bastante elevada. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA – International Energy Agency), até 2020 o investimento europeu acumulado em tecnologias *Smart Grid* chegará a 56 bilhões de Euros, com previsão de 37% do valor destinado a sistemas de transmissão e a instalação de 240 milhões de *smart meters*.

Há ainda de se considerar o crescimento da demanda e a eletrificação do transporte em países europeus. Até 2050, a expectativa de aumento na demanda é superior a 150%, inferior ainda a países com economias emergentes (exemplo: China, Índia e Brasil). Na Europa espera-se um aumento significativo no uso de veículos elétricos e híbridos, o qual deve gerar a necessidade de controle e gerenciamento da demanda a fim de se evitar picos no sistema.

Já nos Estados Unidos, de acordo com algumas estimativas, empresas norte-americanas têm gastado aproximadamente US\$ 200,00 por medidor inteligente, incluindo instalação, enquanto empresas européias têm gastado pouco mais da metade deste valor. Atribui-se a isso, principalmente, ao fato de que as empresas de energia européias ser maiores que as norte-americanas e, assim, possuem maior economia de escala e maior poder de barganha. Também porque são mais favoráveis em juntar forças para criar padrões e normas de interoperabilidade que forcem a diminuição dos custos. Independentemente do custo desses medidores,

uma prática comum é que os mesmos sejam recuperados totalmente com a participação do consumidor e/ou através de subsídios governamentais.

Alguns países tem interesse em utilizar a tecnologia do *Smart Grid* para conseguir inserir em sua matriz energética fontes renováveis de energia elétrica, tais como solar, eólica e hidráulica. Um bom exemplo é o caso da Inglaterra, cujo desenvolvimento tecnológico busca uma maior eficiência na utilização de eletricidade para o setor de transporte na tentativa de diminuir a emissão de gases poluentes e também exigirá uma tecnologia que permita o gerenciamento do horário correto para recarga de baterias a fim de não sobrecarregar o sistema.

Estes incentivos podem vir de várias formas, como por exemplo, redução ou isenção de impostos para fabricação e ou a aquisição de *smart meters*, redução (ou isenção) na taxa de juros para o investimento nesta tecnologia. Enfim, toda a cadeia produtiva desde o setor de fabricação, comercialização, instalação desta tecnologia sendo ao menos desonerada tributariamente, pode tornar mais viável este investimento.

Nos Estados Unidos, o conceito de *smart grid* aborda a modernização das redes de distribuição e transmissão, melhorar os níveis de serviço e o aumento da interação com o usuário final (XUE-SONG et al., 2010). E segundo Toledo (2012) boa parte dos investimentos na área está direcionada para soluções de geração distribuída e armazenamento local, uma vez que a geração americana baseia-se em grande parte em matrizes não renováveis.

Na Europa o principal motivo é a necessidade de inserção de fontes renováveis em sua matriz energética, pois grande parte de seus insumos energéticos é de combustíveis fósseis e nucleares. Muitos países possuem metas de redução de gases do efeito estufa, reforçando a ampliação do uso de fontes renováveis e aumento da eficiência energética.

No ano de 2010, a participação da energia renovável chegou a 17%, com grande destaque para a energia eólica (DEUTSCHLAND, 2013). Segundo estimativas do governo alemão, em 2050, as fontes renováveis responderão por 80% de toda a eletricidade utilizada no país. Armazenar essa energia e distribuí-la de forma eficiente, é o que motiva o desenvolvimento das *Smart Grid* no país.

O Reino Unido tem um compromisso semelhante de reduzir 80% de suas emissões de carbono até 2050 ampliando o uso de fontes renováveis em sua matriz energética, de acordo com Plano de Transição para uma Economia de Baixo Carbono (LOW CARBON TRANSITION PLAN, 2009). Cerca de 80% de sua geração é derivada de combustíveis fósseis, principalmente carvão e o gás natural, requerendo um maior investimento em fontes renováveis e outras não poluentes (ZEISS, 2013).

O Departamento de Energia e Mudanças Climáticas do Reino Unido (DECC) destaca como elementos principais para a concepção das *Smart Grid* no país os seguintes aspectos:

- A aplicação de tecnologia de informação e comunicação na rede;
- Medição inteligente, de modo a fornecer novos serviços aos consumidores como a tarifação horária;
- Expansão das redes, inclusive a interligação com outros países através de linhas de transmissão submarinas;
- Geração Distribuída (GD), considerando várias formas intermitentes de energia e meios de armazená-la.

Na região da Ásia e Pacífico, um grande número de concessionárias de energia e governos estão se preparando para suas iniciativas em *Smart Grid*, sendo que os medidores inteligentes são parte integrante desses programas. De acordo com o relatório da *Pike Research*, a base total instalada de medidores inteligentes na região da Ásia – Pacífico irá aumentar de 52,8 milhões para 350,3 milhões em 2016 (REDES, 2012).

De acordo com o analista sênior *Andy Bae*, os governos e concessionárias da Ásia-Pacífico tem quatro objetivos principais para o *Smart Grid* e implantações de medição inteligente (REDES, 2012):

- Melhorar a confiabilidade e segurança da rede elétrica;
- Melhorar a eficiência operacional da infraestrutura de rede,
- Equilibrar a oferta e demanda de energia, e reduzir o impacto do sistema elétrico no ambiente.

Entre os países da região Ásia - Pacífico, a China tem objetivos mais ambiciosos para instalações de medidores inteligentes. As previsões da *Pike Research* são de que a China terá mais de três quartos da base instalada de medidores inteligentes na Ásia-Pacífico e o governo informou planos para continuar uma implantação em grande escala de medidores, pelo menos até 2020. Japão, Coréia do Sul e Austrália representam grandes mercados para os medidores inteligentes (REDES, 2012).

O Brasil não tem grande destaque no cenário mundial em Redes Elétricas Inteligentes (REI), mas, apesar da crise atual, ainda faz parte de um grupo de países emergentes com grande potencial de crescimento, oportunidades e investimentos nos próximos anos. Dentre estes estão: Bulgária, República Checa, Hungria, México, Polônia, Romênia, Singapura, Eslováquia, Eslovênia, e os Emirados Árabes (NEWS, 2011). Segundo a *Northeast Group*, estes países terão em 2020, um mercado de aproximadamente 49 bilhões de dólares em medição inteligente (NEWS, 2011). As REI's representam para os países emergentes uma série de benefícios, como a melhoria nos níveis de confiabilidade do sistema, gerenciamento das diversas fontes alternativas de energia, assim como a redução de perdas técnicas e não técnicas.

### 2.1.2 *Smart Grid* no Brasil

Seguindo a tendência da maioria dos países emergentes, o Brasil tem especificações e metas diferentes dos países desenvolvidos. Segundo Riveira, Esponsito e Teixeira (2013), devemos destacar três principais pontos: (i) a matriz elétrica é renovável – cerca de 90% da energia gerada vem de fontes renováveis – e interligada por um robusto sistema integrado de geração e transmissão de dimensões continentais; (ii) o consumo de energia per capita no país é significativamente inferior – 2.200 kWh/habitante, contra, por exemplo, 12.884 kWh/habitante nos Estados Unidos, tendo como base o ano de 2009; (iii) o potencial de recursos renováveis e não renováveis não explorados é alto; e (iv) as tarifas de energia estão entre as mais caras do mundo.

Por conseguinte, no Brasil, a formulação de política energética concentra esforços nos objetivos associados à garantia de suprimento com modicidade tarifária, sobrepondo-se aos objetivos de política industrial e tecnológica. No entanto, pode-se elencar alguns motivadores para o Brasil como: o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, a segurança operacional e sistêmica, a sustentabilidade econômica e ambiental e a redução de perdas não técnicas (roubo de energia).

A implantação de *Smart Grids* no Brasil tem como principais motivadores, o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, a segurança operacional e sistêmica e sustentabilidade econômica e ambiental (ANEEL, 2010).

Segundo Riveira, Esponsito e Teixeira (2013), a eficiência comercial e energética seria obtida por meio da redução de perdas técnicas e comerciais, melhoria na qualidade da energia ofertada ao consumidor e gestão do horário de consumo de energia pelo consumidor. A confiabilidade do sistema elétrico aumentaria com a interoperabilidade entre os diversos componentes da rede e as subestações, gestão de ativos e do planejamento da capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia. A segurança operacional e sistêmica seria atingida por meio do controle de acesso dos usuários de rede, da redução de energia não distribuída e das perdas por fraudes, bem como viabilizaria a geração distribuída e a gestão para contingências e auto recomposição. Por fim, a sustentabilidade econômica e ambiental seria fruto da diversificação dos negócios e das oportunidades para novos serviços de valor agregado ofertado pelas concessionárias, tais como a recente regulamentação do *net metering* e o uso de veículos elétricos e híbridos conectados às redes.

No Brasil, com a geração de energia em sua maioria proveniente de fontes limpas, com baixo nível de emissão de gases causadores de efeito estufa, com uma previsão de demanda baixa, quando comparado a outros países, as iniciativas de *Smart Grid* no país podem se apoiar na modernização da infraestrutura de distribuição com objetivos voltados à universalização do acesso à energia elétrica, visto sua potencialidade para desenvolvimento de recursos energéticos distribuídos e combate ao alto volume de perdas não técnicas, consequência do modelo baseado no controle público, pouco evoluído e tolerante ao furto de energia.

Comparativamente, sob o ponto de vista do consumidor, há uma maior facilidade na implementação de medidores inteligentes nos países europeus que no Brasil, em função da renda média da população ser maior. No Reino Unido, por exemplo, o sistema deve custar aproximadamente U\$ 100,00 (dólar) ou cerca de 70 GBP (libra esterlina). No Brasil, grande parte da população teria dificuldade em arcar com os custos em função da renda média inferior, com um custo médio estimado em R\$ 800,00, a implementação do sistema teria algumas dificuldades do ponto de vista do consumidor, necessitando de um incentivo governamental.

Segundo a ANEEL (2014), estima-se que as perdas sejam responsáveis por aproximadamente 15% da energia comprada pelas distribuidoras e 5,9% da energia injetada no sistema. Estas perdas envolvem as chamadas perdas técnicas, que é o montante de energia dissipada entre o suprimento e o ponto de entrega e as perdas comerciais, advindas de desvios de energia e deficiências das concessionárias nos processos de faturamento. A Região Norte lidera o índice de perdas comerciais, com média de 22%, o Nordeste e Sudeste contabilizam 10% de média de perdas cada e as regiões Centro-Oeste e Sul têm, respectivamente, 5% e 3%.

O modelo *Smart Grid* baseado no uso de medidores inteligentes confronta-se com alguns problemas como: o custo elevado, a indisponibilidade de serviços de comunicação para um grande volume de dados e o elevado nível de complexidade do gerenciamento. Para a aplicação de um programa de tarifas diferenciadas no Brasil, além da substituição de aproximadamente 70 milhões de medidores, prevê-se um crescimento de demanda, sendo necessário realizar alterações no atual modelo de negócios afetando a estrutura regulatória.

Na Europa de forma geral, as empresas de energia recebem grandes incentivos governamentais para investimento em sistemas inovadores. Porém, a maioria dos modelos propostos apresentam soluções com alto investimento e baixa taxa de retorno. Entretanto, segundo dados do MME (2014), no Brasil, 40% das 70 milhões de unidades consumidoras, são classificados como baixa renda, dificultando o investimento por parte do consumidor.

O país ainda enfrenta um problema típico de países não desenvolvidos, o popular “gato” ou instalações irregulares de energia com o intuito de roubá-la, bastante comum nas favelas das grandes metrópoles, traduzindo-se em grandes

perdas no sistema. A *smart meter* deve inibir tal prática, trazendo um retorno considerável ao sistema.

No cenário político regulatório brasileiro, observa-se certa evolução nos últimos anos em REI, ainda tímida, porém existente, com a realização de audiências públicas e a elaboração de estudos. Toledo (2012) lembra que esta nova tecnologia não se deve copiar modelos internacionais, mas sim adaptar e compatibilizar com as diferentes necessidades do cenário nacional.

Os principais projetos de pesquisa e desenvolvimento na área de REI estão sendo realizados através de parcerias entre concessionárias, universidades, laboratórios e empresas, visando uma abordagem sistêmica. Hernandez et al. (2011) lembra que não somente tecnologias e funcionalidades pontuais são testadas, mas principalmente, aplicações integradas de infraestrutura avançada de medição (AMI), automação avançada de rede de distribuição e infraestrutura de multiaplicação de telecomunicações.

Com a implantação da infraestrutura de medição avançada (AMI), uma avalanche de novas informações utilização de energia se tornou disponível. Melhor compreensão dos padrões de consumo de energia reais dos clientes é fundamental para melhorar a previsão de carga e implantação eficiente de tecnologias de redes inteligentes para melhorar a operação, gestão de energia e planejamento de sistemas elétricos de potência. (QUILUMBA, 2015)

Diretrizes contemplam características e requisitos mínimos para que o sistema de distribuição torne-se realmente uma REI, com sensores de medição capazes de detectar e prever falha no sistema, sistemas de automação com comunicação segura e bidirecional e por fim, sistemas de medição responsáveis por criarem o elo entre o prosumidor e a concessionária, base principal para a concepção completa das *Smart Grid*. (FIGUEIRÓ, 2013)

## 2.2 Smart Meters

Diferenciar um *Smart Meters* de um medidor analógico é relativamente fácil, algo visual, no entanto, não se pode confundir medidor eletrônico com medidor inteligente, uma vez que todo medidor inteligente é eletrônico, mas nem todo medidor eletrônico é inteligente. Assim, uma série de identificações se fazem necessárias para que isto fique claro.

Fugita (2014) afirma que a maioria autores credita o ponto de partida à implantação do *Smart Grid* a substituição dos medidores eletromecânicos pelos *Smart Meter* ou medidores inteligentes, que possuem sistemas de comunicação e informática integrados, com possibilidade de obter informações de consumidor em relação à utilização da energia.

Em uma estrutura de medição avançada (AMI) há o próprio medidor inteligente ou *smart meter*, infraestrutura de comunicação e dispositivos de controle. Estes medidores podem ler informações de consumo em tempo real e de forma bidirecional, controlar a carga de forma remota e local, assim como monitorar diversos aparelhos domésticos e dispositivos do consumidor (DEPURU et al., 2011).

O medidor inteligente *Itron Centron OpenWay* que a *DTE Energy Company* está instalando em residências e empresas chama-se “*medidor avançado*”. O azul na face do medido é o que o diferencia, juntamente com um display LCD digital conforme pode ser visto na Figura 2.6.



Figura 2.6 – Medidor inteligente *OpenWay*. Fonte: Intron Centron (2015)

Outras identificações aparecem nesses medidores identificando suas especificações. CL320 240V 3W TIPO C2SOD 50Ta 1.0Kh, isto significa: classe 300, 240 volts, 3 fios, tipo C2SOD sendo o "D" de "desconexão remota", o que significa que pode fechar o seu serviço à distância. Um medidor também pode apresentar a sigla C2SO, o que significa que não tem capacidade de desconexão remota, porém a maioria, se não todos, os medidores domésticos têm desconexão remota.

Demais fabricantes de *Smart Meters* utilizam identificações semelhantes, porém não idênticas como se pode ver na Figura 2.7.

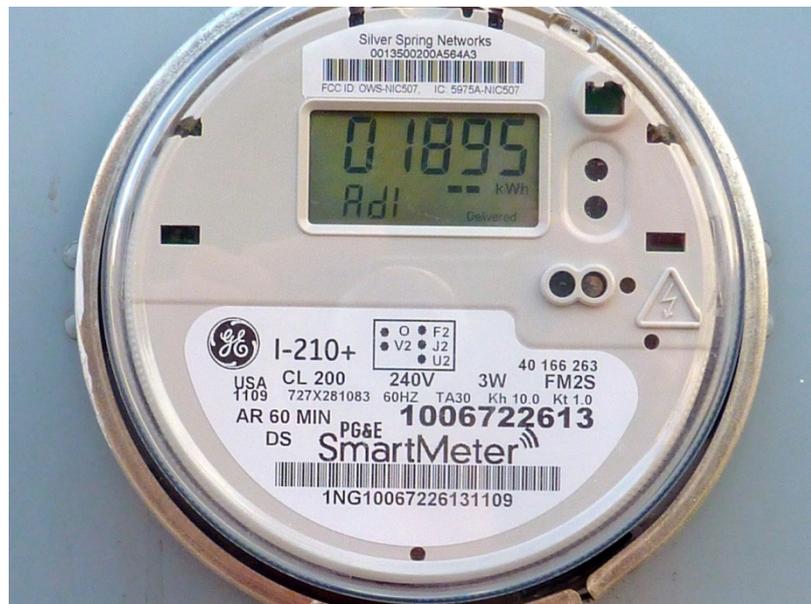


Figura 2.7 – Medidor inteligente GE. Fonte: GE (2015)

Entretanto, um fator que merece destaque é a organização das empresas europeias quanto à normatização dos medidores inteligentes, que apesar de ter algumas características que diferem de um fabricante para outro, a maior parte das funcionalidades e tecnologias são acordadas para que sejam compatíveis com todo o sistema. Isto torna a tecnologia disseminada entre todos e reduzir os custos de produção tornando as empresas europeias mais competitivas em relação as demais empresas do mundo.

Uma pesquisa divulgada pela empresa americana Northeast Group calcula em US\$ 49 bilhões o mercado de *smart meters* nos países emergentes no ano de 2020. Até pouco tempo atrás, a preocupação com o assunto tinha sido privilégio dos países desenvolvidos, que representam 90% dos equipamentos já instalados. Mas a próxima onda está nos países emergentes, diz o estudo *Emerging Markets Smart Grid*. (NORTHEAST GROUP, 2013)

Atualmente, os principais fabricantes são estrangeiros e os mais competitivos são europeus. Alguns ainda fabricam somente o medidor eletrônico, porém, pode-se classificá-los como fabricantes em potencial de medidores inteligentes. Os principais fabricantes de medidores eletrônicos e medidores inteligentes podem ser vistos na Tabela 2.3.

Com a disseminação de redes inteligentes acredita-se que, provavelmente, os fabricantes de medidores eletrônicos venham a fabricar medidores inteligentes também. Na Tabela 2.3 tem-se alguns fabricantes de medidores no mundo.

Tabela 2.3 - Fabricantes de medidores eletrônicos e medidores inteligentes

<b>Fabricante</b>	<b>Tipo de medidor</b>
<b>Actaris / Itron;</b>	<i>Smart Meter</i>
<b>Ecil</b>	Eletrônico
<b>Electrometer</b>	Eletrônico
<b>Elo</b>	Eletrônico
<b>Elster;</b>	<i>Smart Meter</i>
<b>Fae;</b>	<i>Smart Meter</i>
<b>Genus</b>	Eletrônico
<b>Landis + Gyr;</b>	<i>Smart Meter</i>
<b>Nansen;</b>	<i>Smart Meter</i>
<b>Schneider</b>	Eletrônico
<b>General Eletric</b>	<i>Smart Meter</i>

Uma preocupação dos fabricantes é com a interface com o usuário, ficando esta cada vez mais agradável, sendo possível informar em tempo real o seu consumo e o mais importante, quanto o consumidor está pagando naquele exato momento. Psicologicamente, ver o valor do consumo pode influenciar diretamente

no comportamento das pessoas, fazendo-as economizar e migrar a demanda para horários de menor tarifa, fora de ponta, melhorando a gestão do consumo.

A comunicação entre os dispositivos digitais é feita através de uma rede residencial chamada *Home Area Network* (HAN). Inicialmente o principal objetivo desta rede era comunicação entre computadores pessoais, impressoras e o compartilhamento de uma conexão com a internet. Atualmente as HANs tem um novo objetivo, o qual consiste em proporcionar uma visão de *Smart Grid* no nível residencial de forma a permitir que os consumidores entendam e gerenciem melhor o seu consumo de energia.

Esta interface continua evoluindo sendo apresentada de diferentes formas por cada fabricante como se pode ver na Figura 2.8.



Figura 2.8 – Interface do *Smart Meter* com o usuário, IHD. Fonte: HAI (2015)

A interface precisa ser simples e intuitiva, apresentando ao consumidor informações suficientemente importantes, de preferência com valores financeiros que facilitam o entendimento do usuário como na Figura 2.9.



Figura 2.9 – *Smart Meter*, interface com usuário da *British Gas*. Fonte *British Gas* (2014)

### 2.3 Regulamentações Tarifárias no Brasil

No Brasil, existe uma forte tendência na troca dos medidores eletromecânicos por eletrônicos, porém devido à inexistência de determinação regulatória para as funcionalidades mínimas do medidor eletrônico para baixa tensão, faz com que grande parte das distribuidoras realize implantação destes equipamentos sem agregar muitas das funcionalidades que a tecnologia pode oferecer (LAMIN, 2009).

Em agosto de 2012 foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa (RN) nº502 que prevê requisitos mínimos dos sistemas de medição para consumidores de baixa tensão e prazos para que as concessionárias adotem o sistema. Entre os requisitos mínimos estão: medição de energia elétrica em pelo menos quatro postos tarifários, valor da energia ativa acumulada por posto tarifário e identificação do posto tarifário corrente. Além disso, o consumidor poderá optar por um sistema de medição com funcionalidades adicionais como: valor de tensão e corrente em cada fase, indicadores de transgressão do nível de tensão (ANEEL, 2012b).

Estes requisitos podem ser atendidos utilizando-se medidores eletrônicos, no entanto, o *smart meter* influencia em uma variável importante de complexa mensuração: o comportamento do consumidor. Ver o consumo e o seu custo em tempo real faz com que o consumidor mude seu comportamento criando uma gestão de consumo mais eficiente.

A viabilização dos medidores inteligentes, *smart meter*, é de grande importância para o início da evolução do sistema. Os medidores inteligentes

permitem ao consumidor maior eficiência no consumo de energia, pois ele tem maior informação sobre o seu consumo real. Dentre outros benefícios estão: atendimento remoto pela concessionária, melhor monitoramento da rede pela concessionária através de um fluxo de informações entre o consumidor, redução de perdas técnicas e não técnicas, e a oferta de novos serviços aos consumidores (ANEEL, 2012a).

Além dos benefícios supracitados, a medição inteligente torna viável aos consumidores de baixa tensão a oferta de novas opções tarifárias, desta forma o consumidor tem uma gama de alternativas e tendências tecnológicas que revolucionam a maneira que o consumidor utiliza a energia, gerencia seus gastos e interage com os diversos meios de comunicação.

O marco inicial desta mudança de paradigmas se dá na utilização dos medidores inteligentes, que por meio de tarifas dinâmicas, permitem ao consumidor a possibilidade de um melhor gerenciamento, tanto de seus hábitos de consumo, quanto de suas faturas.

As tarifas dinâmicas, ou tarifas horárias, podem ser definidas como um meio de induzir diferentes reações nas cargas, de modo que o carregamento no sistema possa ser otimizado através da dispersão de carga nos horários de maior carregamento, e concentração da mesma em períodos de maior ociosidade do sistema (Toledo, 2012).

Com a reestruturação do modelo tarifário brasileiro, o consumidor de baixa tensão terá benefícios com a nova tarifação. Tais alternativas tarifárias estão acessíveis somente aos consumidores de média e alta tensão. No entanto, para o pleno êxito dos consumidores, primeiramente devem-se mudar alguns hábitos, conforme os valores cobrados em horários diferenciados.

A busca por uma maior eficiência do sistema no Brasil foi iniciada nos final dos anos 70, a partir da criação de dois grupos tarifários pelo Decreto nº 62.724, estabelecendo uma divisão entre os consumidores pelo nível de tensão e pela atividade desenvolvida (residencial, comercial, industrial, etc.) (ANEEL, 2010e). Nesta divisão, os consumidores com tensão de fornecimento maior que 2,3 kV eram enquadrados no Grupo A e os consumidores atendidos com tensão inferior a esta, no Grupo B

As regulamentações foram evoluindo ao longo do tempo e uma das mudanças foi a criação das Tarifas Horo – Sazonais Azul e Verde, aplicadas aos consumidores do Grupo A.

Na Tarifa Verde, o consumidor possui tarifas diferenciadas de consumo de energia para os postos tarifários e períodos do ano, bem como uma única tarifa de demanda de potência. Esta tarifa se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW (ANEEL, 2010 i). A Figura 2.10 ilustra a estrutura da tarifa verde.

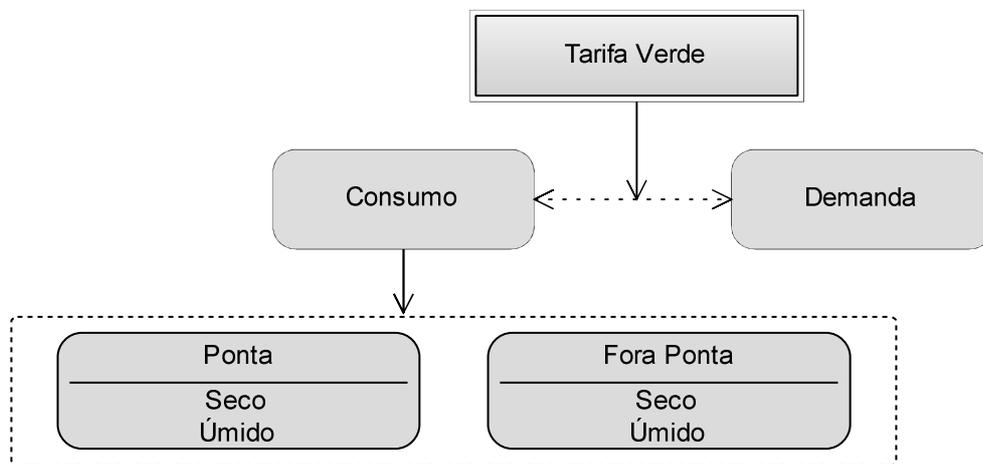


Figura 2.10 - Estrutura da tarifa horo-sazonal verde.

Para a Tarifa Azul, o consumidor também possui tarifas diferenciadas para os postos horários e o período do ano, porém com tarifas de demanda diferenciadas de acordo com as horas do dia, como ilustra a Figura 2.11. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas com tensão igual ou superior a 69 kV (ANEEL, 2005).

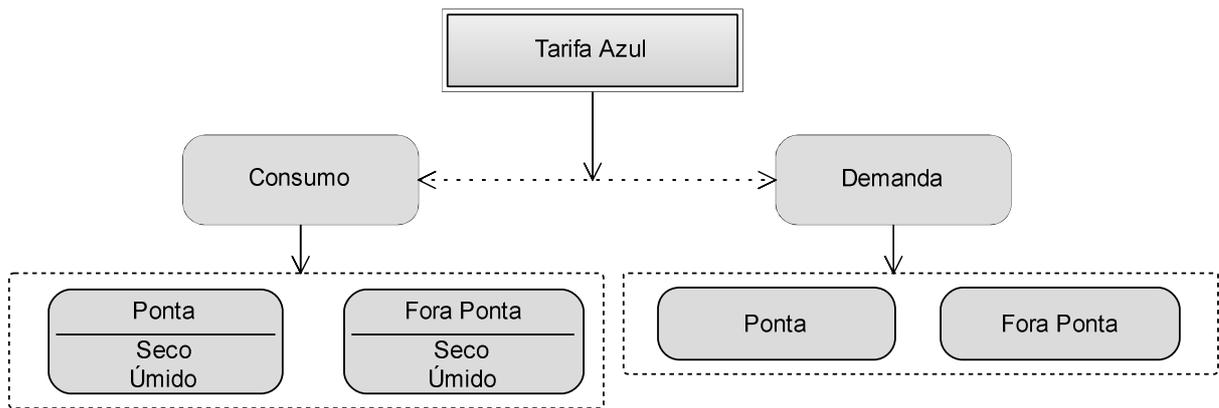


Figura 2.11 - Estrutura da tarifa horo-sazonal azul.

Ainda no grupo A permaneceu uma tarifa convencional, caracterizado pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda independente das horas de utilização do dia (ponta/fora ponta) ou dos períodos do ano (úmido e seco). Para os consumidores do Grupo B a tarifa monômnia continuou sendo aplicada.

Com a desverticalização do setor elétrico nos anos 90 aliado a inúmeros problemas relacionados ao novo modelo institucional e a falta de investimentos ao longo dos anos no setor, estudos apontaram a possível falta de capacidade para atender a ponta de carga do sistema elétrico brasileiro no final da década. Este problema fundamentou e estimulou a procura de propostas que atenuassem o problema em curto prazo, sendo que uma das alternativas focou-se na racionalização do consumo objetivando a sua redução no horário de ponta e a consequente redistribuição deste consumo nos demais períodos. Essa opção embasou o surgimento do Projeto Tarifa Amarela, a qual tinha o objetivo a viabilização de uma tarifa horária para os consumidores com maior participação na ponta do sistema: os consumidores de baixa tensão (COPEL, 1998).

Diferentes distribuidoras, tais como Copel, Bandeirante, CPFL, Celpa, Cosern e Cemig, realizaram estudos e implantaram projetos-pilotos para consumidores de pequeno porte e pertencentes ao grupo B. Os projetos demonstraram que os consumidores foram motivados a mudar os seus hábitos de consumo pelo sinal preço diferenciado, comprovando que os valores das tarifas eram eficientes no alcance do principal objetivo: estimular a redução e a transferência do consumo do horário de energia. Porém, um dos grandes obstáculos foram os custos relacionados com os sistemas de medição. Ao final dos projetos, algumas distribuidoras

solicitaram a efetiva implantação da opção tarifária, o que não ocorreu devido à falta de regulamentação (LAMIN, 2009).

O grupo tarifário de baixa tensão é responsável pela maior demanda de recursos do setor de energia elétrica e representa 58% do mercado tarifário brasileiro (ANEEL, 2010d). Este cenário pode ser visualizado na Figura 2.12 pela curva típica de carga destes consumidores.

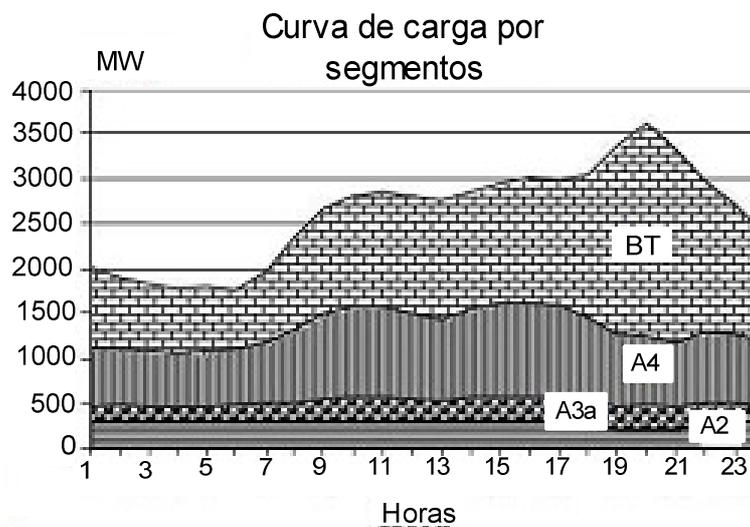


Figura 2.12 - Curvas de carga por grupos em uma concessionária. Fonte: (Lamin, 2009)

Os segmentos do Grupo A (A4, A3a, A2) possuem uma maior uniformidade em seu perfil de consumo, justamente por possuírem maiores alternativas de tarifação e modulação de carga do que o segmento de baixa tensão. Os consumidores de baixa tensão podem ser considerados os maiores responsáveis pela formação da ponta do sistema, fazendo com que o sistema, e por consequência, o capital investido, tornem-se ociosos na maior parte do tempo.

Os custos marginais de capacidade permitem avaliar a responsabilidade dos consumidores conectadas em cada nível de tensão nos custos de expansão dos sistemas de distribuição, o que permite inferir quanto e a que hora do dia o consumo de energia acarreta para a distribuidora a necessidade de maiores investimentos no sistema (TOLEDO, 2012).

Os maiores investimentos para atender a demanda ocorrem entre as 17 e as 21 horas devido a participação dos consumidores de baixa tensão. Assim, a aplicação de uma tarifa que melhor represente os custos do sistema torna-se

necessária, para que os consumidores alterem seus hábitos de consumo e comecem a ter participação ativa na operação e eficiência do sistema.

Em dezembro de 2010 a ANEEL abriu a primeira audiência pública visando o aperfeiçoamento da estrutura tarifária com a inserção dos consumidores de baixa tensão no contexto das Redes Elétricas Inteligentes, por meio de tarifas horárias. A Audiência Pública (AP) nº 120 abordou diversos estudos que compõem o processo da estrutura tarifária, como vistos na Figura 2.13.

TEMA I	Custos e Fator Perdas	1. Componentes de custos da tarifa	TEMA III	Sinais Preço	1. Definição de postos tarifários
		a. TUSD Fio A			
		b. TUSD Fio B			
		c. TUSD Encargos Sv Distribuição			
		d. TUSD Encargos Setoriais			
		e. TUSD Perdas			
	f. Tarifa de energia				
		2. Fator de Perdas			2. Sinal horossazonal
TEMA II	Uso da Rede	1. Metodologia Custo Marginal Capacidade	TEMA IV	Tarifação para BT	1. Postos Tarifários para Baixa Tensão
		1.1. Custo Marginal de Expansão			2. Tarifas: Rural, IP e Demais Classes
		1.2. Proporção de Fluxo			3. Realinhamento da Baixa Tensão
		1.3. Responsabilidade de Potência			4. Discussão tarifária - AS

Figura 2.13 - Temas abordados na AP120 referente a nova metodologia tarifária aplicada as concessionária de distribuição. Fonte: (ANEEL, 2010e)

Dentre os temas abordados, está o sinal horário para os consumidores de baixa tensão, a chamada Tarifa Branca, proposta com o intuito de estimular o gerenciamento de energia pelos consumidores de baixa tensão nos horários de maior carregamento do sistema, fazendo com que ocorra um deslocamento de energia para horários de menor utilização da rede da concessionária. Desta forma, o sistema sairá beneficiado quanto ao aumento da eficiência e os consumidores quanto a possibilidade de redução em suas faturas.

A Nota Técnica nº 362 apresentou as principais premissas utilizadas na definição deste sinal tarifário, assim como justificativas e aplicações de tarifas horárias em outros países, as chamadas TOU (*Time of Use*). A primeira proposta dividiu a estrutura para a baixa tensão em duas modalidades (ANEEL, 2010d):

- modalidade convencional monômnia, com um preço de consumo de energia em R\$/MWh sem distinção horária, como atualmente é praticado;

- modalidade branca: monômnia, com três preços de consumo de energia em R\$/MWh, de acordo com os postos tarifários.

A mesma ainda estabelecia uma aplicação compulsória para os consumidores residenciais com consumo maior do que 500 kWh e opcional para consumos entre 200 kWh e 500 kWh. Para os subgrupos comercial e industrial, a tarifa seria opcional.

Em novembro de 2011, por meio da Resolução Normativa (RN) nº 464 e da Nota Técnica nº 311 ficou definida a estrutura tarifária para o Grupo B. A Figura 2.14 mostra as tarifas disponíveis para o consumidor quanto a sua composição (ANEEL, 2011a).

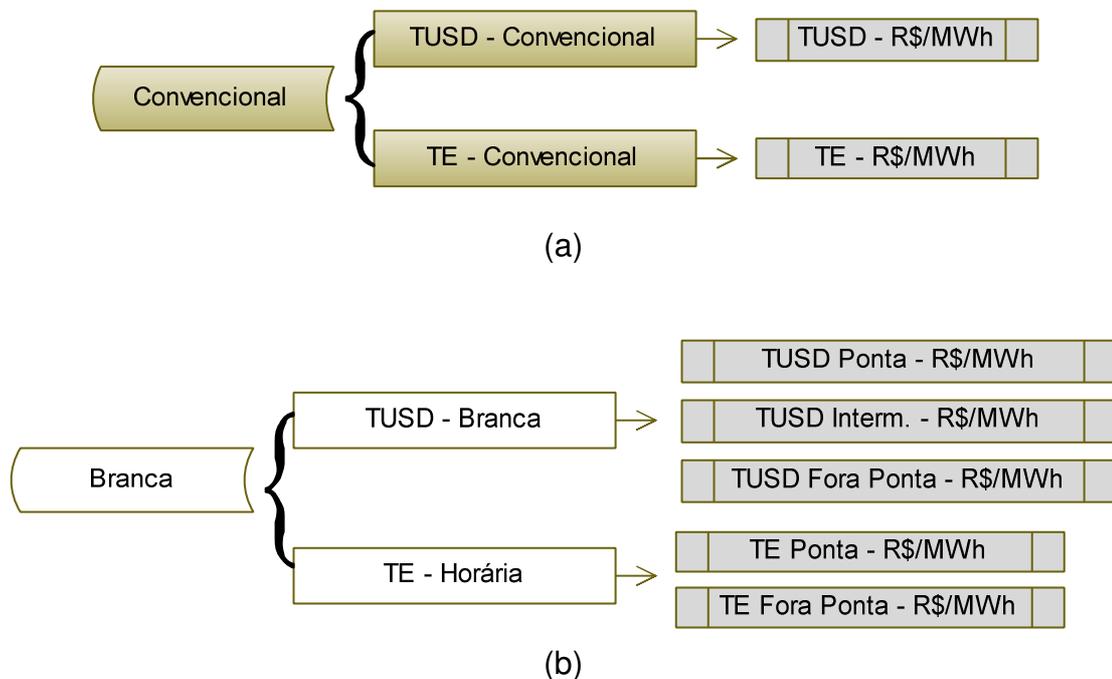


Figura 2.14 - Estrutura tarifária para os consumidores do Grupo B (a) Tarifa Convencional. (b) Tarifa Branca. Fonte: (ANEEL, 2011f)

A estrutura tarifaria convencional, aplicada hoje ao consumidor, consiste na soma de duas componentes tarifárias: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A primeira dada em R\$/MWh, é relativa ao faturamento mensal dos usuários do sistema de distribuição. A segunda, dada também em R\$/MWh, refere-se ao faturamento mensal de consumo de energia (ANEEL, 2012g).

As concessionárias que passam pela revisão tarifária, no período de 2012 a 2014, já terão a tarifa branca aprovada e disponível para o consumidor (ANEEL, 2012g). Porém, como a regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica para consumidores do Grupo B foi aprovada pela ANEEL em abril de 2012, as concessionárias terão um período de 18 meses para adotarem sistemas de medição com requisitos mínimos para a aplicação da tarifa branca, como por exemplo, a medição de energia elétrica ativa em pelo menos 4 postos tarifários (ANEEL, 2012b). Era previsto que em 2014, o consumidor poderia optar pela tarifa branca, sendo que as disposições comerciais referentes ao tempo de ligação ou atendimento (ANEEL, 2013a). No entanto, principalmente devido a motivos políticos, ocorreram reduções nos investimentos no país, incluindo o setor elétrico. Desta forma, os objetivos planejados para 2014 não foram alcançados. Na Figura 2.15 é mostrada os postos tarifários da modalidade branca.

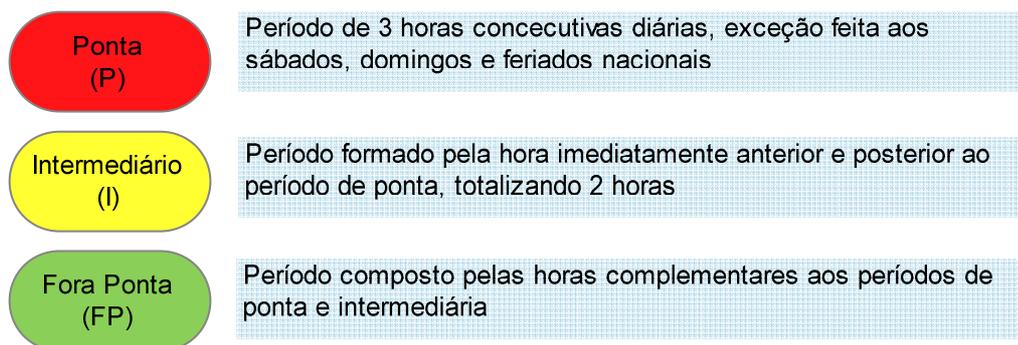


Figura 2.15 - Postos tarifários da modalidade branca. Fonte: (ANEEL, 2011f)

Observa-se, que devido as características de consumo dos consumidores do Grupo B, foi criado um posto intermediário com o intuito de impedir o simples deslocamento de consumo da ponta para um horário inferior ou posterior a este.

Para a construção das componentes TUSD e TE, que formam a base de cálculo para a formação da tarifa aplicada aos consumidores, são utilizados fatores que relacionam os postos tarifários. As relações entre os postos da TUSD ponta e fora ponta e intermediário e fora ponta são mostradas nas Equações 2.1 e Equação 2.2, respectivamente (ANEEL, 2012g):

$$\frac{TUSD_{ponta}}{TUSD_{foraponta}} = 5$$

$$\frac{TUSD_{intermediário}}{TUSD_{foraponta}} = 3$$

O fator da TUSD fora ponta da tarifa branca é obtido de acordo com a Equação 2.3 (ANEEL, 2012g).

$$TUSD_{foraponta(wh)} = TUSD_{convencional} \times kz$$

O parâmetro  $kz$  é um fator baseado no comportamento típico do consumidor, sendo específico de cada distribuidora e subgrupo tarifário (ANEEL, 2012h). Este parâmetro foi discutido na Audiência Pública nº 29, 2012, em virtude de ter sido considerado na AP nº 120 com um valor médio de 0,55 para todas as concessionárias do Brasil.

Em 2015, motivado por um conjunto de problemas, como estiagem, problemas econômicos, falta de investimentos em infraestrutura, surge a necessidade de um sistema tarifário adicional. Com os problemas citados, a necessidade de utilizar termoelétricas, cuja geração de energia é mais cara, eleva os custos e estes devem ser repassados aos consumidores. Assim, as contas de energia passaram a trazer o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade, com a possibilidade de acréscimo na fatura.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha - as mesmas cores dos semáforos – a e indicam o seguinte (ANEEL, 2015):

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa tem acréscimo de R\$ 2,50 (sem impostos) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa tem acréscimo de R\$ 5,50 (sem impostos) para cada 100 kWh consumidos.

Devido a esta crise energética, a agenda de implantação da Tarifa Branca não recebeu o estímulo que se imaginava inicialmente. O atual momento, infelizmente, é de remediar problemas resultantes do planejamento do sistema, clima (como falta de chuvas) e políticas governamentais inadequadas.

### 3 RETORNO DE INVESTIMENTOS E MÉTODOS PARA SIMULAÇÕES

Em geral o consumidor possui um comportamento padrão de consumo durante o dia, caracterizado pela sua curva típica de carga. Contudo, mesmo em uma curva típica de carga, o grupo de consumidores pertencentes a ela possui comportamentos distintos, devido aos diferentes perfis de consumo. Figueiró (2013) lembra que esta imprevisibilidade sobre a demanda de energia aumenta à medida que os conceitos de *Smart Grid*, *Smart Meter* e tarifação horária será aqui apresentados ao consumidor de Baixa Tensão, influenciando diretamente em suas características de consumo e que possivelmente acarretará em uma alteração do perfil de carga atual do sistema.

Como nem sempre é viável avaliar o comportamento de um sistema para uma determinada situação, seja pelo tamanho ou complexidade do mesmo, torna-se necessário a utilização de métodos de simulação. Dessa maneira, métodos de simulação são empregados de modo que o sistema em estudo possa ser melhor avaliado quanto as suas propriedades e características. A simulação envolve a construção de um modelo aproximado da realidade, o qual será operado muitas vezes, analisando-se então seus resultados para que ele possa ser melhor compreendido, manipulado e controlado (MOREIRA, 2010).

Este estudo propõe-se a analisar por meio de cenários e simulações, a viabilidade das instalações de medidores inteligentes para cada região do Brasil. Para isso, criam-se cenários dos possíveis comportamentos de consumidores, analisando a situações mais ou menos favoráveis ao investimento.

Dentre as vantagens do uso de simulação Andrade (2011) afirma:

- Por meio de simulação podem ser estudadas algumas variações no meio ambiente e verificados seus efeitos em todo o sistema;
- A experiência adquirida em construir modelos e realizar a simulação pode levar a uma melhor compreensão do sistema, o que possibilita melhorá-lo;

- A simulação pode servir como um primeiro teste para se delinear novas políticas e regras de decisão para a operação de um sistema, antes de experimentá-las no sistema real;
- A simulação pode ser usada para experiências com novas situações, sobre os quais se tem pouca ou mesmo nenhuma informação, no intuito de preparar para eventos que possam acontecer.

As simulações foram feitas com dados do SINPHA, obtidos do site do PROCELINFO. Para os cálculos e simulações utilizam-se planilhas do Excel onde são realizados diagnósticos utilizando princípios de análise de investimentos. Tais simulações e análises determinam a viabilidade econômica para a aquisição de *smart meters* em cada região e no país.

Os valores de vida útil de medidores inteligentes adotados internacionalmente são de 15 a 20 anos, tempos relativamente menores aos dos medidores eletromecânico que é de 25 a 30 anos. Estes valores são estimados através de estudos de comissões internacionais como a IEC - *International Electrotechnical Commission* (2015), organização líder mundial para a elaboração e publicação das Normas Internacionais para todas as tecnologias elétricas e eletrônicas.

Empresas, indústrias e governos utilizam esses dados para discutir e desenvolver normas internacionais de que necessitam, sendo base para estimar a vida útil e a confiabilidade de diversos equipamentos, entre esses os medidores de energia. Na Figura 3.1, apresenta-se um estudo sobre confiabilidade de *smart meters* com o respectivo nível de segurança ao passar dos anos.

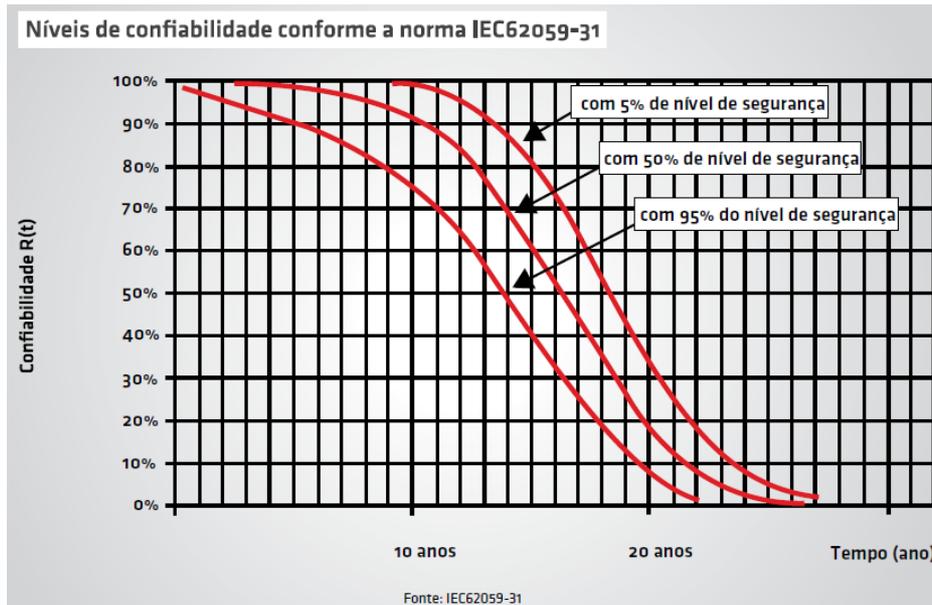


Figura 3.1 - Confiabilidade dos *smart meters* versus seu tempo de uso. Fonte: (IEC, 2015)

### 3.1 Fluxo de caixa

A representação do fluxo de caixa de um projeto consiste de uma escala horizontal onde são marcados os períodos de tempo e na qual são representadas com setas para cima as entradas e com setas para baixo as saídas de caixa. O fluxo abaixo é um exemplo que representa um investimento inicial de “P” hoje, que rende “A” no final do terceiro período, mais “F” no final do quinto período, visto na Figura 3.2.

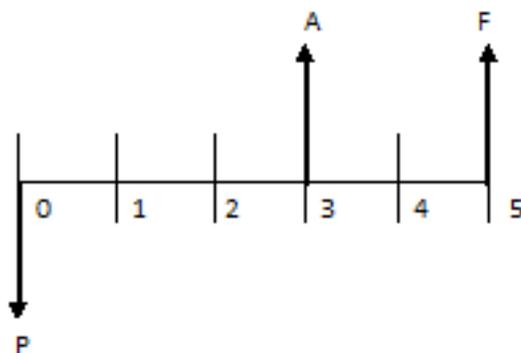


Figura 3.2 – Diagrama de fluxo de caixa

Os fluxos de caixa permitem uma análise visual e analítica de entradas e saídas de valores ao longo do tempo. Modelos padrões e equações específicas permitem relacionar e transformar valores ao longo do tempo obtendo resultados quantitativos. Deste modo, é possível comparar diferentes investimentos, em períodos diversos e com montantes quaisquer auxiliando em uma possível tomada de decisão.

### 3.2 Análise Econômica

A avaliação de projetos de investimentos comumente envolve um conjunto de técnicas que buscam determinar sua viabilidade econômica e financeira, considerando uma determinada Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Desta forma, normalmente esses parâmetros são medidos pelo *Payback* - prazo de retorno do investimento inicial, pela TIR - Taxa Interna de Retorno e/ou pelo VPL - Valor Presente Líquido (CASAROTTO E KOPPITKE, 2000).

#### 3.2.1 Método *payback*

O *Payback* ou prazo de retorno de um projeto é a extensão de tempo necessária para que seus fluxos de caixa nominais cubram o investimento inicial. (DAMODARAN, 2002). Tem como principais pontos fracos: não considerar o valor do dinheiro no tempo, não considerar todos os capitais do fluxo de caixa, não ser uma medida de rentabilidade do investimento (LAPPONI, 2000) e exigir um limite arbitrário de tempo para a tomada de decisão (ROSS, WESTERFIELD E JORDAN, 1998). É possível incluir o custo de oportunidade no cálculo do *payback*, resultando no que se convencionou chamar de *payback* descontado (LAPPONI, 2000).

Dada as suas limitações e não obstante a sua simplicidade é muito mais provável que as empresas empreguem o período de *payback* de um investimento como uma norma auxiliar na tomada de decisões sobre investimentos utilizando-o seja como um parâmetro limitador (prazo máximo de retorno) sobre a tomada de decisões seja para escolher entre projetos que tenham desempenho igual em relação à regra básica de decisão (DAMODARAN, 2002).

A previsão de retorno de investimento, ou PRI, é um método simples e bastante utilizado, inclusive pelo SEBRAE, para aferir o tempo de retorno de um investimento este se assemelha com o *payback*.

A previsão de retorno de investimento está intrinsecamente relacionada com o custo de oportunidade. Este conceito origina-se na teoria econômica referente a máxima contribuição disponível de lucro que é abandonado pelo uso limitado dos recursos para um particular propósito (WERNKE, 2000). O custo de oportunidade é utilizado como referência na análise de investimentos, como parâmetro de rentabilidade de projetos, demonstrando o ganho real de um investimento como sendo a diferença entre a sua Taxa Interna de Retorno e a taxa de maior capacidade contributiva ao mesmo capital investido em outra atividade qualquer, seja ela produtiva ou especulativa.

Segundo Wernke (2000), o conceito de TMA - Taxa Mínima de Atratividade é dada como “a taxa mínima de retorno que o investidor pretende conseguir como rendimento ao realizar algum investimento”. Pode ser entendida como o retorno que o investidor espera pelo capital que está empregando em determinado investimento, traduzido a uma taxa percentual sobre o próprio investimento, por um determinado espaço de tempo.

O *payback* é um indicador que determina o prazo de recuperação de um investimento, também chamado de payout. Este indicador é utilizado para avaliar a atratividade de um investimento, não devendo ser o único considerado como afirmam Motta e Calôba (2002) considerando que deve ser encarado com reservas, apenas como um indicador, não servindo de seleção entre alternativas de investimento. No entanto a análise combinada deste com outros indicadores podem demonstrar informações valiosas como a relação entre valor e tempo de retorno dos investimentos.

A resolução do cálculo é dada pela Equação 3.1:

$$\textit{Payback} = \$ \text{Retorno por Período} / \$ \text{Investimento}$$

No cálculo do *payback* pode ser utilizada uma taxa de desconto para os fluxos de caixa de cada período, assim como acontece do cálculo do VPL, onde se encontra então o *Payback* Descontado (WERNKE, 2000).

### 3.2.2. *Payback* e o Período de Recuperação

O *payback* é uma maneira simples e objetiva de avaliação de investimento, pois ele irá dizer se haverá a recuperação do capital investido e em quanto tempo. Brigham et al. (2001) afirma que o período de *payback* é definido como o número esperado de anos necessários para recuperar o investimento original, sendo o primeiro método formal utilizado para avaliar projetos de orçamento de capital. Assim, pode se dizer que o período de recuperação do investimento é o prazo necessário para que as receitas líquidas de um investimento cubram seu custo.

Segundo Kassai et. al (2000), o *payback* é o período de recuperação de um investimento e consiste na identificação do prazo em que o montante de dispêndio de capital efetuado seja recuperado por meio dos fluxos líquidos de caixa gerados pelo investimento. Brigham e Houston (1999) afirmam que quanto mais breve for a recuperação do investimento melhor. Ou seja, quanto antes recuperar o investimento, melhor, o restante do tempo será lucro.

O cálculo do *payback* é simples, basta somar os fluxos de caixa líquido (FCL) futuros para cada ano até que seja atingido o valor do custo inicial do projeto, assim tem-se o tempo total de recuperação do investimento.

### 3.2.3 *Payback* Descontado

Existe uma variação do *payback* conhecido como *payback* descontado. O conceito é basicamente o mesmo do *payback* original, porém o fator tempo no valor do dinheiro é levado em consideração, pois traz a valor presente os valores futuros do fluxo de caixa.

Para Brigham et al. (2001), o período de *payback* descontado é definido como o número de anos necessário para recuperar o investimento dos fluxos líquidos de caixa descontados. É necessário levar em consideração o custo do capital, mostrando o ano que ocorrerá o ponto de equilíbrio depois dos custos do capital forem cobertos, sendo capital próprio ou de terceiros.

A taxa de desconto a ser utilizada pode ser uma taxa mínima de atratividade (TMA) definida pelos investidores ou pelos analistas, ou ainda, os custos do capital a ser empregado no projeto. Para Brigham et al. (2001) um importante empecilho tanto no método de *payback* comum quanto do descontado é que eles ignoram os fluxos de caixa que são pagos ou recebidos após o período de *payback*.

O *payback descontado* é uma ferramenta importante e amplamente utilizada para análises econômicas. Ao permitir estimar o tempo de retorno de um investimento, está diretamente relacionada com a variável “tempo”, permitindo uma análise importante e auxiliando significativamente a tomada de decisão de um investimento.

#### 3.2.4 Taxa Interna de Retorno – TIR

A TIR – Taxa Interna de Retorno é aquela taxa de desconto que iguala os fluxos de entradas como os fluxos de saídas de um investimento. Com ela procura-se determinar uma única taxa de retorno, dependente exclusivamente dos fluxos de caixa do investimento, que sintetize os méritos de um projeto (ROSS, WESTERFIELD E JORDAN, 1998). A Equação 3.2 é utilizada para e determinar a TIR.

$$FC_0 - \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} = 0$$

onde:

i – taxa de juros ou taxa interna de retorno;

n – número de períodos de capitalização;

F – montantes;

$FC_0$  – fluxo de caixa no período “zero” (investimento);

$FC_j$  – fluxo de caixa no período “j” (retorno);

O critério de decisão depende do valor obtido da equação: se  $TIR \geq$  custo de capital ou taxa mínima atrativa (TMA), se aceita o projeto, caso contrário, rejeita-se.

### 3.2.5 Valor Presente Líquido - VPL

O Valor Presente Líquido é a ferramenta mais utilizada pelas grandes empresas na análise de investimentos (COPELAND E ANTIKAROV, 2001) e consiste em calcular o valor presente dos demais termos do fluxo de caixa para somá-los ao investimento inicial, utilizando para descontar o fluxo uma taxa mínima de atratividade (CASAROTTO E KOPITTKKE, 2008). As Equações 3.3 e 3.4 são utilizadas para cálculo do VPL.

$$VPL = -INV + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} + \frac{VR}{(1+i)^t}$$

Ou

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Onde:

i – taxa de juros;

n – número de períodos de capitalização;

t – tempo;

INV – Investimento;

VR – valor residual;

$FC_t$  – fluxo de caixa no período “t” (retorno);

VPL – Valor presente líquido.

O VPL é equivalente ao período presente da análise. Valor positivo indica viabilidade do investimento e conseqüentemente, inviabilidade caso for negativo.

### 3.2.6. Método do Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE)

Este método consiste em achar a série uniforme anual equivalente ao fluxo de caixa dos investimentos à taxa mínima atrativa (TMA). Com visto na Figura 3.3.

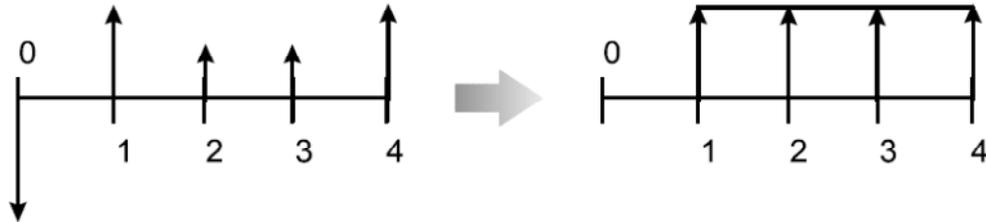


Figura 3.3 – Diagrama de fluxo de caixa equivalente

No primeiro fluxo de caixa há entradas de diferentes valores, assim, com o método de cálculo, se obtém o segundo fluxo de caixa, com um valor uniforme de entrada equivalente em cada período facilitando a tomada de decisão.

O critério de decisão depende do valor obtido da equação:

- Se  $VAUE \geq 0$ , aceita-se o projeto;
- Se  $VAUE < 0$ , rejeita-se o projeto.

O VAUE auxilia no processo de decisão de projetos ou investimentos, sendo que este é viável quando tem-se valores positivos. A vantagem deste método está em visualizar em cada período o retorno ou economia ao se optar pelo investimento.

## 4 CONSUMIDORES RESIDENCIAIS E O PROCEL INFO

Os consumidores de baixa tensão representam aproximadamente 58% do mercado tarifário brasileiro e inferem ao sistema elétrico os maiores custos de expansão devido à concentração de consumo em determinados horários do dia. Esta concentração tem influência da estrutura tarifária no Brasil, baseada no consumo de energia com tarifação constante independente do horário, sem levar em consideração o uso e a eficiência do sistema elétrico. A Resolução Normativa nº 414 da ANEEL divide o grupo de baixa tensão (Grupo B) em subgrupos tarifários, quanto a sua composição no mercado de baixa tensão ilustrados na Figura 4.1.

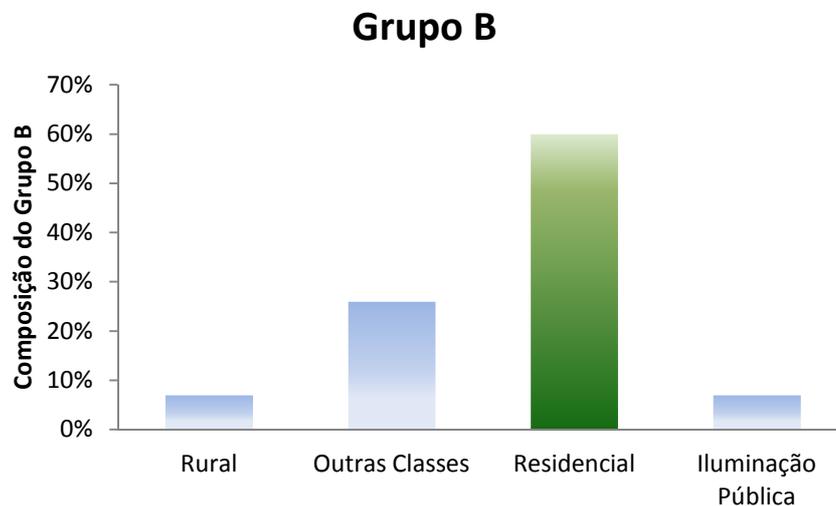


Figura 4.1 - Composição do grupo de baixa tensão. Fonte: (ANEEL, 2010d)

Devido a grande participação dos consumidores de baixa tensão no mercado de energia brasileiro, e conseqüentemente, dos consumidores residenciais, e pelo histórico de seu hábito de consumo, estes podem ser considerados os maiores responsáveis pelos custos de expansão do sistema de distribuição. Assim, torna-se importante a análise com influência positiva, economicamente, de uma mudança de perfil consumidor.

### 4.1 Hábitos de consumidores residenciais no Brasil

O surgimento de novas alternativas tarifárias e as possibilidades da medição inteligente, os consumidores poderão se beneficiar da redução em suas faturas com

um maior conhecimento de seus hábitos de consumo, além de se favorecer do sistema como um todo.

A Eletrobrás juntamente com o Programa Brasileiro de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), implementaram o Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética (PROCEL INFO) com intuito de manter uma base de conhecimentos dinâmicos sobre eficiência energética no país.

O PROCEL INFO disponibiliza o Sistema de Informações de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos (SINPHA), o qual é uma ferramenta desenvolvida com o objetivo de apresentar indicadores dos hábitos de consumo e utilização de equipamentos oriundos de pesquisas realizadas pela Eletrobrás. (INFO, 2012). Esta pesquisa abrange vários mercados, como o residencial, comercial e industrial (média tensão) e poderes públicos (média tensão). A pesquisa contemplou 17 estados e o Distrito Federal, com a participação de 14 empresas. Foram aplicados 14.442 questionários, representando cerca de 92% do mercado consumidor de energia elétrica, sendo que no segmento residencial foram aplicados 9.847 questionários (INFO, 2012).

O SINPHA permite a simulação e manipulação *online* dos dados apenas do segmento residencial do país, sendo que sua interface é ilustrada na Figura 4.2. As abas mostram os equipamentos disponíveis para análise e detalhes da amostra considerada. É possível alternar a região de análise (Sul, Sudeste, Centro Oeste, Nordeste e Norte) ou Brasil, assim obtêm-se os gráficos importantes para este estudo.

**PROCEL INFO**  
CENTRO BRASILEIRO DE INFORMAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

**SINPHA**

Sistema de Informações de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo

Amostra

Bens de consumo

Alternar Regiões/Empresa: BRASIL

**Bem Vindo**

Região/Empresa: BRASIL

O Sistema de Informação de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos - SINPHA, foi desenvolvido para apresentar os indicadores obtidos a partir dos dados das Pesquisas de Posse e Hábitos de Consumo de Energia - PPH, e possibilitar cruzamentos dos dados da pesquisa, simulações da curva de carga e do impacto de projetos de substituição de lâmpadas.

Estão disponíveis no SINPHA os indicadores do segmento residencial baixa tensão das pesquisas realizadas pela Eletrobrás/Procel. As informações são exibidas em termos absolutos e percentuais e, sempre que possível, é feita a expansão para a população correspondente. Os resultados podem ser visualizados em gráficos e tabelas.

**Como utilizar:**

- No menu superior:
  - Selecione a região/empresa
  - Selecione o ano da pesquisa entre os disponíveis para a região/empresa selecionada
- No menu lateral selecione as opções de indicadores ou simuladores desejados.

*Observação: Todos os dados apresentados, e os utilizados nos simuladores, refletem as opções selecionadas no menu superior; para alterá-las, basta fazer nova seleção.*

Figura 4.2 - Sistema SINPHA. Fonte: INFO (2012)

Neste sistema é possível ver hábitos de utilização de vários equipamentos, como TV, ar condicionado, chuveiros, refrigeradores e freezers, assim como uma estimativa total de equipamentos para cada faixa de consumo. Também é possível observar os hábitos dos consumidores de cada região, além da possibilidade de customização de dados através de cruzamentos e obtenção de curvas de carga de equipamentos.

A Figura 4.3 mostra uma curva de carga média agregada de consumo por equipamento obtido pelo SINPHA.

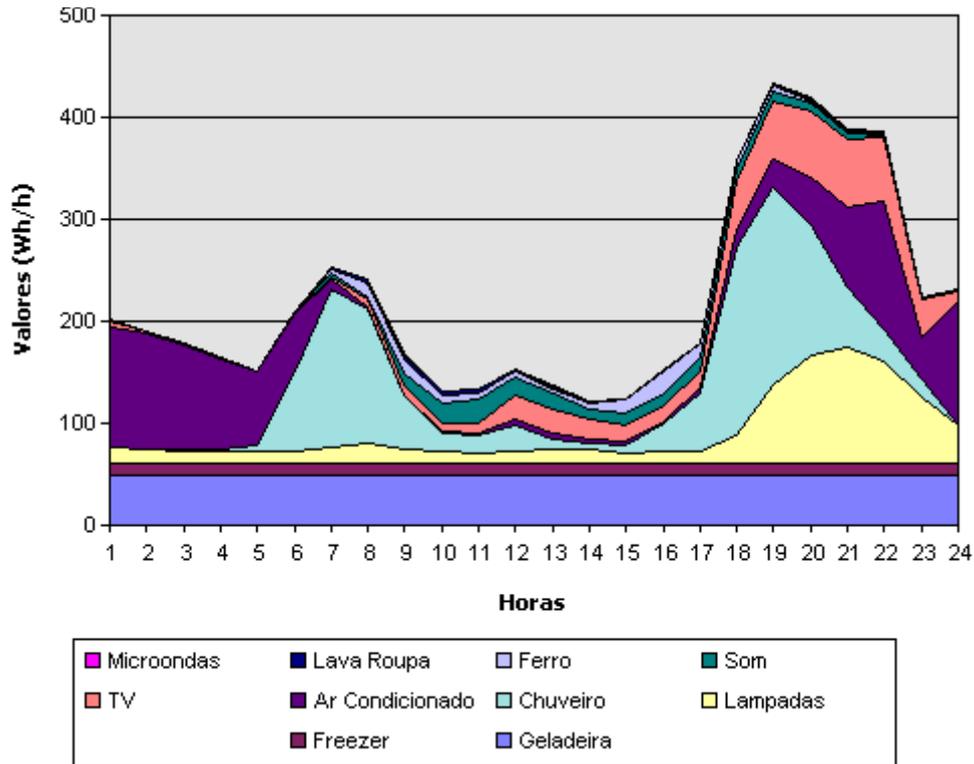


Figura 4.3 - Curva de carga de equipamentos para os consumidores residenciais brasileiros. Fonte: (INFO, 2012)

Nesta curva, o eixo “y” é dado em (Wh/h), que representa a fração que cada equipamento é utilizado no período considerado e o eixo “x” representa o horário de consumo. Os equipamentos possuem uma participação diversa ao longo do dia, resultado do somatório dos diferentes perfis de utilização e características de uso de cada região do país. A Tabela 4.1 mostra a participação média quanto ao consumo final, assim como a participação individual dos equipamentos na ponta do sistema elétrico.

Tabela 4.1 - Características de utilização de equipamentos no setor residencial Brasileiro. Fonte: (ANEEL, 2010d).

Equipamentos	Percentual de participação no consumo final	Percentual de composição na ponta
Chuveiro	24%	43%
Iluminação	14%	17%
Geladeira/Freezer	27%	14%
Televisor	9%	13%
Ar condicionado	20%	7%
Som	3%	2%
Ferro	3%	2%

Alguns equipamentos apresentam grande contribuição no consumo final residencial, como é o caso da geladeira e do freezer (27%), uma vez que estão em uso durante as 24 horas do dia. Porém, os mesmos possuem menor participação no consumo percentual na ponta do sistema, já a iluminação, que possui uma participação individual de 17% na ponta do sistema, em horários distintos, principalmente noturno. No caso do chuveiro, este acumula seu consumo em sua maioria ao final da tarde, sendo um grande responsável pelo “pico” de demanda do sistema. No entanto, a contribuição na ponta do sistema de cada equipamento difere de acordo com a região do país, resultado das grandes diferenças climáticas, culturais e socioeconômicas de cada região.

Nas regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste, possuem um pico elevado no horário de ponta, devido o uso do chuveiro elétrico que possui grande representatividade como pode ser visto nas Figuras 4.4, 4.5 e 4.6.

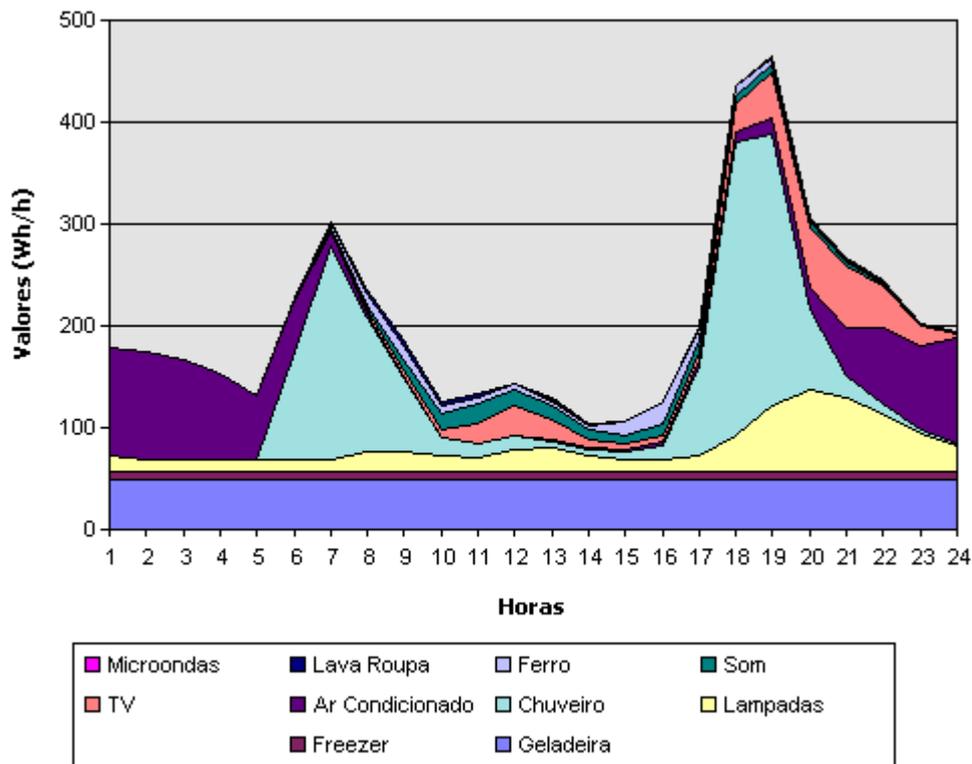


Figura 4.4 – Curva de carga média por equipamentos para a Região Centro-Oeste do país. Fonte: (INFO, 2012)

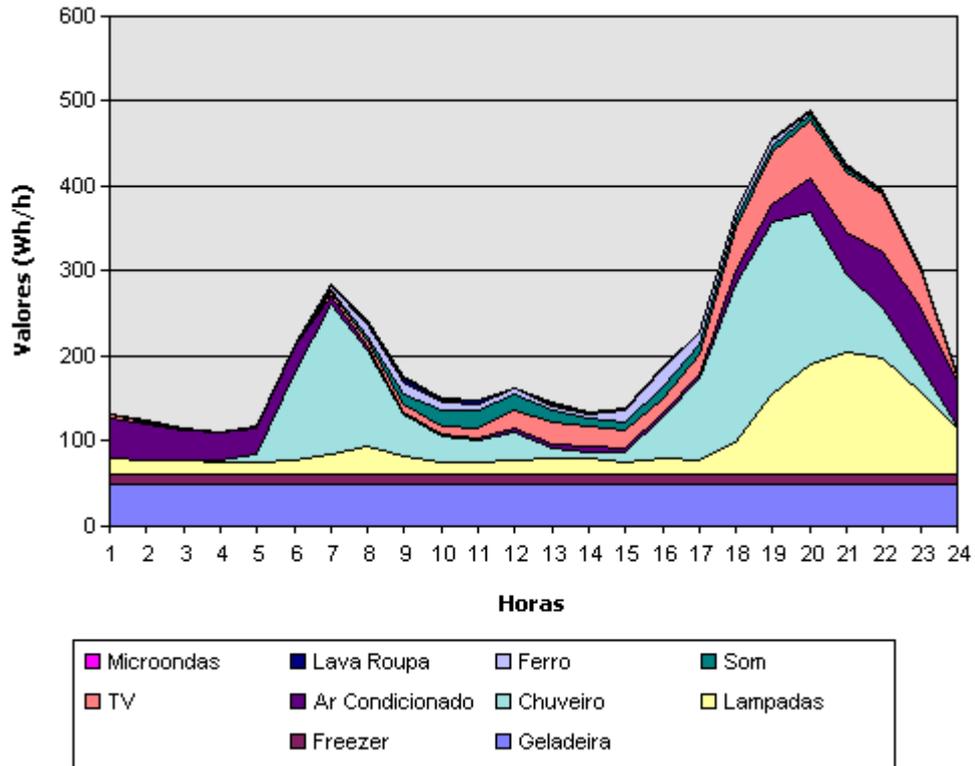


Figura 4.5 – Curva de carga média de equipamentos para a Região Sudeste do país. Fonte: (INFO, 2012)

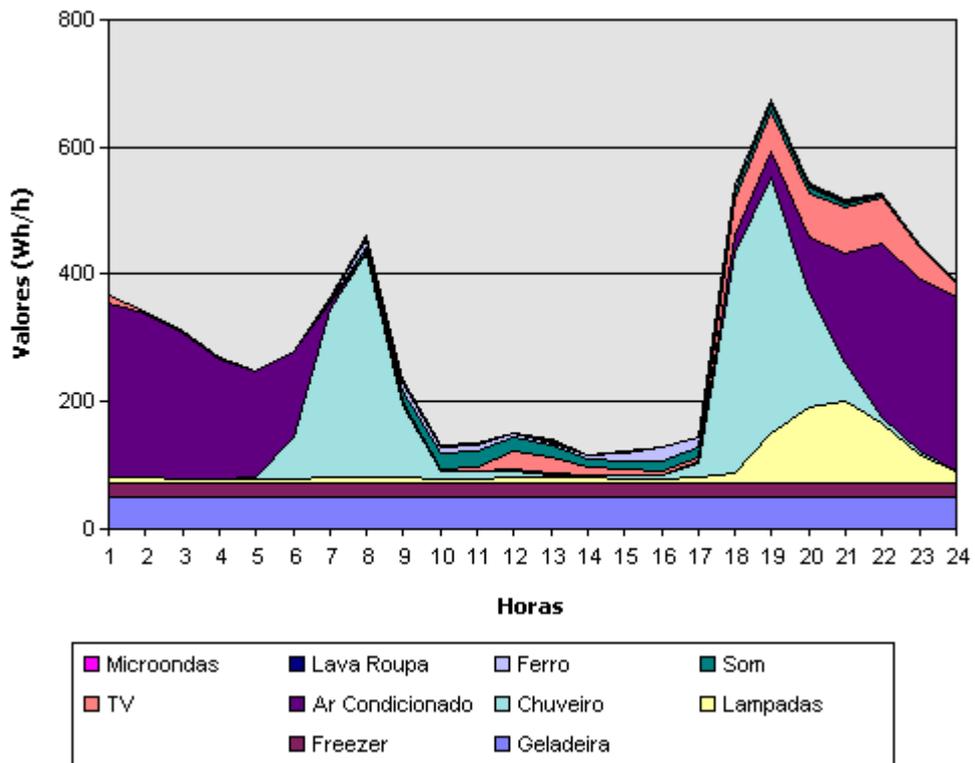


Figura 4.6 – Curva de carga média de equipamentos para a Região Sul do país. Fonte: (INFO, 2012)

Considerando as possibilidades da tarifação horária, mudanças de hábito que vem ocorrer em função de um sinal tarifário mais elevado nos horários de ponta e intermediário, é possível que este gráfico se altere, aproximando-se de um consumo mais constante ao longo do dia, o que seria ideal.

Por meio do SINPHA, serão verificados indicadores de perfil de consumidor residencial de todas as regiões do Brasil. Através destes dados podem-se obter informações quanto ao consumo e qual a possível redução de custo ao mudar o hábito de consumo, por exemplo, deixando de usar o chuveiro nos horários de pico.

A contribuição na ponta do sistema de cada equipamento difere de acordo com a região do país, resultado das grandes diferenças climáticas, culturais e socioeconômicas de cada região, assim uma análise de viabilidade na mudança de hábitos dos consumidores pode se mais favorável para uma região do que para outra.

#### 4.1.1 Redução incentivada na ponta

Reduzir o consumo em horário de ponta é algo necessário, uma vez que se tem um investimento em infraestrutura maior para dar conta da demanda neste período. O maior problema desta equação principalmente nas regiões sul, sudeste e centro oeste é o chuveiro elétrico. Para isso, a tarifação maior para horários típicos de utilização do chuveiro é uma estratégia para desencorajar o consumidor a utilizá-lo neste horário, migrando para um horário de menor demanda e conseqüentemente menor tarifa.

Iniciativas semelhantes acontecem em outros países, Kelly e Konttenbelt (2015) apresentam um estudo realizado no Reino Unido apontando que os consumidores são capazes de melhorar a sua eficiência energética quando tem acesso as informações de consumo na forma discriminada, utilizando *displays*.

No Brasil, pesquisa realizada pela EAP, mostra a predisposição do consumidor em mudar seu hábito de consumo, no caso o uso do chuveiro, caso a tarifa seja mais cara no período em que o utiliza. O resultado pode ser visto na Figura 4.7

## Redução Incentivada na Ponta

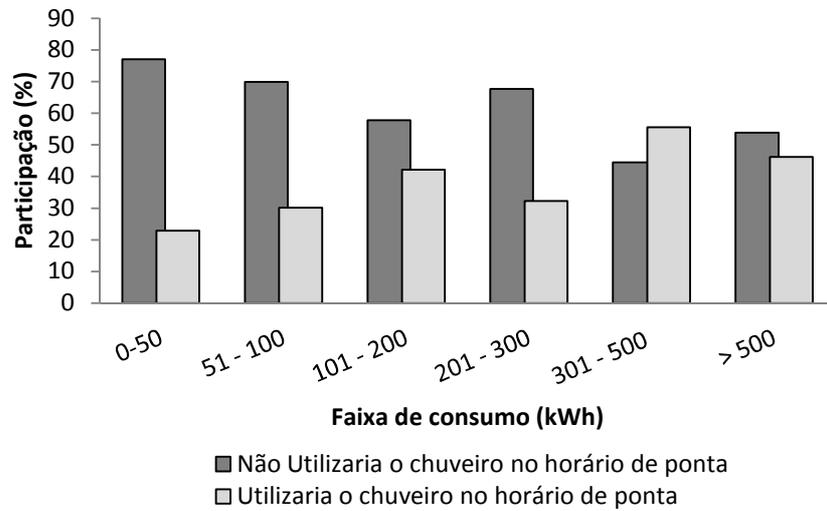


Figura 4.7 - Predisposição em utilizar o chuveiro elétrico no horário de ponta. Fonte: INFO (2012).

A pesquisa leva em consideração a classe de consumo, onde é possível observar que quanto maior o nível de consumo, menor é a predisposição em mudar o hábito de utilização do chuveiro elétrico. No entanto, a vontade de mudar o hábito é um ótimo sinal, pois entre os pequenos consumidores a predisposição fica em torno de 77,09% em utilizar o chuveiro em horário fora de ponta, enquanto que para os consumidores com consumo superior há uma predisposição de quase 50%.

No entanto, a pesquisa não está levando em consideração outros fatores que podem diminuir o consumo daqueles que não podem ou não querem deixar de utilizar o chuveiro nos horários de “pico”. Aquecedores solares, por exemplo, poderiam ser uma opção viável e prática para essa situação. Assim, os níveis de aceitação poderiam ser melhores.

Estes níveis de aceitação mostram que com a aplicação de uma tarifa horária, os consumidores poderão deslocar o seu consumo, alterar os seus hábitos e promover uma utilização mais racional do sistema, trazendo inúmeros benefícios. Com a aplicação de uma tarifa horária, os consumidores podem auferir reduções em suas faturas, assim como, as concessionárias terão uma redução na expansão de suas redes (LAMIN, 2013).

No próximo capítulo apresenta-se o desenvolvimento da metodologia do trabalho, com as etapas realizadas e os dados envolvidos. Os gráficos e dados descritos neste capítulo, representam a base para elaboração da metodologia proposta.

## 5 METODOLOGIA PROPOSTA

A análise da viabilidade econômica da aquisição de medidores inteligentes depende diretamente do perfil do consumidor residencial. Tal comportamento para a população brasileira ainda é desconhecido e os estudos voltam-se ao nível da possibilidade.

Pode-se, no entanto, observar experiências de instalações de *smart meters* já desenvolvidas em outros países. Nenhuma dessas experiências servirá de modelo pleno, pois o Brasil e seus habitantes possuem uma cultura própria, reagindo a sua maneira as necessidades de mudança de paradigmas. No entanto, é possível observar aspectos que podem ser comuns mesmos em países de culturas diferentes.

Este trabalho pressupõe a criação de cenários de hábitos do consumidor residencial. Utilizam-se cenários nos quais o principal motivador de mudança do horário do consumo é atrelado a questões econômicas. Ou seja, o consumidor brasileiro tende a alterar seus hábitos motivados economicamente.

Assumir perfis atuais de consumo e criar cenários hipotéticos permite observar a real viabilidade na aquisição de medidores inteligentes. Espera-se que para o sistema elétrico tenha-se inúmeros benefícios, como a postergação de investimentos, tanto em redes de transmissão, redes de distribuição, centrais geradoras. Ainda a redução do consumo na ponta, redução de perdas e melhoria nos níveis de confiabilidade e qualidade da energia elétrica.

Espera-se que o consumidor conscientize-se dos benefícios e mude seu comportamento, migrando para uma nova concepção de sistema, tendo reduções em suas faturas, beneficiando o sistema elétrico quanto a investimentos e a sociedade como um todo.

A metodologia considera os indicadores de hábitos de consumo observados no SINPHA, para a Região Sul do Brasil, com criação de cenários e análise de cálculos que estimam a viabilidade econômica e o tempo de retorno do investimento.

A Figura 5.1 mostra a arquitetura da metodologia proposta de forma a evidenciar como a mesma é elaborada, assim como os processos realizados até a obtenção dos resultados.

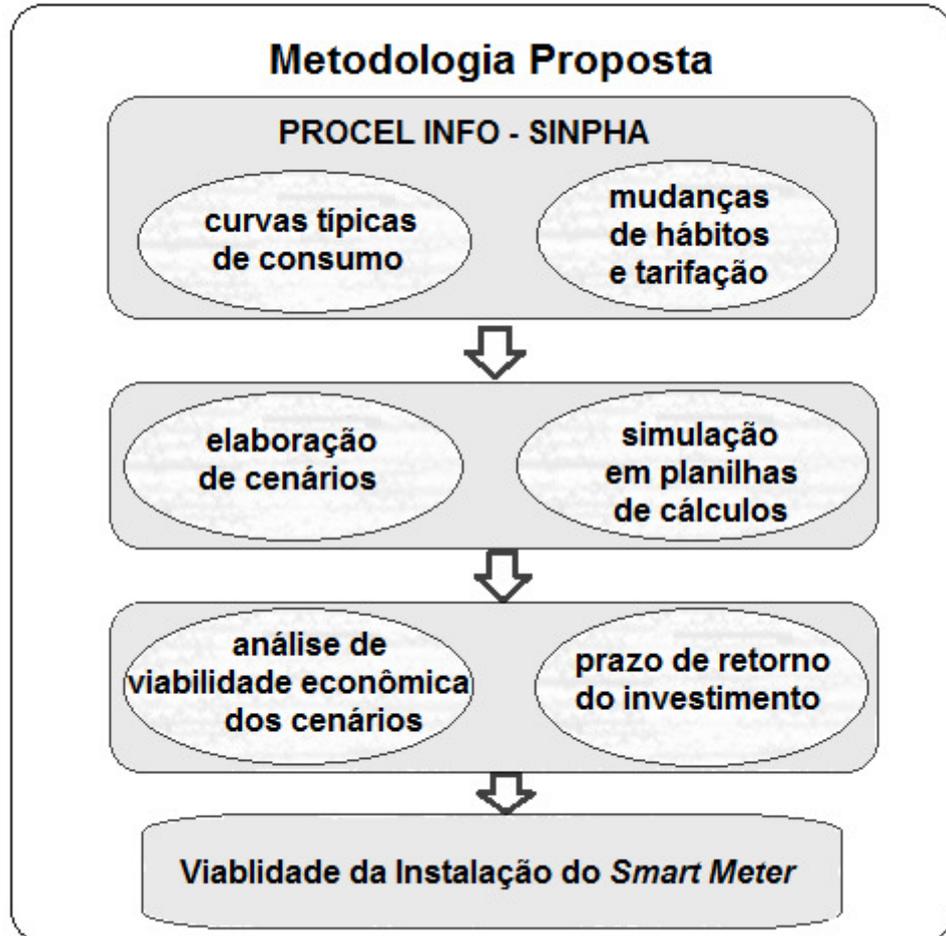


Figura 5.1 - Arquitetura para a elaboração da metodologia proposta.

A base da metodologia são os indicadores de utilização dos gráficos de consumo médio do SINPHA, parametrizado no período do tempo. Como observado na Figura 5.1, os cenários são analisados e comparados assumindo-se determinadas mudanças de hábitos de consumo. Assim, segue-se a seguinte ordem:

- Análise do atual perfil de consumo;
- Elaboração de cenários possíveis para os perfis escolhidos;
- Comparação entre os cenários utilizando a tarifa convencional e a tarifa branca;

- Análise de viabilidade econômica;
- Análise do prazo de retorno do investimento.

São analisados cenários de demanda, comparando a tarifação convencional e o uso da tarifa branca. Após analisa-se possibilidades de mudança do perfil de consumo motivadas pela migração à tarifa branca. Em seguida, observa-se a economia de cada fatura e em seguida analisa-se o prazo de retorno de investimento resultado da mudança de comportamento do consumidor. Assim, é possível avaliar se o consumidor tem ou não vantagem e em quanto tempo terá o retorno referente à aquisição do medidor inteligente.

### **5.1 Análise gráfica do perfil do consumidor residencial**

Escolher os gráficos de consumo médio padrão para um consumidor residencial, obtido da INFO para o estudo. Primeiramente analisam-se o gráfico do país, como a média de demanda nacional em cada horário do dia. Então, fazem-se análises dos gráficos da Região Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, seguindo esta ordem, onde se espera a mesma ordem de viabilidade por região. O gráfico da média brasileira pode ser utilizado também para comparativo. O gráfico da Região Sul da Figura 4.6 foi utilizado como referencia para o estudo.

A próxima etapa é integrar ou somar toda a área do gráfico e em seguida obter a média de consumo de forma discreta em cada hora do dia. Isto é necessário, uma vez que, a tarifa branca é cobrada de forma discreta e não de forma contínua como a convencional.

### **5.2 Cálculo de área das curvas de demanda**

A ideia de integrar ou somar áreas de uma curva qualquer não é nova, na verdade é antiga, sendo a base do cálculo moderno, conhecida na engenharia.

Segundo Swokowski (1994), o princípio é obter-se o valor da área total abaixo de uma curva qualquer ao somar todas as áreas dos retângulos formados sob a

curva. A área dos retângulos é base vezes altura, neste caso,  $\Delta x$  que multiplica  $f(x^*)$ , logo a área total  $S$  será a soma de todos os retângulos. Matematicamente falando tem-se a Equação 5.1 obtida do gráfico da Figura 5.2

$$S = f(c_1)\Delta x_1 + f(c_2)\Delta x_2 + \dots + f(c_n)\Delta x_n = \sum_{i=1}^n f(c_i)\Delta x_i$$

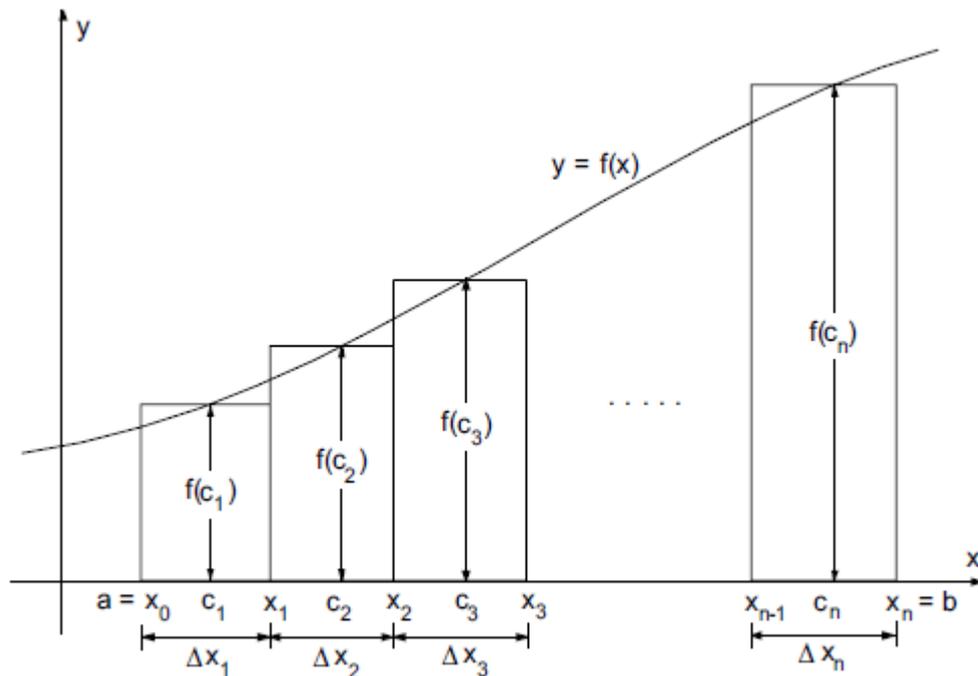


Figura 5.2 – Princípio de cálculo de áreas de uma curva qualquer. Fonte: modificado de Swokowski (1994).

A partir do somatório de retângulos e com o intuito de minimizar o erro, buscou-se diminuir ao máximo, no limite, a largura do retângulo, criando-se muitos outros. A consequência deste estudo levou ao desenvolvimento das conhecidas integrais, isto pode ser visto na Equação 5.2.

De modo mais simplificado, a integral definida de  $f$  de  $a$  até  $b$  (ou no intervalo  $[a,b]$ ) é o número real:

$$\gamma = \int_a^b f(x)dx = \lim_{\Delta \rightarrow 0} S = \lim_{\max \Delta x_i \rightarrow 0} \sum_{i=1}^n f(c_i)\Delta x_i$$

Com isso, a integral definida para cálculo de área  $A$  integral definida de uma função  $f(x)$ , num intervalo  $[a,b]$  é igual à área entre a curva de  $f(x)$  e o eixo dos  $x$  (SWOKOWSKI,1994).

No caso deste estudo, não haverá um tratamento do erro utilizando integrais. Utilizar-se-á a ideia de áreas de retângulos, assumindo o possível erro de precisão, pois a metodologia proposta, estes erros são irrelevantes.

### 5.3 Cálculo de área das curvas de demanda por Região

Realiza-se o cálculo de cada demanda em cada hora e para o caso da tarifa branca, soma-se toda a demanda que tiver o mesmo valor de tarifa. Este resultado multiplica-se pelo valor do kWh referente a aquele horário em questão. Ou seja, estima-se a fatura deste consumidor naquele mês conforme seu consumo tanto para a tarifa convencional, quanto para a tarifa branca. Pode ser visto em laranja no Figura 5.3.

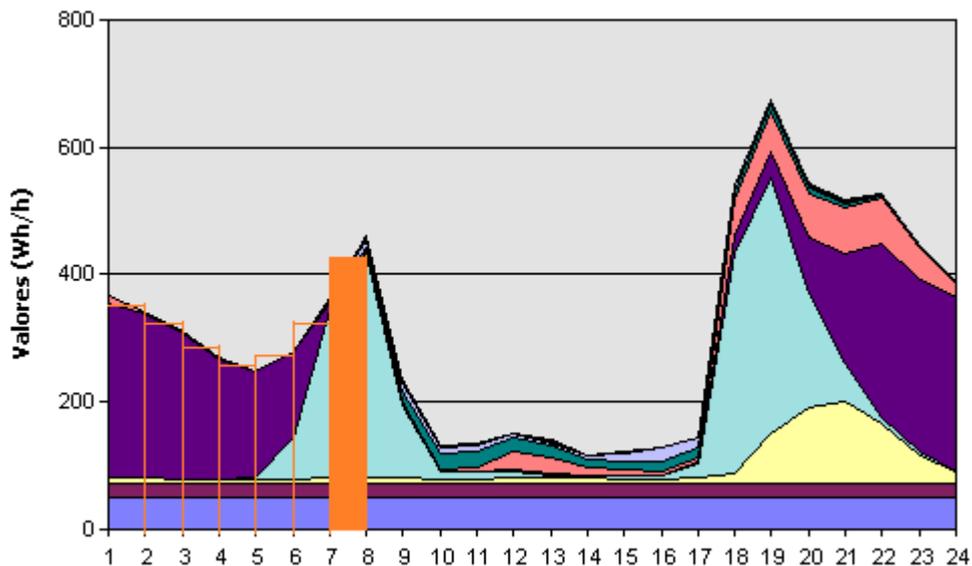


Figura 5.3 – Somatório de áreas de retângulos da curva de carga. Fonte: INFO (2012).

### 5.4 Cenários utilizando tarifa convencional e tarifa branca

A tarifa branca deve mudar o comportamento do consumidor, que hoje utiliza uma tarifa convencional com um valor médio independentemente da hora de

utilização. A tarifa branca possui valores discretos, diferenciados e aproximados da curva de carga e da curva de custos marginais. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta. Os valores da tarifa são maiores nos horários de maior consumo, ou horários de pico, como vistos na Figura 5.4.

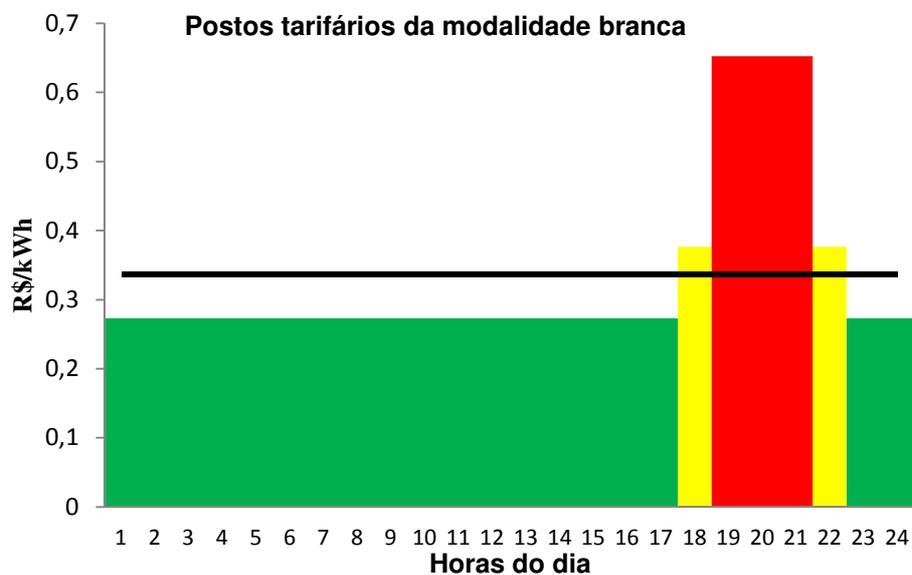


Figura 5.4 - Comparação entre a Tarifa Convencional e Tarifa Branca. Fonte: (INFO, 2012)

Com a sobreposição do gráfico de demanda com o gráfico de tarifação, tem-se o método de cálculo de fatura para a tarifa branca.

## 5.5 Análise da viabilidade econômica

Primeiramente, é necessário definir valores para os *smart meter*. A proposta de Lamin (2013) mostra que ao longo do tempo, a disseminação da tecnologia *smart grid*, levaria a uma redução do custo de implantação de medidores inteligentes. Este autor atribui valores de custo individual de um medidor inteligente, que variam de R\$ 700,00 à R\$ 900,00. Para os cenários deste estudo, utiliza-se um valor médio aproximado de R\$ 800,00 para o custo médio total dos medidores.

No modelo proposto, para o cálculo das faturas dos consumidores, considera-se os valores: (i) fora de ponta = R\$ 0,3997; (ii) ponta = R\$ 0,9439; (iii) intermediário = R\$ 0,5646 e (iv) convencional = R\$ 0,4816. Sendo o valor da tarifa convencional obtido da resolução homologatória ANEEL nº 1.858, de 27/02/2015, e os demais valores definidos pelo autor, uma vez que cada concessionária pode ter custos diferentes nos horários de ponta, intermediários e fora de ponta.

Além disso, é utilizada a curva média da Região Sul a partir da qual se obtém os valores médios da demanda em cada horário específico que pode ser visto na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Valores médios da demanda em cada hora.

<b>Hora</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>
Demanda	300	300	300	300	300	300	300	300	150	150	150	150
<b>Hora</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
Demanda	150	150	150	150	550	550	600	600	600	550	400	400

Para a tarifa convencional, multiplica-se a demanda diária pelos 30 dias do mês, e o resultado, multiplica-se pelo valor da tarifa. Acrescenta-se o valor do ICMS (25%) para a fatura mensal. Matematicamente, tem-se a Equação 5.3:

$$\text{Equação H1} = \sum [(\text{demanda/hora} * \text{horas} * \text{valor da hora}) * 30 \text{ dias}] + 25\%$$

Para a análise econômica, o estudo considera a aquisição dos medidores inteligentes como investimento do consumidor. Como qualquer investimento, é necessária a utilização de técnicas compatíveis à realidade proposta. Para consumidores residenciais a TMA média, de uma pessoa física, em geral é a taxa da poupança. Assim, para os cálculos utiliza-se o valor médio do rendimento da poupança,  $i = 0,6\%$  ao mês (BRASIL, 2015).

Como este investimento exige um aporte inicial e o retorno deste será mensal de forma perpétua ou até quando a legislação vigente permitir pode-se utilizar a Equação 5.4:

$$P = A/i \text{ ou } A = P*i$$

Este valor de “A” é considerado o Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), que, para este caso, é mensal e permitirá analisar a viabilidade econômica do investimento. Assim, se a economia de energia com a aquisição do medidor for maior que “A” por mês, o investimento é vantajoso.

Assim, por exemplo, com os valores citados tem-se:

$A = P*i = 800*0,006 = \text{R\$ } 4,80$ . Ou seja, valores de redução na fatura superiores a este valor de R\$ 4,80, torna o investimento economicamente viável.

## 5.6 Análise do prazo de retorno do investimento

Para a análise do retorno de investimento pode-se utilizar o Payback ou a previsão de retorno de investimento, PRI, sendo métodos simples e bastante utilizado, inclusive pelo SEBRAE, para aferir o tempo de retorno de um investimento. (SEBRAE, 2011). Calcula-se usando a Equação 5.5:

$$\text{PRI} = \text{Investimento Total} / \text{Lucro Líquido}$$

Apresenta-se uma equação bastante simplificada, no entanto não leva em consideração a taxa de juros como fator importante. Com seu resultado, é possível estimar de forma simples o tempo médio para o retorno do investimento. Por exemplo:

Num determinado cenário, a economia na fatura de um consumidor é de R\$ 16,25. Se o investimento no medidor for de R\$ 800,00 tem-se:

$\text{PRI} = 800 / 16,25 = 49,22$  meses, ou seja, em quatro anos é possível aferir o retorno deste investimento.

Porém é importante utilizar outros métodos de análise de investimentos como a TIR e o VPL que consideram a taxa de juros ao longo do tempo. Assim, através de

planilhas de cálculo é possível comparar os cenários e avaliar quando e qual investimento é viável com maior precisão.

### **5.7 Análise de sensibilidade**

Após calcular a viabilidade da média dos consumidores residenciais uma análise de sensibilidade possibilita averiguar alguns limites deste estudo. Assim, pode-se analisar qual o maior custo da instalação de medidores mantendo-se a viabilidade, ou, observar o retorno do investimento com uma TMA diferente da poupança.

Também é possível através das simulações ordenar a região prioritária, aquela que trará um retorno de investimento mais rápido e também o momento de investir ou não naquela região observando os resultados à partir das alterações dos dados de entrada.

## 6 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO E ANÁLISE DE RESULTADOS

A metodologia adotada considera um comportamento típico do consumidor, observando características regionais e climáticas. Os cálculos consideram estas variáveis com intuito de obter valores quantitativos através da análise de cenários possíveis.

A modelagem considera os indicadores do SINPHA para a criação dos cenários de consumo de energia, que os possíveis comportamentos do consumidor em relação à tarifa aplicada. Os resultados são analisados considerando cada cenário sob a ótica da viabilidade econômica da instalação de medidores inteligentes.

Este estudo analisa inicialmente a Região Sul seguindo a mesma metodologia nas demais regiões e para o Brasil todo.

Por se trata de um assunto amplo e recente no Brasil, propõe-se uma metodologia mista, incluindo dois assuntos: *Smart Grid* e Viabilidade Econômica.. Assumindo-se alguns cenários, é possível aferir a viabilidade econômica por parte dos consumidores de BT, mais especificamente consumidores residenciais que compõem 85 % deste grupo em relação às unidades consumidoras (UC).

### 6.1 Tarifa branca versus tarifa tradicional

A tarifa branca deve mudar o comportamento do consumidor, que hoje utiliza uma tarifa convencional com um valor médio independentemente a hora de utilização. A tarifa branca possui valores discretos, diferenciados e aproximados da curva de carga e da curva de custos marginais. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta (em vermelho), intermediário (em amarelo) e fora de ponta (em verde). Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta. Os valores da tarifa são maiores nos horários de maior consumo, ou horários de pico..

Na primeira parte do estudo, foi utilizada a tarifa do Quadro 6.1, de valores médios de concessionária do sul do país em 2015, com o gráfico da Região Sul.

Modalidade	Ponta (R\$/kWh)	Intermediário (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
Branca ( $T_b$ )	0,9439	0,5346	0,3997
Convencional ( $TR_{cv}$ )	0,4816	0,4816	0,4816

Quadro 6.1. Valores médios de tarifa branca e convencional - 2015.

Estes valores podem sofrer alterações ao longo dos anos, porém a planilha de cálculo permite alterar esses dados de entrada bem como outros dados e assim atualizar a situação de viabilidade com o passar dos tempos.

## 6.2 Procedimentos adotados

O Quadro 6.2 proposta por Lamin (2013) mostra uma tabela de custos de implantação de medidores inteligentes, nela é possível observar que ao longo do tempo, a disseminação da tecnologia *smart grid*, leva a uma redução do custo de implantação de medidores inteligentes.

Item	Custo por UC no ano 1 (R\$)	Custo por UC a partir do ano 21 (R\$)	Observações
Medidor inteligente (aquisição)	355,00	248,50	Valor da aquisição do medidor inteligente
Medidor inteligente (instalação)	20,00	20,00	Valor da instalação do medidor inteligente
IHD (aquisição)	125,00	87,50	Incluso custos com rede <i>Home Area Network - HAN</i>
IHD (instalação)	20,00	20,00	Valor da instalação com HAN
Telecomunicações	142,00	99,40	Considerando 40% do valor da aquisição do medidor
Automação	53,25	37,28	Considerando 15% do

			valor do medidor
<b>TI</b>	53,25	37,28	Considerando 15% do valor do medidor
<b>Total por UC (sem IHD)</b>	623,50	442,46	Total sem IHD
<b>Total por UC (com IHD)</b>	768,50	549,96	Total com IHD

Quadro 6.2 - Custos de aquisição e instalação de equipamentos *Smart Meter*. Fonte: Autor adaptado de Lamin (2013)

Com base nos valores exibidos no Quadro 6.2, é possível observar que o custo individual de um medidor inteligente, varia de R\$ 549,96 à R\$ 768,50 considerando unidades consumidoras com o uso de IHD. Se avaliar o valor que haveria na instalação ou substituição de medidores analógicos periódicos por outros analógicos (manutenção), seria necessário descontar tal valor, que em média é de R\$ 100,00 por medidor analógico, mas esta variável não foi considerada. Assim, para os cenários propostos, utiliza-se um valor de R\$ 800,00 para o custo médio total dos medidores. Assim, uma planilha de cálculo é importante para atualizar os números e verificar a viabilidade naquele momento.

### 6.3 Modelação de cenários

No modelo proposto, considera-se os valores do Quadro 6.1, para o cálculo das faturas dos consumidores, ou seja: (i) fora de ponta = R\$ 0,3997; (ii) ponta = R\$ 0,9439; (iii) intermediário = R\$ 0,5346 e (iv) convencional = R\$ 0,4816. Além disso, é utilizada a curva média da Região Sul a partir da qual se obtém os valores médios da demanda em cada horário específico, esses dados são obtidos do Quadro 5.1.

A demanda diária é calculada pela Equação 6.1 em função da integralização do consumo médio de cada hora:

$$\text{Demanda diária} = 300 \text{ Wh/h} * 8\text{h} + 150 \text{ Wh/h} * 8\text{h} + 550\text{Wh/h} * 2\text{h} + 600\text{Wh/h} * 3\text{h} + 550\text{Wh/h} * 1\text{h} + 400\text{Wh/h} * 2\text{h} = 7.850 \text{ Wh/dia ou } 7,85 \text{ kWh/dia.}$$

Para a tarifa convencional, multiplica-se a demanda diária pelos 30 dias do mês, e o resultado, multiplica-se pelo valor da tarifa. Acrescenta-se o valor do ICMS (25%) para a fatura mensal. Matematicamente, tem-se a Equação 6.2:

$$\text{Equação H1} = \sum [( \text{demanda/hora} * \text{horas} * \text{valor da hora} ) * 30 \text{ dias}] + 25\%.$$

Para a tarifa branca, é importante considerar o valor reduzido para fins de semana e feriado. Sendo assim, assume-se 22 dias com horários normais e 8 dias com valores fora de ponta durante um mês típico, usando a Equação 6.3:

$$\text{Equação H2} = \{ \sum [( \text{demanda/hora} * \text{horas} * \text{valor da hora} ) * 22 \text{ dias}] + 25\% \} + \sum [( \text{demanda/hora} * \text{horas} * \text{valor da hora fora de ponta} ) * 8 \text{ dias}] + 25\%.$$

Com isto, criaram-se os seguintes cenários e seus respectivos cálculos utilizando os valores da Figura 10.

#### 6.4 Análise de cenários (Região Sul)

A simulação de cenários é feito através de planilhas de cálculo com o uso do Excel (Apêndice). Cada região é analisada sob a mesma metodologia.

Cenário A: Utilização da tarifa convencional, com demanda média da curva da Região Sul e a Equação 6.4:

$$\text{Equação} = \{ [ (300 * 8 + 150 * 8 + 600 * 3 + 550 * 3 + 400 * 2) * (0,4816/1000) ] * 30 \} + 25\% = \mathbf{R\$ 141,77} \text{ (fatura A).}$$

Cenário B: Utilização da tarifa branca, sem consumo no horário de ponta e intermediário com a Equação 6.5:

$$\text{Equação H1} = 7,85 * 0,3997 * 30 + (25\%) = \mathbf{R\$ 117,67} \text{ (fatura B).}$$

Cenário C: Utilização da tarifa branca, com demanda constante independente do horário e a Equação 6.6 e a Equação 6.7.

Média horária =  $7.850/24h = 327,08 \text{ Wh/h}$  (média).

$$\text{Equação H2} = \{[3h * (0,9439) * (327,08) + 2h * (0,5346) * (327,08) + 19h * (0,3997) * (327,08)] * (22\text{dias})/1000 + (25\%)\} + \{[24h * (0,3141) * (327,08) * (8\text{dias})]/1000 + (25\%)\} = \mathbf{R\$ 134,78}$$
 (fatura C).

Uma ressalva quanto aos cenários B e C: estes são cenários de uma situação hipotética, uma vez que, na prática é impossível obter tais situações. No entanto, auxilia a visualização da extremidade de um limite de análise.

Cenário D: Utilização da tarifa branca com uso do chuveiro em horário fora de ponta. Consumo hipotético mínimo de 150 Wh /h, no horário de ponta e intermediário. Considerando o mesmo total diário de 7.850 Wh ou 7,85 kWh e as Equações 6.8 e 6.9.

$$\text{Demanda no horário de ponta e intermediário} = 7.850 - (150 * 5) = 7.100;$$

$$\text{Equação H2} = \{[(150 * 3h * 0,9439) + (150 * 2h * 0,5346) + (7100 * 0,3997) * 22 \text{ dias}]/1000 + 25\%\} + \{[(7.850 * 0,3997 * 8 \text{ dias})/1000] + 25\%\} = \mathbf{R\$ 125,52}$$
 (fatura D).

## 6.5 Análise Econômica

A Taxa Mínima Atrativa - TMA de uma pessoa física em geral é a taxa da poupança. Para os cálculos a seguir, utiliza-se o valor médio do rendimento da poupança,  $i = 0,6 \%$  ao mês.

A análise de séries perpétuas, permite estimar o mínimo de retorno esperado por período para que o fluxo seja equilibrado, considerando uma dada taxa  $i$ .

Para este caso específico, tem-se o valor presente  $P$  do medidor como sendo R\$ 800,00 e a TMA média que será o valor da taxa  $i = 0,6 \%$  (ou 0,006). Assim, tem-se a Equação 6.10:

$$P = A/i \text{ ou } A = P*i = 800*0,006 = \mathbf{R\$ 4,80}.$$

Ou seja, para a dada TMA, o investimento será equilibrado ou nulo se a economia atingir R\$ 4,80 por mês. Este valor de “A” é considerado o Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), que para este caso, é mensal e permitirá analisar a

viabilidade econômica do investimento. Assim, se a economia de energia com a aquisição do medidor for maior que R\$ 4,80 por mês, o investimento é vantajoso.

## 6.6 Retorno do investimento (Região Sul)

### ➤ Cenário A versus cenário B

Ao confrontar o resultado do cenário A com o resultado do cenário B, tem-se a economia máxima para o caso estudado dado pela Equação 6.11:

$$R = 141,77 - 117,67 = \text{R\$ } 24,10$$

A previsão de retorno de investimento, ou PRI, é um método simples e bastante utilizado, inclusive pelo SEBRAE, para aferir o tempo de retorno de um investimento. Dado pela Equação 6.12.

$$\text{PRI} = \text{Investimento Total} / \text{Lucro Líquido} = 800 / 24,10 = 33,2 \text{ meses}$$

Com este resultado, o tempo mínimo para o retorno do investimento é de aproximadamente 3 anos.

### ➤ Cenário A versus cenário C

Confrontando os cenários A e C tem-se as Equações 6.13 e 6.14:

$$R = 141,77 - 134,78 = \text{R\$ } 6,99$$

$$\text{PRI} = 800 / 6,99 = 114 \text{ meses ou } 9,5 \text{ anos}$$

Com este resultado o tempo mínimo para o retorno do investimento é de aproximadamente 10 anos. Um tempo relativamente grande para um retorno de investimento, porém, matematicamente viável.

➤ Cenário A versus cenário D

Calculado pelas Equações 6.15 e 6.16:

$$R = 141,77 - 125,52 = R\$ 16,25$$

$$PRI = 800 / 16,25 = 49,22 \text{ meses ou } 4,1 \text{ anos}$$

Com este resultado o tempo mínimo para o retorno do investimento é de aproximadamente 4 anos.

O cálculo da Taxa Interna de Retorno - TIR e do Valor Presente Líquido - VPL se faz na planilha de cálculo e utiliza a Equação 3.1. Também se pode calcular a TIR e o VPL utilizando uma calculadora financeira como a HP12C. Critério de decisão: se  $TIR \geq$  custo de capital, se aceita o projeto, caso contrário, rejeita-se.

A decisão é tomada após o analisar o resultado da Equação 3.2. O VPL positivo indica que o investimento é viável para a determinada situação. O Tabela 6.3 apresenta os valores obtidos.

Tabela 6.3 Apresentação de valores de VPL, TIR e N.

	15 anos	20 anos	Viabilidade
VPL (R\$)	986,06	1264,40	Sim
TIR (%)	1,97	2,01	Sim
N ( <i>Payback</i> )	58,53 meses ou 4,88 anos		

Os dados obtidos da planilha são da confrontação dos cenários A com o D e mostram a  $TIR > TMA$  e o VPL positivo, isto indica que investimento é viável. O "N" representa o tempo de retorno do investimento considerando a taxa de juros aplicada de 0,6 % a.m. com retorno de aproximadamente 5 anos.

## 6.7 Análise de sensibilidade (Região Sul)

Uma análise mais refinada pode ser feita observando-se a sensibilidade do resultado ao tratar alguns dados de entrada. Como referência, utiliza-se o cenário D, pois este se aproxima mais da condição real, com VAUE = R\$ 16,25 (ao mês)

Nesta análise, os parâmetros TMA e o valor médio do medidor inteligente são alterados. Para a taxa mínima atrativa (TMA), define-se os valores de 0,5 % e 1 % e para os medidores inteligentes, os valores escolhidos são R\$ 700,00 e R\$ 900,00 (Figura 9).

Os limites de cálculo são obtidos ao multiplicar os valores inferiores da TMA com os inferiores dos medidores inteligentes enquanto que os valores superiores a partir da multiplicação dos superiores dos mesmos. Obtido pelas Equações 6.17 e 6.18.

$$P_{\text{inf}} = A/i \text{ ou } A_{\text{inf}} = P*i = 700*0,005 = \text{R\$ } 3,50$$

$$P_{\text{sup}} = A/i \text{ ou } A_{\text{sup}} = P*i = 900*0,01 = \text{R\$ } 9,00$$

Valores de economia de energia ao adquirir o medidor inteligente, superiores ao calculados na equação 6.17 e 6.18, serão vantajosos e o investimento é viável. Para o caso do resultado da equação 6.17, economias mensais superiores à R\$ 3,50 já seriam suficientes à aquisição dos medidores. Para o resultado da equação 6.18, valores de economia acima de R\$ 9,00 garantiriam a viabilidade do investimento. Ambos os valores demonstram que o cenário D é viável, pois, seu VAUE é R\$ 16,25.

Ao reaplicar a equação com o custo mais caro de instalação e operação do medidor inteligente (R\$ 900,00), tem-se o seguinte retorno do investimento com a Equação 6.19:

$$\text{PRI} = 900,00/ 16,25 = 67,52 \text{ meses ou } 5,6 \text{ anos}$$

Este resultado aponta um retorno do investimento em aproximadamente em 6 anos, sendo esta a situação menos favorável, mesmo assim viável visto na Tabela 6.4..

Tabela 6.4 Retorno do investimento e custo máximo para viabilidade.

		Viabilidade
N (normal)	5,6 anos	Sim
N máx de 15 anos	P = R\$ 1786,06	

Considerando a taxa de juros o *payback* neste caso é de aproximadamente 6 anos. Se considerar a vida útil destes medidores em 15 anos, o custo de instalação poderia chegar até R\$ 1786,06 e ainda seria viável a sua aquisição frente os R\$ 800,00 estimados neste estudo.

O uso da planilha permite várias simulações e várias análises de maneira bastante simples e acessível.

## 6.8 Análise para as curvas de outras regiões do Brasil

Ao substituir a curva de demanda e os dados de entrada da Região Sul pela curva de demanda de consumidores brasileiros, pode-se replicar a análise para outras regiões do Brasil.

A curva de demanda média do Brasil tem picos menos acentuados que a da região sul, porém os valores de consumo nos horários de ponta também são elevados em relação à média geral.

## 6.9 Análise de Resultados

Analisando os resultados obtidos, pode-se observar que o cenário B seria o ideal, porém quase impossível na prática, uma vez que, seria necessário um consumo zero nos horários de pico e intermediário. No entanto, serve de parâmetro para identificar o máximo de retorno possível.

No confronto entre o cenário A e o cenário C, tem-se um tempo de retorno muito longo, quase inviável, uma vez que o consumo constante em C (tarifa branca) eleva o total da fatura.

Para o resultado do confronto entre o cenário A e o cenário D, obtém-se valores viáveis. Neste caso, utilizaria o mínimo de energia nos horários de pico e horários intermediários, sendo esta uma condição possível e realística.

Na análise de sensibilidade, é possível observar que os resultados são afetados por outras variáveis de grande importância: a TMA e o próprio valor do medidor inteligente.

De forma geral, os indicadores de viabilidade são positivos para a maioria das análises. Mesmo que os custos, diretamente ou indiretamente, acabem indo para o consumidor em um curto prazo de tempo, o VPL positivo indica que em médio prazo, o investimento tem retorno. Com isso o sistema deve melhorar, trazendo diminuição dos custos de geração em horário de ponta, incentivos a geração distribuída e outros benefícios do *Smart Grid*. Enfim, isto se traduz em redução de tarifa, favorecendo o consumidor.

A análise econômica, ao comparar o uso do medidor convencional com o uso do medidor inteligente, encontra indicadores positivos. Significa que o investimento é viável, assim, ao longo do tempo haverá vantagens ao sistema como um todo e estas devem ser repassadas aos consumidores.

A concessionária pode oferecer um medidor eletrônico mais simples que permita a utilização da tarifa diferenciada (o básico). O consumidor pode ter um medidor “mais” inteligente, com mais funcionalidades. E o governo pode oferecer políticas que contribuam para esta mudança. Ao final, todos serão beneficiados.

## **6.10 Variáveis influentes na simulação**

O preço do *Smart Meter* influencia diretamente na viabilidade econômica do investimento. Naturalmente, quanto menor o valor da instalação do medidor inteligente, mais favorável é o investimento, com retorno mais rápido.

A taxa de juros também é uma variável importante nesta equação. Quanto menor a taxa de juros envolvida na aquisição destes medidores, mais viável é o investimento. A política governamental pode influenciar diretamente neste quesito, incentivando o setor.

Outra variável que influencia a análise é o valor da tarifa. Neste caso, quanto maior a tarifa mais viável é o negócio. No último ano desta análise, ao atualizar valores tarifários, observou-se que com o aumento de seu valor, a viabilidade de investimento tornou-se mais favorável.

As simulações de cenários consideram muitas variáveis como preço do medidor inteligente, taxa de juros, comportamento dos consumidores, vida útil dos *smart meters*, curvas típicas das regiões entre outras. A análise destas variáveis produz uma gama de dados que precisam ser ordenados para uma conclusão mais objetiva. Assim um resumo destes dados pode ser vistos no Quadro 6.5

	Sul	Sudeste	Brasil	C. Oeste	Norte	Nordeste
15 anos	V	V	V	X	X	X
20 anos	V	V	V	V	X	X
AB	V	V	V	V	V	V
AC	V	X	X	X	X	X
AD	V	V	V	V	X	X
Prazo M caro	6	11	13	16	34	X
Prazo AD	5	9	11	13	23	X
Prazo PRI	5	7	8	9	13	16
Preço 15a	➤ M	➤ M	➤ M	875	649	514
Preço 20a	➤ M	➤ M	➤ M	➤ M	750	594
Favorável	95%	92%	82%	61%	18%	7%

Quadro 6.5 - Viabilidade da instalação de *smart meter* por região.

Este quadro busca reunir as principais informações referentes ao confronto de cenários, agrupando e ponderando-as conforme a região a que pertencem. Assim, é possível identificar qual região tem maior potencial para a instalação dos medidores inteligentes em relação às demais regiões.

As células preenchidas na cor azul indicam viabilidade do investimento. As células em cores vermelhas indicam que o investimento é inviável para os atuais dados de entrada. No caso das células verdes, estas estão na “vizinhança” da viabilidade e devem ser analisados com atenção. As células amarelas, por sua vez, são sutilmente inviáveis. A última linha do quadro é relativo à ponderação das dez

situações expostas, sendo atribuído 10 pontos percentuais para cada célula azul, 5 pontos para cada célula verde, 2 pontos para a célula amarela e 0 para a vermelha.

Em relação ao preço na tabela, para vida útil de 15 anos (Preço 15a) ou vida útil de 20 anos (Preço 20a), algumas células apresentam a referencia “> M”. Esta referencia indica que aquela região é viável mesmo que o custo do medidor seja acima do maior valor estabelecido de R\$ 900,00. Os valores máximos, neste caso, estão disponíveis no apêndice. Outros valores presentes nas células representam o custo máximo do investimento para que se tenha a viabilidade econômica.

A Região Sul aparece como sendo a mais promissora para instalação de medidores inteligentes. Nas comparações do cenário A com os cenários B, C e D, excluindo o cenário AC, os demais são completamente viáveis. Os prazos de retorno do investimento são positivos, ficando entre 5 e 6 anos. O Sul apresenta viabilidade tanto ao se considerar a vida útil do medidor em 15 ou 20 anos, mesmo que o valor do medidor seja superior ao máximo previsto inicialmente R\$ 900,00. Deste modo na Região Sul, segundo este estudo, é totalmente viável ao investimento apresentando o melhor retorno, tendo a  $TIR > TMA$ , melhor VPL positivo e o retorno inferior à vida útil do equipamento. Em uma escala de prioridades, seria a primeira região a ser escolhida para o investimento.

A Região Sudeste, que concentra a maior parcela da população do país, aparece em seguida como sendo a segunda região favorável a instalação de *smart meters*. Apresenta valores semelhantes a Região Sul, quando se considera a vida útil do medidor em 20 anos e também para 15 anos. O valor máximo da instalação (total) do medidor poderá chegar a R\$ 1114,00 com investimento viável. O retorno do investimento varia entre 7 e 11 anos, considerando o valor médio de R\$ 800,00, tendo a  $TIR > TMA$  e VPL positivo.

A Região Centro-Oeste encontra-se na linha tênue da viabilidade do investimento. O retorno do investimento está entre 9 e 16 anos, sendo necessário considerar alguns pontos para que este investimento seja viável para os 16 anos. Consumidores que tem sua demanda acima da média da região se beneficiariam do investimento, contanto que seu comportamento frente ao consumo fosse o indicado, fora dos horários de pico. O custo total do investimento deve ser menor que R\$ 875,00 ao considerar a vida útil de 15 anos, dentro do previsto neste trabalho.

A Região Norte possui dados que não permitem a segurança do investimento. Para a vida útil de 15 anos apresenta-se inviável, uma vez que o preço dos custos totais não poderia passar de R\$ 649,00, porém, neste estudo estipulou-se um valor mínimo de R\$ 800,00. Ao considerar uma vida útil de 20 anos, o valor máximo não poderia ultrapassar R\$ 750,00, no caso deste estudo, ainda inviável. O retorno do investimento pode ser mais longo que a vida útil, ou seja, para determinados custos, o retorno demoraria 34 anos, o que torna o investimento inviável.

A Região Nordeste também apresenta dados que inviabilizam o investimento. Há inclusive, devido aos dados iniciais disponíveis, uma impossibilidade matemática de calcular o retorno do investimento para uma vida útil de 15 anos, ou seja, completamente inviável economicamente. Mesmo para 20 anos de vida útil, o valor máximo dos custos não poderia passar de R\$ 594,00. Neste momento, no atual cenário econômico e com estes dados propostos no estudo, esta região é inviável para tal investimento.

O Brasil, visto como um todo, também foi analisado, e este se encontra logo após a Região Sudeste. O gráfico do Brasil é a soma de todas as regiões e suas características se aproximam bastante da Região Sudeste, o que não é surpresa já que nesta se concentra a maior parte da população do país. Apresenta viabilidade de investimento, com retorno entre 8 e 13 anos, sendo viável para uma vida útil de equipamentos entre 15 e 20 anos. Considerando as situações menos favoráveis, um retorno em 13 anos e um valor máximo de R\$ 969,63 com vida útil de 15 anos, ainda assim, tem-se a viabilidade econômica do investimento prevista neste estudo.

Como o Brasil é um país continental, dificilmente seria realizada a substituição de todo o sistema em todas as regiões de uma só vez. O mais apropriado seria ordenar prioridades ou sequências de troca conforme for o mais vantajoso. Observando os dados deste trabalho pode-se elencar uma sequência ideal seguindo a ordem econômica, iniciando na Região Sul, seguido pela Região Sudeste. A região Centro-Oeste seria a próxima, observando-se melhorias tecnológicas, redução de custos de produção dos *smart meters* ou outros fatores que favoreçam o investimento. Para a Região Norte e Nordeste a viabilidade do investimento necessita de um esforço ainda maior para que esta aconteça. Um conjunto de melhorias que englobe redução de custos na fabricação de equipamentos, fomento

governamental, baixa das taxas de juros, maior consumo de energia nestas regiões entre outras, enfim, mudanças significativas do cenário atual.

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresenta as considerações finais relacionadas ao estudo e em seguida algumas sugestões de trabalhos futuros.

### 7.1 Conclusões deste estudo

Este estudo teve êxito ao cumprir os objetivos propostos. Ao final do estudo é possível verificar a viabilidade econômica da instalação de medidores inteligentes para consumidores de baixa tensão em algumas das regiões do Brasil.

Foi possível compreender o conceito e a abrangência das redes elétricas inteligentes, *smart grids*, comparando projetos desenvolvidos no Brasil e no mundo. Do mesmo modo, entender os conceitos e as diferenciações relativas aos medidores inteligentes, *smart meters*, e assim, possibilitando diferenciá-los de medidores eletrônicos ou de medidores analógicos.

Ao analisar a regulamentação tarifária permitiu-se compreender melhor a necessidades de desenvolvimento do setor elétrico, acompanhando as necessidades de demanda.

A planilha de cálculo permitiu a análise de cenários e cálculos importantes para a tomada de decisão. Foram encontradas variáveis importantes como: prazo interno de retorno, taxa interna de retorno, valor presente líquido e *payback*, relativos a viabilidade de instalação de medidores inteligentes em cada região.

Os resultados obtidos são promissores principalmente para as Regiões Sul, Região Sudeste e também ao Brasil quando somado todas as regiões. Além disso, é possível verificar os extremos da análise, desde a “inviabilidade” do investimento até o máximo retorno hipotético deste. No entanto, mesmo situações de inviabilidade podem ser alteradas, pois são considerados os atuais cenários disponíveis. Novas tecnologias, novas políticas podem viabilizar o investimento.

O cenário D, utilizando a tarifa branca com uso do chuveiro em horário fora de ponta, mostrou-se mais viável que o cenário A com tarifa convencional. A economia obtida na fatura, permite um retorno do investimento em aproximadamente 5 anos.

*Smart Meter* é um dos primeiros passos visíveis ao consumidor para a *Smart Grid* em nível de distribuição. Estudos relacionados a custos auxiliam de maneira fundamental o planejamento do setor. Um dos principais benefícios da *Smart Grid* é notoriamente a melhoria da qualidade do fornecimento de energia.

O comportamento e a consciência do consumidor são variáveis subjetivas. No entanto, se este priorizar o mínimo de consumo nos horários intermediários e de ponta, a utilização de medidores inteligentes poderá vir a ser um investimento com rápido retorno econômico.

Este estudo pode nortear algumas decisões estratégicas, principalmente por parte do consumidor referente à aquisição de medidores inteligentes. Novos estudos poderão aumentar o espectro de consumidores e incluir situações específicas, auxiliando a tomada de decisões e objetivando a viabilidade econômica da instalação de medidores inteligentes para consumidores da baixa tensão.

Os consumidores de baixa tensão são os principais responsáveis pela formação da demanda de ponta e pelos custos horários de expansão do sistema elétrico, reflexo de uma metodologia tarifária que anteriormente visava apenas a expansão do sistema e não a sua eficiência. A aquisição de medidores inteligentes utilizando a tarifa horária impulsionará a mudança de hábito.

Essas mudanças de hábitos trazem economia ao consumidor e viabilizam o investimento em medidores inteligentes. O prazo de retorno do investimento depende de variáveis importantes como a região do consumidor, quando ele demanda em média, o custo de instalação, entre outros fatores. Lembrando que estudo trata da média da região, haverá situações que podem ser mais ou menos favoráveis conforme a características do consumidor, no entanto estudar a média permite uma análise geral que é necessária para visualizar o investimento para uma região ou um país.

A clareza das regras de tarifação e mesmo a interface com o consumidor são elementos fundamentais para a migração e a adaptação ao novo sistema. Estas tecnologias auxiliarão o consumidor a mudar os hábitos atuais sem que o seu conforto seja comprometido, permitindo-lhes uma melhor gestão de seu consumo. Além disso, futuramente, com o novo sistema a geração distribuída, o consumidor

poderá usufruir de energia renovável nos horários que hoje possui demanda elevada. Esta medida evitará o comprometimento de usinas geradoras utilizadas exclusivamente para atender a ponta do sistema, assim como otimizará os investimentos a serem realizados no sistema elétrico da concessionária.

A metodologia apresentada um panorama da aplicação de uma nova modalidade tarifária para os consumidores, utilizando dados do PROCEL e criando cenários simulados de aquisição de medidores inteligentes. Cada simulação levou em conta a região estudada e os comportamentos médios dos consumidores. Estudos durante o processo de um possível investimento permite atualizar os dados e direcionar os esforços conforme o que for mais viável.

Assim, esta dissertação apresenta a viabilidade do investimento e prioriza as regiões onde isto poderia estar mais evoluído. Também salienta que naquelas regiões menos favoráveis, deve-se ter mais cautela ou buscar meios de viabilizar o investimento. Contudo, contribui para o planejamento do sistema elétrico em importantes tomadas de decisões.

## **7.2 Trabalhos futuros**

Muitos estudos podem ser feitos a partir desta dissertação e implementando novos módulos de análise. Outro trabalho pode considerar a estratificação da faixa de consumo de cada região por exemplo. Além disso, poderá ser realizada a análise do ponto de vista das contribuições para a concessionária sob o foco do planejamento da expansão.

Este trabalho, também pode servir de base para a concepção de um sistema direcionado ao consumidor residencial, visando criar uma ferramenta que possa ser utilizada com o intuito de obter uma visão antecipada dos custos de investimento de forma individual. Assim, o usuário poderia consultar os melhores horários de utilização de equipamentos e se beneficiar de uma fatura menor no final do mês.

### 7.3 Trabalhos publicados

Ao longo deste trabalho de dissertação foram aprovados e publicados três artigos científicos:

- **8º SEPOC (Seminário de Eletrônica de Potência e Controle) e o 2º SESP (Seminário de Energia e Sistemas de Potência)**

Título do trabalho: “Viabilidade Econômica da Instalação de Medidores Inteligentes em Baixa Tensão para Consumidores Residenciais”.

Data/Local: 24 e 27 de agosto de 2014. Santa Maria, Rio Grande do Sul – Brasil.

- **CBQEE’15 - XII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica.**

Título do trabalho: “Estudo de Viabilidade Econômica na Instalação de Medidores Inteligentes: Importante Passo para Melhoria na Qualidade de Energia”.

Data/Local: 07 a 10 de julho de 2015. Campina Grande, Paraíba – Brasil.

- **2015 ISGT-LA - Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America**

Título do trabalho: “*Economic Viability Study for the Smart Meter Installation in Brazil*”.

Data/Local: 05 a 07 de outubro de 2015. Montevideú - Uruguai

<http://isgtla.org/>

## REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/imprensa/noticias/21-setor-de-distribuicao>>. Acesso em 09 de mai. de 2015.

ANDRADE, E. L. **Introdução à Pesquisa Operacional - Métodos e Modelos para Análise de Decisões**. Rio de Janeiro: LTC. 2011.

AMIN, M.; Schewe, P. F. Preventing Blackouts. **Scientific American**. 296, 60 – 67. 2005.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 22 de fev de 2014.

\_\_\_\_\_. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 16 de dez de 2014.

\_\_\_\_\_. **ANEEL. Tarifa Branca ao consumidor de baixa tensão valerá com novo medidor**. Disponível em:<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=4921&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4921&id_area=90)>. Acesso em: 16 de set de 2013.

\_\_\_\_\_. **ANEEL. Agência nacional de energia elétrica. Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica**. 2012. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual-PeD\\_REN-504-2012.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual-PeD_REN-504-2012.pdf)>. Acesso em: 19 jul de 2012.

\_\_\_\_\_. **ANEEL publica normas sobre medidores eletrônicos**. ANEEL, 2012a. Disponível em:<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=5912&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5912&id_area=90)>. Acesso em: 28 de dez de 2012.

\_\_\_\_\_. **ANEEL. Caderno Temático 4: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. 2005a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>> . Acesso em: 29 de ago de 2011.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº1/2013** - Proposta de regulamentação acerca das disposições comerciais para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. ANEEL, 2013a. Disponível em:<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/documento/nt-001-src-tarifa\\_branca6.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/documento/nt-001-src-tarifa_branca6.pdf)>. Acesso em: 10 de jun de 2013.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 311/2011.** SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. ANEEL, 2011a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>>. Acesso em: 2 de ago de 2011.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 0044/2010.** Audiência pública no intuito de coletar subsídios para Resolução Normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. ANEEL, 2010a. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota\\_tecnica\\_0044\\_2010\\_srd.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_2010_srd.pdf)>. Acesso em: 31 de ago de 2010.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 362/2010.** Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica - Sinal econômico para a baixa tensão. ANEEL, 2010d. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota\\_tecnica\\_n%C2%BA\\_362\\_2010\\_sre-srd-aneel.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf)>. Acesso em: 30 de ago de 2010.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 360/2010.** SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. ANEEL, 2010e. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota\\_tecnica\\_n%C2%BA\\_360\\_2010\\_sre-srd-aneel.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_360_2010_sre-srd-aneel.pdf)>. Acesso em: 2 de ago de 2010.

\_\_\_\_\_. **Resolução Homologatória nº1296.** Homologia resultado da terceira revisão tarifária COPEL. ANEEL, 2012i. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/017/resultado/reh20121296.pdf>>. Acesso em: 17 de jul de 2012.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº482,** de 17 de abril de 2012. ANEEL, 2012k. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 12 de jun de 2012.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº502.** Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. ANEEL, 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 23 de out. de 2012.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 7.1 e 7.2.** Procedimentos Gerais (PRORET). ANEEL, 2012g. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702>>. Acesso em: 19 de set de 2012.

ARAÚJO, S. G.; VIEIRA, J. G. **Automação da Distribuição e a Smart Grid - Parte 1.** 2013. Disponível em: <<http://smartgridnews.com.br/automacao-da-distribuicao-e-a-smart-grid-parte-1/>>. Acesso em: 28 de fev de 2013.

ARRA. American Recovery and Reinvestment Act of 2009. United States. **Making supplemental appropriations for job preservation and creation, infrastructure investment, energy efficiency and science, assistance to the unemployed, and State and local fiscal stabilization, for the fiscal year ending**. September 30, 2009, and for other purposes. Disponível em: < [www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-111hr1enr/pdf/BILLS-111hr1enr.pdf](http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-111hr1enr/pdf/BILLS-111hr1enr.pdf)>. Acesso em: 25 jan 2014.

BLOOMBERG, A. **Energy Smart Technologies, Digital Energy, Research Note**. New Energy Finance. 2012.

BOCCUZZI, C. V. Os "Smart Grid" e a modernização da energia elétrica no Brasil. **Jornal da Energia**. 2009.

BRASIL. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>. Acesso em 12 de mar. de 2015.

BRIGHAM, Eugene F.; HOUSTON, Joel F. **Fundamentos da Moderna Administração Financeira**. Rio de Janeiro. Campus. 1999.

BRITISH GAS. **Report shows smart meters are changing our approach to energy**. Disponível em: <<http://www.britishgas.co.uk/blog/articles/report-shows-smart-meters-are-changing-the-way-we-think-about-energy>>. Acesso em: 15 de abr de 2014.

CASAROTTO, F. N.; KOPITKE, B. H. **Análise de investimentos: matemática financeira; engenharia econômica; tomada de decisão; estratégia empresarial**. 9.ed. São Paulo: Atlas. 2000.

CASAROTTO, F. N.; KOPITKE, B. H. **Análise de Investimentos**. 10 ed. São Paulo: Atlas. 2008.

CAMARGO, C. **Smart Grid: a rede elétrica inteligente. 2009**. Disponível em: <<http://www.tecmundo.com.br/3008-smart-grid-a-rede-eletrica-inteligente.htm>>. Acesso em: 03 de jul de 2014.

CEMIG. **Gráfico Smart Grid**. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/>> Acesso em: 28 de mar de 2010.

COPELAND, T.E.; ANTIKAROV, V. **Opções Reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos**. Tradução de Maria José Cyhlar. Rio de Janeiro: Campus. 2001.

DAMODARAN, A. **Finanças Corporativas Aplicadas – Manual do Usuário**. Tradução Jorge Ritter. Porto Alegre: Bookman. 2002.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. **Tarifa Amarela - Estruturação e Implantação, Avaliação do Projeto Piloto – Relatório Final**. 1998.

DEPURU, S.S.S.R., et al. **Smart meters for power grid — Challenges, issues, advantages and status**. Power Systems Conference and Exposition (PSCE), IEEE/PES. 2011.

DEUTSCHLAND, Revista. **Feira de Hannover: Energias renováveis em pauta**. Embaixada e Consulados Gerais da Alemanha no Brasil. Disponível em: <[http://www.brasil.diplo.de/Vertretung/brasilien/pt/\\_\\_\\_pr/DZBrasilia\\_\\_Artigos/Antigos/Ciencia/060411\\_\\_feirahannover.html](http://www.brasil.diplo.de/Vertretung/brasilien/pt/___pr/DZBrasilia__Artigos/Antigos/Ciencia/060411__feirahannover.html)>. Acesso em: 11 de jan de 2013.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2015-2024)**. Nota Técnica DEA 03/15. Rio de Janeiro. 2015

EUROPEAN COMMISSION. **The European economic and social committee and the committee of the regions, smart grids: from innovation to deployment**. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>>. Bruxelas. Acesso em: 28 mar de 2015.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. **Power and Energy Magazine**, IEEE, v 8, no. 1. 2010.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes – REI**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

FREITAS, K. **Alemanha fechará usinas nucleares até 2022**. Disponível em: <<http://www.brasilalemanhanews.com.br/Noticia.aspx?id=1513>>. Acesso em: 1 de dez de 2011.

GOOGLE MAPS. Disponível em: <<https://www.google.com/maps/d/edit?mid=zbb4-KQUs58U.kDddqCjnbz50>>. Acesso em: 12 de mar. de 2015.

GRZEIDAK, E., et al. **Qualidade de energia elétrica no contexto de smart grid**. O Setor Elétrico. 2011. Disponível em: <[http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed68\\_fasc\\_smart\\_grids\\_cap4.pdf](http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed68_fasc_smart_grids_cap4.pdf)>. Acesso em: 15 de dez de 2011.

HERNANDES, L., et al. **Implantação de projetos pilotos de redes inteligentes no Brasil**. 2013. O Setor Elétrico. Disponível em: <[http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed67\\_fasc\\_smart\\_grids\\_cap3.pdf](http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed67_fasc_smart_grids_cap3.pdf)>. Acesso em 12 de abr de 2013.

IBGE. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Disponível em:<<http://www.ibge.gov.br/home/>>. Acesso em 28 de mar de 2015.

IEA. International Energy Agency. **Smart Grids – Technology Roadmap**. França, 2010. Disponível em: <[www.iea.org/publications](http://www.iea.org/publications)>. Acesso em jul 2014.

IEC. International Electrotechnical Commission. **IEC Global Standards for Smart Grids**. 2015. Disponível em: <http://www.iec.ch/smartgrid/standards/>. Acesso em: 15 jan de 2015.

INFO, PROCEL SINPHA. **Sistema de Informação de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos**. 2012. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/>>. Acesso em: 29 de abr de 2012.

KASSAI, J.C. et. al. **Retorno de Investimento – Abordagem Matemática e Contábil do Lucro Empresarial**. 2 ed. São Paulo. Atlas, 2000.

KELLY, J. ; KNOTTENBELT, W. The UK-DALE dataset, domestic appliance-level electricity demand and whole-house demand from five UK homes. **Scientific Data, Nature**. v. 2, n. 150007, 2015.

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

LAMIN, H. **Medição Eletrônica em Baixa Tensão: Aspectos Regulatórios e Recomendações para implantação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

LAPPONI, J. C. **Projetos de investimento: construção e avaliação do fluxo de caixa: modelos em Excel**. Laponni Treinamento e Editora. 2000.

LUIZ, F. C. **O que é Smart grid?** 2014. Disponível em: <<http://smartgridnews.com.br/o-que-e-smart-grid/>>. Acesso em: 23 de mar de 2014.

MAGGI, B. **Projeto de lei do senado nº84, de 2012**. Senado Federal. Disponível em: <<http://www.senado.gov.br/atividade/materia/getPDF.asp?t=105231&tp=1>>. Acesso em: 2 de mar de 2013.

MANDELMAN, M. **Análise Crítica da Matriz Energética Brasileira e a Implementação de “Smart Grid”**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNITAU, Taubaté, 2011.

MME. **Ministério de Minas e Energia**. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 15 de dez 2014.

MOREIRA, D. A. **Pesquisa Operacional - Curso Introdutório**. Vol. 2. São Paulo: Cengage Learning, 2010.

MOTTA, R. R.; CALÔBA, G. M. **Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais**. São Paulo: Editora Atlas, 2002.

NEWS, Smart Grid. **Oportunidades Smart Grid para mercados emergentes na próxima década**. 2011. Disponível em:<<http://smartgridnews.com.br/oportunidades-smart-grid-para-mercados-emergentes-na-proxima-decada/>>. Acesso em: 14 de mar de 2013.

NORTHEAST GROUP, Llc,. **Emerging Markets Smart Grid - 25 Country Overview**. Disponível em: <<http://www.northeast-group.com/>>. Acesso em: 27 de mar de 2013.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em:<<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em 23 de nov 2014.

PAULINO, M. E. C. **Smart Grids - Redes Inteligentes**. O Setor Elétrico. Disponível em:<[http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed65\\_fasc\\_smartgrid\\_cap1.pdf](http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed65_fasc_smartgrid_cap1.pdf)>. Acesso em: 31 de mai de 2014.

PROCEL, Eletrobrás. **Avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil**. Ano base 2005 - Classe residencial - Relatório Brasil. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335-95D83F8DFB98%7D&Team=&params=itemID=%7BE6AA7196-E64E-4FC0-9567-994B77FB24DE%7D%3B&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>>. Acesso em: 28 de mar de 2012.

QUILUMBA F. L. et al. Using smart meter data to improve the accuracy of intraday load forecasting considering customer behavior similarities. 2015. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Vol. 6, No. 2, 6945384, 01.03.2015, p. 911-918.

REDES Inteligentes. **Base instalada de medidores inteligentes pode chegar a 350 milhões na Ásia-Pacífico até 2016**. 2012. Disponível em: <<http://www.redeinteligente.com/2011/03/04/base-instalada-de-medidores-inteligentes-pode-chegar-a-350-milhoes-na-asia-pacifico-ate-2016/>>. Acesso em: 17 de dez de 2012.

RESEARCH, PIKE. **Smart Meters in Asia Pacific**. 2013. Disponível em: <<http://www.pikeresearch.com/research/smart-meters-in-asia-pacific>>. Acesso em: 18 de dez de 2013.

RIVEIRA, R. ESPONSITO, S.A. E TEIXEIRA, I. **Redes elétricas inteligentes (Smart Grid): Oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local**. 2014. Disponível em: <<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev4002.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev4002.pdf)>> Acesso em: 04 jul 2014.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R.W.; JORDAN, B. D.. **Princípios de Administração Financeira**; tradução Antonio Zoratto Sanvicente. São Paulo: Atlas. 1998.

SEBRAE. Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas. **Análise e Planejamento Financeiro – Manual do Participante**. Brasília. 2011.

SGCC – Smart Grid Consumer Collaborative. **Consumer Pulse Research Program Wave 2 - Summary of Findings**. SmartGrid Consumer Collaborative. Disponível em: <<http://smartgridcc.org/wp-content/uploads/2012/01/SGCC-Consumer-Pulse-Wave-2-Summary.pdf>>. Acesso em: 6 de mar de 2013.

\_\_\_\_\_. **New Reseach: Consumer Pulse Wave 3**. Smart Grid Consumer Collaborative. SGCC,2012a. Disponível em: <<http://smartgridcc.org/news-events/new-research-consumer-pulse-wave-3>>. Acesso em: 6 de mar de 2013.

SWOKOVSKI, E. W. **Cálculo com geometria analítica**. 2ª Edição, Editora Makron, 1994.

TOLEDO, F. **Desvendando as redes elétricas inteligentes**. Coordenador Geral Fabio Toledo. Rio de Janeiro. Brasport. 2012.

TORRITI, J. Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy. **Energy**, Volume 44, Issue 1. 2012.

UK, Energy. **Smart Metering Projects Map**. Disponível em: <<https://maps.google.com/maps/ms?ie=UTF8&oe=UTF8&msa=0&msid=115519311058367534348.0000011362ac6d7d21187>>. Acesso em: 27 de mar. de 2013.

U.S. DOE. United State Departamento of Energy. **Smart Grid System Report to Congress**. 2012. Disponível em: <<http://www.energy.gov/>>. Acesso em 03 de abr. 2014.

XUE-SONG, Z., et al. **Research on Smart Grid Tecnology**. Computer Application and System Modeling (ICCA SM), 2010. International Conference. 2010.

WERNKE, R. Aplicações do conceito de valor presente na contabilidade gerencial. **Revista Brasileira de Contabilidade**. Conselho Federal de Contabilidade, n. 126, Brasília. novembro/dezembro 2000.

ZEISS, G. **Smart Grid to Enable the Low Carbon Economy in the UK: The Vision. Between the Poles**. 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=UK>>. Acesso em: 16 de abr de 2013.

## **APÊNDICE A – PLANILHAS EXCEL DE SIMULAÇÕES**

## Apêndice A – Planilhas de simulação

MODELAÇÃO DE CENÁRIOS

Brasil

Demanda Diária

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11,00	12
Demanda	200	200	180	180	150	200	250	250	180	130	130,00	150
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23,00	24
Demanda	150	130	130	150	200	350	430	430	400	400	230,00	230

Modalidade	Ponta (R\$/kWh)	Interme diário (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
Branca (T <sub>b</sub> )	0,9439	0,5346	0,3997
I (TR <sub>cv</sub> )	0,4816	0,4816	0,4816
Fator	1,96	1,11	0,83

Custo Médio de um Smart Meter (R\$)	800,00
-------------------------------------	--------

Impostos (ICMS)

25%

Cálculo da demanda diária = ( ∑ demanda)	5430
--	------

Tarifa Convencional

Equação 1 =  $\sum [(demanda/hora * horas * valor da hora) * 30 dias] + 25\%$

Tarifa Branca

Equação 2 =  $\{ \sum [(demanda/hora * horas * valor da hora) * 22 dias] + 25\% \} +$   
 $+ \sum [(demanda/hora * horas * valor da hora fora de ponta) * 8 dias] + 25\%$

Cenário A: Tarifa Convencional, com Demanda Média da curva Brasil.

Equação 1 = 98,07

Cenário B: Tarifa Diferenciada sem consumo no horário de ponta e intermediário.

Equação 1 = 81,39

Cenário C: Tarifa Diferenciada com demanda constante independente do horário.

Média horária =  $7.850/24h = 226,25$

Equação 2 = 93,23

Cenário D: Tarifa Diferenciada com uso do chuveiro em horário fora de ponta.

demanda diária média 5430

demanda horária mínima 150

demanda no horário de ponta e intermediário 4680

Equação 2 = 89,24

ANÁLISE ECONÔMICA

Custo do Medidor 800,00  
 TMA 0,60%  
 $A = P * i$  R\$ 4,80

Retorno do investimento

Cenário A versus cenário B

$Ri = fA - fB$  Ri 16,67  
 $PRI = \text{Investimento Total} / \text{Lucro Líquido}$   
 PRI 48,0 meses ou 4,0 anos

Anos		Meses	
15		180	
	20		240

viável VPL 1031,90 1317,38  
 TIR 1,75% 1,80%  
 otimista N 66,6 meses 5,5 anos

Cenário A versus cenário C

$Ri = fA - fC$  Ri 4,84  
 PRI 165,454 meses ou 13,8 anos

viável VPL -268,69 -185,89  
 pessimista TIR -0,06% 0,21%  
 N inviável

Cenário A versus cenário D

$Ri = fA - fD$  Ri 8,82  
 PRI 90,66 meses ou 7,6 anos

viável VPL 169,63 320,74  
 positivista TIR 0,68% 0,83%  
 N 131,4 meses 10,9 anos

Análise de sensibilidade

15 anos	de R\$ 5,46 por mês = VIÁVEL	8% de economia
20 anos	de R\$ 4,72 por mês = VIÁVEL	

Medidor mais barato P = 700,00  
 Taxa menor i = 0,5%  
 $A_{inf} = P * i = 3,50$

Medidor mais caro P = 900,00  
 Taxa maior i = 1%  
 $A_{sup} = P * i = 9,00$

i 0,60%  
 A 8,82  
 P 900,00  
 N 158,37 meses ou 13,2 anos

PRI (medidor mais caro, cenário D)

101,99 meses ou 8 anos médio  
 N 158,37 meses ou 13,2 anos

Para N max 15 anos P = 969,633 reais viável  
 vida útil  
 Para N max 20 anos P = 1120,74 reais viável

MODELAÇÃO DE CENÁRIOS Sul

Demanda Diária

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	300	300	300	300	300	300	300	300	150	150	150	150
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda	150	150	150	150	550	550	600	600	600	550	400	400

Modalidade	Ponta (R\$/kWh)	Interme diário (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
Branca (T <sub>b</sub> )	0,9439	0,5346	0,3997
Convenciona I (TR <sub>cv</sub> )	0,4816	0,4816	0,4816
Fator	1,96	1,11	0,83

Custo Médio de um Smart Meter (R\$)	800,00
-------------------------------------	--------

Impostos (ICMS)

25%

Cálculo da demanda diária = ( ∑ demanda ) 7850

Tarifa Convencional

Equação 1 = ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 30 dias] + 25%.

Tarifa Branca

Equação 2 = { ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 22 dias] + 25% } + ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora fora de ponta) \* 8 dias] + 25%

Cenário A: Tarifa Convencional, com Demanda Média da curva da região sul.

Equação 1 = { [(300 \* 8 + 150 \* 8 + 600 \* 3 + 550 \* 3 + 400 \* 2) \* (0,4816/1000) ] \* 30 } + 25%

Equação 1 = 141,77

Cenário B: Tarifa Diferenciada, sem consumo no horário de ponta e intermediário.

Equação = 7,85 \* 0,3997 \* 30 + (25%)

Equação = 117,67

Cenário C: Tarifa Diferenciada, com demanda constante independente do horário.

Média horária = 7.850/24h = 327,08

Equação 2 = 134,78

Cenário D: Tarifa Diferenciada com uso do chuveiro em horário fora de ponta.

demanda diária média 7850

demanda horária mínima 150

demanda no horário de ponta e intermediário 7100

Equação 2 = 125,52

## ANÁLISE ECONÔMICA

Custo do Medidor 800,00  
 TMA 0,60%  
 A = P\*i R\$ 4,80

### Retorno do investimento

Anos		Meses	
15	20	180	240

#### Cenário A versus cenário B

Ri = fA - fB Ri 24,10 viável VPL 1848,33 2261,04  
 PRI = Investimento Total / Lucro Líquido TIR 3,00% 3,01%  
 PRI 33,2 meses ou 2,8 anos otimista N 37,13 meses 3,09 anos  
 \*A= 24,10 e P = 800,00

#### Cenário A versus cenário C

Ri = fA - fC Ri 6,99 duvidoso VPL -31,90 87,80  
 PRI 114,45 meses ou 9,5 anos pessimista TIR 0,55% 0,72%  
 N 194,01 meses 16,17 anos

#### Cenário A versus cenário D

Ri = fA - fD Ri 16,25 viável VPL 986,06 1264,40  
 PRI 49,22 meses ou 4,1 anos positivista TIR 1,97% 2,01%  
 N 58,53 meses 4,88 anos

### Análise de sensibilidade

Medidor mais barato P = 700,00  
 Taxa menor i = 0,5%  
 Ainf = P\*i = 3,50 i 0,60%  
 Medidor mais caro P = 900,00 A 16,25  
 Taxa maior i = 1% P 900,00  
 Asup = P\*i = 9,00 N 67,52 meses ou 5,6 anos

PRI (medidor mais caro, cenário D) perpétua  
 55,37 meses ou 4,6 anos  
 N 67,52 meses ou 5,6 anos reposição

Para N max 15 anos P = 1786,06 reais totalmente viável \* A = 16,25 \*\* i = 0,60%

Demanda Diária

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	120	120	120	120	180	270	270	220	150	150	150	150
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda	150	150	180	220	320	410	470	470	470	410	350	240

Modalidade	Ponta (R\$/kWh)	Interme diário (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
Branca (T <sub>b</sub> )	0,943936	0,534576	0,399728
Convencional (TR <sub>cv</sub> )	0,4816	0,4816	0,4816

Custo Médio de um Smart Meter (R\$)	800,00
-------------------------------------	--------

Impostos (ICMS)

25%

Cálculo da demanda diária = ( ∑ demanda)	5860
--	------

Tarifa Convencional

Equação 1 = ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 30 dias] + 25%.

Tarifa Branca

Equação 2 = { ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 22 dias] + 25% } + ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora fora de ponta) \* 8 dias] + 25%

Cenário A: Tarifa Convencional com Demanda Média da curva Brasil.

Equação 1 = 105,83

Cenário B: Tarifa Diferenciada sem consumo no horário de ponta e intermediário.

Equação 1 = 87,84

Cenário C: Tarifa Diferenciada com demanda constante independente do horário.

Média horária = 7.850/24h = 244,1667

Equação 2 = 100,61

Cenário D: Tarifa Diferenciada com uso do chuveiro em horário fora de ponta.

demanda diária média	5860
demanda horária mínima	150
demanda no horário de ponta e intermediário	5110
Equação 2 =	95,69

ANÁLISE ECONÔMICA

Custo do Medidor 800,00  
 TMA 0,60%  
 A = P\*i R\$ 4,80

Retorno do investimento

Anos		Meses	
15	20	180	240

Cenário A versus cenário B

Ri = fA - fB Ri 17,99 viável VPL 1176,97 1485,06  
 PRI = Investimento Total / Lucro Líquido TIR 2,20% 2,24%  
 PRI 44,5 meses ou 3,7 anos otimista N 51,88 meses 4,32 anos

Cenário A versus cenário C

Ri = fA - fC Ri 5,22 viável VPL -226,61 -137,26  
 PRI 153,3129 meses ou 12,8 anos pessimista TIR 0,18% 0,41%  
 N INVIÁVEL

Cenário A versus cenário D

Ri = fA - fD Ri 10,14 viável VPL 314,70 488,41  
 PRI 78,86 meses ou 6,6 anos positivista TIR 1,09% 1,19%  
 N 107,2 meses 8,93 anos

Análise de sensibilidade

Medidor mais barato P = 700,00  
 Taxa menor i = 0,5%  
 Ainf = P\*i = 3,50 i 0,60%  
 Medidor mais caro P = 900,00 A 10,14  
 Taxa maior i = 1% P 900,00  
 Asup = P\*i = 9,00 N 127,12 meses ou 10,6 anos

PRI (medidor mais caro, cenário D)  
 88,72 meses ou 7 anos

Para N max 15 anos P = 1114,70 reais viável

vida útil

Para N max 20 anos P = 1288,41 reais totalmente viável

Demanda Diária

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	180	180	180	150	150	230	300	250	200	130	130	150
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda	130	130	130	150	230	430	460	330	280	250	200	200

Modalidade	Ponta (R\$/kWh)	Interme diário (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
Branca (T <sub>b</sub> )	0,9439	0,5346	0,3997
Convencional (TR <sub>cv</sub> )	0,4816	0,4816	0,4816

Custo Médio de um Smart Meter (R\$)	800,00
-------------------------------------	--------

Impostos (ICMS)

25%

Cálculo da demanda diária = ( ∑ demanda)	5150
--	------

Tarifa Convencional

Equação 1 = ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 30 dias] + 25%.

Tarifa Branca

Equação 2 = { ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 22 dias] + 25% } + ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora fora de ponta) \* 8 dias] + 25%

Cenário A: Tarifa Convencional com Demanda Média da curva Brasil.

Equação 1 = 93,01

Cenário B: Tarifa Diferenciada sem consumo no horário de ponta e intermediário.

Equação 1 = 77,20

Cenário C: Tarifa Diferenciada com demanda constante independente do horário.

Média horária = 7.850/24h = 214,5833

Equação 2 = 88,42

Cenário D: Tarifa Diferenciada com uso do chuveiro em horário fora de ponta.

demanda diária média	5150
demanda horária mínima	150
demanda no horário de ponta e intermediário	4400
Equação 2 =	85,04

ANÁLISE ECONÔMICA

Custo do Medidor 800,00  
 TMA 0,60%  
 A = P\*i R\$ 4,80

Retorno do investimento

Anos		Meses	
15	20	180	240

Cenário A versus cenário B

Ri = fA - fB Ri 15,81 viável VPL 937,44 1208,20  
 PRI = Investimento Total / Lucro Líquido TIR 1,64% 1,70%  
 PRI 50,6 meses ou 4,2 anos otimista N 71,11 meses 5,93 anos

Cenário A versus cenário C

Ri = fA - fC Ri 4,59 INVIÁVEL VPL -296,09 -217,56  
 PRI 174,4493 meses ou 14,5 anos pessimista TIR -0,11% 0,16%  
 N INVIÁVEL

Cenário A versus cenário D

Ri = fA - fD Ri 7,96 viável VPL 75,17 211,55  
 PRI 100,45 meses ou 8,4 anos positivista TIR 0,88% 1,01%  
 N 154,44 meses 12,87 anos

Análise de sensibilidade

Medidor mais barato P = 700,00  
 Taxa menor i = 0,5%  
 Ainf = P\*i = 3,50 i 0,60%  
 Medidor mais caro P = 900,00 A 7,96  
 Taxa maior i = 1% N 189,64 meses ou 15,8 anos  
 Asup = P\*i = 9,00 P 900,00

PRI (medidor mais caro, cenário D)  
 113,00 meses ou 9 anos

Para N max 15 anos P= 875,17 reais viável

vida útil

Para N max 20 anos P= 1011,55 reais viável

Demanda Diária

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	250	230	200	200	200	180	130	100	100	100	100	130
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda	130	100	100	130	130	150	230	300	330	350	330	280

Modalidade	Ponta (R\$/kWh)	Interme diário (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
Branca (T <sub>b</sub> )	0,9439	0,5346	0,3997
Convenciona I (TR <sub>cv</sub> )	0,4816	0,4816	0,4816

Custo Médio de um Smart Meter (R\$)	800,00
-------------------------------------	--------

Impostos (ICMS)

25%

Cálculo da demanda diária = ( ∑ demanda)	4480
--	------

Tarifa Convencional

Equação 1 = ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 30 dias] + 25%.

Tarifa Branca

Equação 2 = { ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 22 dias] + 25% } + ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora fora de ponta) \* 8 dias] + 25%

Cenário A: Tarifa Convencional com Demanda Média da curva Brasil.

Equação 1 = 80,91

Cenário B: Tarifa Diferenciada sem consumo no horário de ponta e intermediário.

Equação 1= 67,15

Cenário C: Tarifa Diferenciada com demanda constante independente do horário.

Média horária = 7.850/24h = 186,6667

Equação 2 = 76,92

Cenário D: Tarifa Diferenciada com uso do chuveiro em horário fora de ponta.

demanda diária média 4480  
 demanda horária mínima 150  
 demanda no horário de ponta e intermediário 3730  
 Equação 2 = 75,00

ANÁLISE ECONÔMICA

Custo do Medidor 800,00  
 TMA 0,60%  
 A = P\*i R\$ 4,80

Retorno do investimento

Anos		Meses	
15	20	180	240

Cenário A versus cenário B

Ri = fA - fB Ri 13,75 viável VPL 711,41 946,94  
 PRI = Investimento Total / Lucro Líquido TIR 1,38% 1,46%  
 PRI 58,2 meses ou 4,8 anos otimista N 84,90 meses 7,08 anos

Cenário A versus cenário C

Ri = fA - fC Ri 3,99 INVIÁVEL VPL -361,64 -293,33  
 PRI 200,5388 meses ou 16,7 anos pessimista TIR -0,26% 0,04%  
 N INVIÁVEL

Cenário A versus cenário D

Ri = fA - fD Ri 5,91 viável VPL -150,87 -49,71  
 PRI 135,42 meses ou 11,3 anos positivista TIR 0,17% 0,40%  
 N 279,55 meses 23,30 anos

Análise de sensibilidade

Medidor mais barato P = 700,00  
 Taxa menor i = 0,5%  
 Ainf = P\*i = 3,50 i 0,60%  
 Medidor mais caro P = 900,00 A 5,91  
 Taxa maior i = 1% N 409,56 meses ou 34,1 anos  
 Asup = P\*i = 9,00 P 900,00

PRI (medidor mais caro, cenário D)  
 152,35 meses ou 13 anos

Para N max 15 anos P= 649,13 reais inviável

Para N max 20 anos P= 750,29 reais viável

Demanda Diária

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda	200	200	200	200	150	150	130	130	130	110	110	150
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda	130	110	110	110	110	230	250	250	270	300	150	200

Modalidade	Ponta (R\$/kWh)	Interme diário (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
Branca (T <sub>b</sub> )	0,9439	0,5346	0,3997
Convenciona I (TR <sub>cv</sub> )	0,4816	0,4816	0,4816

Custo Médio de um Smart Meter (R\$)	800,00
-------------------------------------	--------

Impostos (ICMS)

25%

Cálculo da demanda diária = ( ∑ demanda)	4080
--	------

Tarifa Convencional

Equação 1 = ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 30 dias] + 25%.

Tarifa Branca

Equação 2 = { ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora) \* 22 dias] + 25% } + ∑ [(demanda/hora \* horas \* valor da hora fora de ponta) \* 8 dias] + 25%

Cenário A: Tarifa Convencional com Demanda Média da curva Brasil.

Equação 1 = 73,68

Cenário B: Tarifa Diferenciada sem consumo no horário de ponta e intermediário.

Equação 1= 61,16

Cenário C: Tarifa Diferenciada com demanda constante independente do horário.

Média horária = 7.850/24h = 170

Equação 2 = 70,05

Cenário D: Tarifa Diferenciada com uso do chuveiro em horário fora de ponta.

demanda diária média 4080

demanda horária mínima 150

demanda no horário de ponta e intermediário 3330

Equação 2 = 69,01

ANÁLISE ECONÔMICA

Custo do Medidor 800,00  
 TMA 0,60%  
 A = P\*i R\$ 4,80

Retorno do investimento

Anos		Meses	
15	20	180	240

**Cenário A versus cenário B**

Ri = fA - fB Ri 12,53 viável VPL 576,46 790,96  
 PRI = Investimento Total / Lucro Líquido TIR 1,22% 1,31%  
 PRI 63,9 meses ou 5,3 anos otimista N 96,16 meses 8,01 anos

**Cenário A versus cenário C**

Ri = fA - fC Ri 3,63 INVIÁVEL VPL -400,78 -338,57  
 PRI 220,1994 meses ou 18,3 anos pessimista TIR -0,35% -0,04%  
 N INVIÁVEL

**Cenário A versus cenário D**

Ri = fA - fD Ri 4,68 INVIÁVEL VPL -285,81 -205,68  
 PRI 170,96 meses ou 14,2 anos positivista TIR -0,09% 0,18%  
 N INVIÁVEL

Análise de sensibilidade

Medidor mais barato P = 700,00  
 Taxa menor i = 0,5%  
 Ainf = P\*i = 3,50 i 0,60%  
 Medidor mais caro P = 900,00 A 4,68  
 Taxa maior i = 1% N INVIÁVEL P 900,00  
 Asup = P\*i = 9,00

PRI (medidor mais caro, cenário D)  
 192,33 meses ou 16 anos

Para N max 15 anos P= 514,187 reais inviável

Para N max 20 anos P= 594,316 reais inviável