

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS - UFSCar

CAMPUS SOROCABA

CCTS - CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA PARA A SUSTENTABILIDADE

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SUSTENTABILIDADE NA GESTÃO
AMBIENTAL - PPGSGA

CELSO EDUARDO SOUZA CIAMPONI

Geração de energia elétrica domiciliar solar e eólica:
análise das condições socioeconômicas para implantação em
residências de baixo consumo

Sorocaba

Agosto / 2015

Ciamponi, Celso Eduardo Souza.
C565g Geração de energia elétrica domiciliar solar e eólica: análise das condições socioeconômicas para implantação em residências de baixo consumo / Celso Eduardo Souza Ciamponi. -- 2015.
180 f. : 30 cm.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal de São Carlos, Campus Sorocaba, Sorocaba, 2015.
Orientador: Silvio Cesar Moral Marques.
Banca examinadora: Ismail Barra Nova de Melo, Sandro Donnini Mancini.

Bibliografia

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Recursos energéticos. 3. Política energética. I. Orientador. II. Sorocaba-Universidade Federal de São Carlos. III. Título.

CDD 621.31

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do *Campus* de Sorocaba.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS - UFSCar
CAMPUS SOROCABA
CCTS - CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA PARA A SUSTENTABILIDADE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SUSTENTABILIDADE NA GESTÃO
AMBIENTAL - PPGSGA

CELSO EDUARDO SOUZA CIAMPONI

Geração de energia elétrica domiciliar solar e eólica: análise das condições socioeconômicas para implantação em residências de baixo consumo

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sustentabilidade na Gestão Ambiental da Universidade Federal de São Carlos para a obtenção do título de Mestre Gestão Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Silvio Cesar Moral Marques

Sorocaba

Agosto / 2015

CELSO EDUARDO SOUZA CIAMPONI

Geração de energia elétrica domiciliar solar e eólica: análise das condições socioeconômicas para implantação em residências de baixo consumo

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sustentabilidade na Gestão Ambiental para obtenção do título de Mestre em Gestão Ambiental.

Universidade Federal de São Carlos.

Sorocaba, 26 de agosto de 2015.

Orientador(a)

Dr. (a) Silvio Cesar Moral Marques

UFSCar - Sorocaba

Examinador(a)

Dr. (a) Ismail Barra Nova de Melo

Examinador(a)

Dr.(a) Sandro Donnini Mancini

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha esposa e eterna companheira, Rita de Cássia Z. Ciamponi que sempre me apoiou nesta e em muitas outras empreitadas desta vida.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador e amigo, Professor Silvio César Moral Marques, por ter me apoiado durante todo o mestrado, com o sua paciência oriental.

Aos meus professores, pela grande contribuição e pelas ricas discussões ao longo do curso sobre meio ambiente e em especial à Professora Eliana Cardoso Leite, que com muita paciência soube reter a atenção deste engenheiro elétrico.

Aos meus colegas e amigos, pelos momentos de descontração e parceria, tornando o curso muito mais agradável, em especial a Eduardo Fernandes Marcusso e Baltasar Fernandes Garcia Filho.

Aos meus pais que sempre apoiaram e ensinaram esta minha jornada.

À minha irmã Professora Dra. Ana Lídia Ciamponi, pela inestimável ajuda durante a minha pesquisa.

Aos maiores bens que tenho nesta vida, Felipe Eduardo Ciamponi e Guilherme Eduardo Ciamponi, meus filhos.

A toda a cachorrada lá de casa, em especial, Lolinha e Bolinho, que quando estava a estudar e pesquisar até altas horas, ficavam a me fazer companhia.

À minha querida esposa Rita de Cássia, por todo carinho, afeto e apoio em todos os momentos. Obrigado por me completar.

E a DEUS por me permitir evoluir sempre.

O único meio de fortalecer o intelecto é não ter uma opinião rígida sobre nada, deixar a mente ser uma estrada aberta a todos os pensamentos.

John Keats, poeta britânico.

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados da análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema de geração distribuída baseado em energia elétrica produzida a partir de sistemas eólicos e/ou solares, nas cidades de Sorocaba, São Paulo; Brasília, Distrito Federal; Rio Branco, Acre; Porto Alegre, Rio Grande do Sul; Manaus, Amazonas e Fortaleza, Ceará. Assim, foram levantados três cenários possíveis, bem como o consumo desta energia gerada, de forma integral ou tendo de ser complementada com o uso da rede de distribuição normal. Para cada um dos cenários estudados foram levantados os seguintes indicadores: VPL, TIR, Payback e saldo final na vida útil do equipamento, como base em uma TMA igual à taxa Selic do governo. Como resultado tivemos um payback entre 8 e 12 anos no melhor cenário e entre 12 e 16 anos no pior cenário analisado, mas todos apresentaram VPL positivo e saldo final ao término da vida útil do equipamrnto

Desta forma foi possível determinar para estas cidades qual a melhor estrutura a ser implantada bem como servir de base para a análise na implantação desta mesma infraestrutura em outras localidades do Brasil, principalmente em lugares mais distantes onde o acesso à eletrificação no sistema centralizado se torna mais difícil a sua chegada.

Palavras-Chave: Energia Eólica, Energia Solar, Geração Distribuída, Viabilidade Econômica, Sustentabilidade Energética.

ABSTRACT

This paper presents the results of the economic feasibility analysis of implementing a distributed generation system based on electricity produced from wind and / or solar systems in the cities of Sorocaba, São Paulo; Brasília, Federal District; Rio Branco, Acre; Porto Alegre, Rio Grande do Sul; Manaus, Amazonas and Fortaleza, Ceará. Thus, three scenarios were raised as well as the consumption of energy generated, in full or having to be complemented with the use of the normal distribution network. For each of the scenarios considered the following indicators were raised: NPV, IRR, and Payback final balance in the life of the equipment, based on a TMA equal to the government Selic rate. As a result we had a payback between 8 and 12 years in the best case scenario and between 12 and 16 years in the worst scenario analyzed, but all were positive NPV and final balance at the end of life of equipamrnto

In this way it was possible to determine for these cities that the best structure to be implemented and serve as a basis for analyzing the implementation of this same infrastructure in other locations in Brazil, particularly in more remote places where access to electrification in the centralized system becomes more difficult to arrival.

Keywords: Wind Power, Solar Energy, Distributed Generation, Economic Viability, Sustainable Energy.

LISTA FIGURAS

Figura 1 - Desenho esquemático de uma turbina moderna.....	10
Figura 2 - Turbina Eólica de Pequeno Porte	11
Figura 3 - Turbina Eólica de Médio Porte	11
Figura 4 - Turbina Eólica de Grande Porte.....	12
Figura 5- Evolução dos aerogeradores desde 1985 até 2010.	12
Figura 6 - Aerogerador Darrieus.....	13
Figura 7 - Aerogerador Savonius	13
Figura 8 - Aerogeradores do tipo horizontal	14
Figura 9 - Tamanho Aerogeradores X Aplicações.....	15
Figura 10 - Sistema Isolado com Sistema de Baterias	16
Figura 11 - Sistema Híbrido composto por Solar-Eólico-Diesel.....	16
Figura 12 - Parque Eólico da Prainha - CE	17
Figura 13 - Parque Eólico instalado no Mar do Norte.....	18
Figura 14 - Potência eólica até 2013.....	20
Figura 15 - Velocidade média anual do vento a 50m de altura.....	22
Figura 16 - Potencial eólico brasileiro.	23
Figura 17 - Média Anual de Insolação diária no Brasil (horas).	25
Figura 18 - Índice Médio Anual de Radiação Solar no País	26
Figura 19 - Índice Médio Anual de Radiação Solar no País.....	27
Figura 20 - National Renewable Energy Laboratory (EUA) - NREL.....	28
Figura 21 - Estrutura Básica de um Sistema Fotovoltaico	30
Figura 22 - Sistemas Isolados.....	30
Figura 23 - Sistema Híbrido.	31
Figura 24 - Sistema interligado a rede.	32
Figura 25 - Linha de Tempo dos marcos regulatório	39
Figura 26 - Grupo Consumidor X Custo Disponibilidade	40
Figura 27 -- Geração de Energia Elétrica no Brasil.	42
Figura 28 - Rede de Interligação do Smart Grid	44
Figura 29 - Principais Projetos Pilotos ou Experimentais	55
Figura 30 - Cidade inteligente búzios	56
Figura 31 - Automação de Rede	57
Figura 32 - Painel Solar / Búzios	58

Figura 33 - Painel Eólico / Búzios.....	58
Figura 34 - Tela Inicial RETScreen	66
Figura 35 - Dados da pesquisa	66
Figura 36 - Estações Meteorológicas	71
Figura 37 - Casa com sistema Eólico e Solar.....	91
Figura 38- Aerogerador ISTA BREEZE ® i-1,2KW	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Variação da velocidade do vento por continente	19
Tabela 2 - Estimativas do potencial eólico mundial	19
Tabela 3 - Localização das estações meteorológicas das cidades pesquisadas.....	70
Tabela 4 - Velocidade média mensal dos ventos	72
Tabela 5 - Média mensal e anual da irradiação solar por cidade.....	73
Tabela 6 - Distribuição da carga do consumidor de baixa tensão no Brasil.....	74
Tabela 7 - Equipamentos instalados na residência	79
Tabela 8 - Equipamentos eólicos disponíveis no mercado.....	81
Tabela 9 - Equipamentos solares disponíveis no mercado.....	81
Tabela 10 - Baterias.....	82
Tabela 11 - Inversores- Grid Tied.....	83
Tabela 12 - Controladores.....	83
Tabela 13 - Tarifa final consumidor residencial categoria B1 - Tarifa convencional..	85
Tabela 14 - Comportamento Evolutivo das Tarifas de energia Elétrica e IPCA	86
Tabela 15 - Condições para o cenário padrão Reajuste Tarifário = Reajuste do IPCA	90
Tabela 16 - Condições para o cenário padrão Reajuste Tarifário maior que o Reajuste do IPCA	90
Tabela 17 - Condições para o cenário padrão Reajuste Tarifário menor que o Reajuste do IPCA	91
Tabela 18 - Equipamentos / Infraestrutura - Fotovoltaico e Eólico.....	92
Tabela 19 - Resultado da simulação com painéis solares/eólico e bateria conectada a rede - 200 kWh/mês - 25 anos	93
Tabela 20 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 200 kWh/mês - 20 anos	95
Tabela 21 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 25 anos	98
Tabela 22 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 20 anos	100
Tabela 23 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 25 anos	103

Tabela 24 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 20 anos	105
Tabela 25 - Equipamentos / Infraestrutura - Eólico	109
Tabela 26 - Resultado da simulação com geradores eólicos e bateria conectada a rede	109
Tabela 27 - Equipamentos / Infraestrutura - Fotovoltaico	111
Tabela 28 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 200 kWh/mês - 25 anos	112
Tabela 29 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 200 kWh/mês - 20 anos	114
Tabela 30 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 25 anos	122
Tabela 31 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 20 anos	124
Tabela 32 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 25 anos	126
Tabela 33 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 20 anos	128
Tabela 34 - Características do sistema estudado.....	132
Tabela 35 - Preço kWh do sistema estudado	133

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1- Matriz energética entre 1973 e 2006.	33
Gráfico 2 - Geração de energia elétrica no mundo por tipo de combustível entre 1973 e 2006.....	33
Gráfico 3 - Comportamento de carga do consumidor residencial	75
Gráfico 4 - Perfil de carga residencial	75
Gráfico 5 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Sorocaba/SP	76
Gráfico 6 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Rio Branco / AC..	76
Gráfico 7 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Manaus/AM	77
Gráfico 8 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Brasília/DF	77
Gráfico 9 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Fortaleza/CE	78
Gráfico 10 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Porto Alegre/RS	78
Gráfico 11 - Composição da tarifa em reais para uma conta de R\$ 100,00.....	88
Gráfico 12 - Fluxo de Caixa X Payback.....	110
Gráfico 13 - Análise Financeira - Sorocaba.....	117
Gráfico 14 - Análise Financeira - Rio Branco	117
Gráfico 15 - Análise Financeira - Manaus	118
Gráfico 16 - Análise Financeira - Brasília	118
Gráfico 17 - Análise Financeira - Fortaleza	119
Gráfico 18 - Análise Financeira - Porto Alegre	119
Gráfico 19 - Payback X TIR X VPL - Solar 200kW/mês (Reajuste = IPCA)	120
Gráfico 20 - Payback X TIR X VPL - Solar 200kW/mês (Reajuste > IPCA)	120
Gráfico 21 - Payback X TIR X VPL - Solar 200kW/mês (Reajuste < IPCA)	121
Gráfico 22 - Preço das Células Fotovoltaicas US\$ x Watt.....	131
Gráfico 23 - Preço médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil em 2013.....	132

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Associação entre formas de	6
Quadro 2 - Cronologia do desenvolvimento da energia eólica no mundo	8
Quadro 3 - Comparação Eólica x Fotovoltaica x Hidrelétrica.....	34
Quadro 4 - Análise comparativa entre os métodos.....	36
Quadro 5 - Implantação do Smart Grid x Pais	53
Quadro 6 - Efeitos positivos e negativos da construção de grandes barragens.....	62
Quadro 7 - Elementos a serem considerados na construção de uma usina hidrelétrica.	62
Quadro 8 - Fluxo de caixa do projeto	65

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BACEN – Banco Central do Brasil

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDB - Certificado de Depósito Bancário

CDI – Certificado de Depósito Interbancário

CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais

CMSE - Comitê de Monitoração do Sistema Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Políticas Energéticas

CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

DDP - Diferença de Potencial

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GC - Geração Centralizada

GD - Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GTD - Geração, Transmissão e Distribuição.

GW – Gigawatt (1.000.000.000 watts)

ICMS – Imposto de Circulação de Mercadoria e Serviços

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

kW – Kilowatt (1.000 watts)

KWh – Kilowatt hora

MAB - MOVIMENTO DOS ATINGIDOS POR BARRAGENS

MCTI - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

MME - Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt (1.000.000 watts)

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PNE - Plano Nacional de Energia

REI - Rede Elétrica Inteligente

REN – Resolução Normativa

RIB - Redes Inteligentes Brasil

SEE - Sistema de Energia Elétrico

SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa de Mínima Atratividade

UHE - Usina Hidrelétrica

VPL - Valor Presente Líquido

VPP - Virtual Power Plants

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivo do Estudo	3
1.2	Estrutura do Trabalho	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
2.1	Formas de energia	6
2.2	Recursos Energéticos	7
2.2.1	Energia Eólica	7
2.2.2	Energia Solar.....	23
2.2.3	Energia Hidráulica	32
2.2.4	Comparação Eólica x Fotovoltaica x Hidrelétrica	34
2.2.5	Análise de Investimento	35
2.2.6	Geração Centralizada x Distribuída	37
2.2.7	Marcos Regulatórios Brasileiros	38
2.2.8	Resolução Normativa 482 ANEEL.....	39
2.2.9	Convenio ICMS/CONFAZ 6/2013	40
2.3	Smart Grid / Redes Elétricas Inteligentes	40
2.3.1	Redes Elétricas Inteligentes (“Smart grid”).	43
2.3.2	REI no mundo	52
2.3.3	REI no Brasil	54
3	Impactos Ambientais de uma Geração Centralizada.....	60
4	MATERIAIS E MÉTODOS	65
4.1	Materiais.....	65
4.2	Métodos	67
5	QUANTIFICAÇÃO DOS DADOS	70
5.1	Coleta e Tratamento de Dados de Entrada	70
5.1.1	Base de Dados.....	70

5.1.2	Fonte eólica.....	72
5.1.3	Fonte Solar.....	72
5.1.4	Curva de carga do sistema estudado - Consumidor Residencial.....	73
5.2	Pesquisa de Mercado.....	80
5.2.1	Equipamentos Eólicos.....	80
5.2.2	Equipamentos Solar.....	81
5.2.3	Banco de Baterias.....	82
5.2.4	Inversor de Frequência.....	82
5.2.5	Controlador.....	83
5.2.6	Medidor de energia.....	83
5.2.7	Serviços de Instalação e Manutenção.....	84
5.2.8	Tarifas e encargos de energia.....	84
6	Estudo de Caso.....	89
6.1	Premissas de análise.....	89
6.2	Análise para geração painéis solares, aerogeradores e conexão à rede.....	91
6.2.1	Geração com autoconsumo de 200 kWh/mês.....	92
6.2.2	Geração com autoconsumo de 250 kWh/mês.....	97
6.2.3	Geração com autoconsumo de 150 kWh/mês.....	103
6.3	Análise para geração com aerogeradores e conexão à rede.....	108
6.4	Análise para geração com painéis solares e conexão à rede.....	111
6.4.1	Geração com autoconsumo de 200 kWh/mês.....	111
6.4.2	Geração com autoconsumo de 250 kWh/mês.....	122
6.4.3	Geração com autoconsumo de 150 kWh/mês.....	126
7	Custo final da energia gerada pelo Sistema.....	131
8	Considerações Finais.....	134
	Referências.....	137

Anexo A.....	148
Anexo B.....	156

1 INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, as redes elétricas de qualquer país desenvolvido ou emergente são extensas e, portanto, estão longe de ter o modelo que a sociedade moderna precisa visto que em muitos casos não geram confiança suficiente em sua estabilidade, principalmente após a multiplicação desenfreada de aparelhos eletrônicos domésticos e industriais. O crescimento de demanda ser maior do que o crescimento da geração de energia elétrica tem como efeito colateral, apagões breves ou longos, quedas repentinas de corrente, entre outros problemas relacionados. (ANEEL, 2014a).

O conceito de sustentabilidade ambiental pode ser definido como a manutenção das funções e componentes do ecossistema, de modo sustentável, podendo igualmente ser definido como a capacidade que o ambiente tem de manter as condições e a qualidade de vida para as pessoas e para outras espécies levando em conta a beleza do ambiente, a habitabilidade e a sua função como fonte de energias renováveis, cada vez mais presentes no dia a dia, já que nem todos os recursos naturais são renováveis.

Assim, a rede elétrica deve ter mais confiabilidade e ao mesmo tempo ser compatível com outras fontes energéticas, de modo a interligar as principais usinas hidrelétricas, parques eólicos e parques solares, distantes dos centros urbanos através de uma rede elétrica inteligente (REI).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME), realizou um levantamento mostrando que o consumo de energia no Brasil apresentará um crescimento no período de 2013 a 2020, de, em média, 4,7% ao ano (BRASIL, 2013), impondo a necessidade de ampliação na produção de energia elétrica no país. Só que para este aumento de produção de energia através de usinas nucleares, hidrelétricas ou térmicas, esbarra-se em dificuldades na realização das mesmas como custo, tempo para executá-las e principalmente nas questões ambientais.

Desta forma, uma das alternativas para a geração de energia é a sua distribuição através de sistemas com potências instaladas menores, mas próximas

aos centros de carga ou nos próprios centros de carga. Como resultado da implantação desta solução, podem-se diminuir os investimentos a serem realizados em longas linhas de transmissão, colaborando com a qualidade de energia nas redes de distribuição locais. Esta geração distribuída pode ser utilizada como uma alternativa a geração de energia centralizada realizada através das grandes usinas hidrelétricas ou nucleares que apresentam um grande impacto ambiental.

Segundo (BENEDITO; MACEDO; ZILLES, 2008), uma das vantagens do sistema elétrico é a sua capacidade de ser gerenciado de forma descentralizada, já que as centrais de grande porte além de ficarem muito distantes dos centros de cargas, tem um tempo entre a sua construção e a sua entrada em operação muito grande. Para compensar estas grandes distâncias físicas são necessários altos investimentos em linhas de transmissão. Como consequência desta estrutura como um todo há um grande impacto ambiental. Assim, para expandir a oferta de eletricidade é interessante gerar energia no próprio local de consumo conforme a sua necessidade. Desta forma esta sendo incentivada em nível mundial uma maior participação das fontes de energia renováveis na matriz energética através de políticas públicas buscando uma maior sustentabilidade e segurança energética.

No Brasil a partir da resolução 482/2012 (Anexo A), publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, os usuários da rede elétrica poderão instalar em suas residências sistemas de geração de energia elétrica própria que serão interligados ao sistema principal, através de instalações hidráulicas, eólicas, solares, sempre renováveis com até 1MW, através de microgeração distribuída e da minigeração distribuída.

Como incentivo para tal ação, criou um sistema de créditos onde cada quilowatt/hora gerado e disponibilizado na rede gera um quilowatt/hora de crédito para o consumidor que é descontado de seu consumo em sua próxima fatura de energia. A validade destes créditos é de 36 meses a partir do mês de geração.

Se a tendência do aumento de energia elétrica se confirmar nos próximos anos num nível acima da inflação e o custo destes equipamentos tanto eólicos como fotovoltaicos caírem ainda mais, o custo da geração de energia em sistemas distribuídos seja equiparada ao sistema convencional.

Para o estudo desta pesquisa primeiramente definiu-se que a pergunta a ser respondida foi: É economicamente viável a implantação de rede de geração distribuída ou rede de fonte renovável em residências de baixo custo?

O que levou ao seguinte desdobramento:

- É viável ter sistemas de geração de energia concentrados ou distribuídos?
- Quais as vantagens e desvantagens do sistema distribuído?
- Quais as vantagens do sistema distribuído para o meio ambiente?

Com as respostas destas perguntas começa-se a delinear os caminhos a serem definidos na pesquisa.

1.1 Objetivo do Estudo

O objetivo do estudo é simular, através de indicadores socioeconômicos, a viabilidade da implantação do sistema de cogeração de energia elétrica nas residências brasileiras.

1.2 Estrutura do Trabalho

O trabalho proposto está estruturado em oito tópicos assim descritos:

1) Introdução

Será realizada a contextualização do tema proposto, bem como os objetivos, justificativas e perguntas que nortearam o projeto como um todo.

2) Fundamentação Teórica

Neste tópico discutido a base teórica necessária para a realização do tema como um todo. Assim será descrito o conceito de energia e seus tipos, a legislação que rege o setor de energia no Brasil referente ao tema proposto.

Os conceitos utilizados para a análise financeira do estudo.

Geração Centralizada x Geração Distribuída

Smart Grid

3) Impacto Ambiental de uma geradora Centralizada

Será descrito qual o impacto ambiental causado por uma hidrelétrica ao meio ambiente

4) Materiais e Métodos

Será descrito quais os materiais e métodos utilizados para a análise dos dados

5) Quantificação dos Dados

Faz-se necessário identificar todas as informações desejadas para montar os sistemas a serem simulados. Esta tarefa é realizada através de coleta e tratamento de dados

6) Estudo de Caso

Foram realizadas simulações referentes aos sistemas modelados, buscando através da análise dos indicadores econômicos as respostas das perguntas.

7) Comparativo de Custo

Será feito uma comparação entre o custo do sistema proposto e o da concessionária.

8) Considerações Finais

Como os dados coletados e analisados anteriormente proporcionaram uma reflexão final sobre o tema estudado

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Principalmente em países industrializados, grande parte da energia produzida é realizada a partir de combustíveis fósseis - petróleo, carvão mineral e gás natural - bem como de eletricidade. Ao ligar máquinas, equipamentos e lâmpadas, raramente associa-se a eletricidade as consequências oriundas de sua geração, da mesma forma que ao encher o tanque de combustível de um veículo, não importa a procedência do combustível ou com as consequências de seu uso em uma cultura que, historicamente, utiliza-os intensamente. A energia afeta a vida das pessoas de outras formas além do uso direto da mesma, inclusive as relações entre países, interferindo em suas economias e na distribuição de renda.

O intenso movimento expansivo da criação e uso de novas tecnologias que a Grã-Bretanha experimentou durante o período que se seguiu ao século XVIII, fez com que ampliasse muito o nível econômico de sua sociedade e alcançasse a liderança industrial sobre os demais países, alavancado pelos motores da energia e inovação (COSTA, 1996).

“Durante séculos, os processos de crescimento rápido haviam ocorrido basicamente em regiões que dispunham de abundantes recursos naturais. Quando estes recursos se esgotavam ou perdiam importância, suas regiões produtoras caminhavam para a decadência. A industrialização na Inglaterra quebrou este antigo paradigma, pois se tornou possível que economias não centrais experimentassem crescimentos notáveis independente da exploração extensiva de recursos naturais abundantes, amparadas pelo intensivo processo de industrialização, amparado no uso intenso de energia. Diversas economias puderam se beneficiar dos ganhos decorrentes do incremento de produtividade mediante a estratégia de difusão de técnicas e pela produção de mais energia. **Desta maneira, a energia passou a ser a base para qualquer desenvolvimento**” (COSTA, 1996).

A ruptura do paradigma do extrativismo predatório centrou-se, portanto, na disponibilidade de energia, primeiramente para o aumento da produtividade e depois para a melhoria da qualidade de vida. Conversão energética passou a ser o objetivo primordial daqueles que entendiam a nova época e a busca por fontes de energia passou a seu objetivo central, pois alavancavam o progresso e permitiam o comando dos negócios mundiais. Nos últimos cem anos, o crescimento no uso de energia ocorreu principalmente no mundo industrializado, que abriga cerca de 20% da população mundial (GELLER, 2003).

2.1 Formas de energia

Entende-se “energia” como sendo a capacidade de realizar trabalho, ou seja, a capacidade de colocar as coisas em movimento, sendo este movimento fundamental para o dia-a-dia. Conforme expresso na primeira lei da termodinâmica e nos conceitos de energia interna e energia térmica, só existem, além da energia pura radiante, outras duas formas de energia armazenadas em um sistema: a potencial e a cinética.

O conceito de energia admite quatro formas básicas: Potencial, Cinética, a da massa (energia de repouso) e a dos campos (gravitacional e eletromagnético) (Solbes e Tarín, 1998, p.391); apesar de que talvez as duas últimas possam ser incorporadas pelas duas primeiras. Há muitas definições de formas de energia, devido ao fato de que estas acabam recebendo nomes específicos, no qual descrevem uma referência explícita à natureza do sistema envolvido no armazenamento ou aos processos que estas são levadas à transformação.

Desta forma termos como: energia elétrica, energia química, energia mecânica, energia eólica, energia hidráulica, etc., não devem ser entendidos como novas formas de energia, mas sim como manifestações das formas básicas em diferentes sistemas. A quadro 1 mostra a associação entre as formas de energia.

Quadro 1 - Associação entre formas de

Forma de Energia	Associação	Utilização
Energia Nuclear	À energia potencial associada à interação nuclear forte	Energia elétrica produzida em termoelétricas cujas fontes de energia térmica sejam reatores nucleares
Energia Eólica	À energia cinética de movimento das massas de ar (ventos)	Energia elétrica produzida em termoelétricas eólicas cujas fontes de energia eólica sejam turbinas eólica
Energia Solar	À radiação eletromagnética com origem no Sol	Energia elétrica produzida em termoelétricas solares cujas fontes de energia solar sejam as células fotovoltaicas.

Energia Geotérmica	À energia térmica existente no interior do planeta Terra	Energia elétrica produzida em termoelétricas em cujas fontes de energia sejam as encontradas no subsolo em um reservatório de água e vapor mantidos a alta pressão e temperatura.
Energia Hidráulica	À energia cinética de movimento das massas de água e de energia mecânica (turbinas)	Energia elétrica produzida em hidrelétricas cujas fontes de energia sejam as águas que passam geradores.

Fonte: <http://ciencianossa.blogspot.com/> - Dados compilados pelo autor

2.2 Recursos Energéticos

2.2.1 Energia Eólica

Define-se energia eólica como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Por volta de 200 A.C. na Pérsia, tem-se o primeiro registro histórico da utilização da energia eólica. Sua utilização prática consistia no bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos. Seu princípio de funcionamento era baseado em eixo vertical que veio a se espalhar pelo mundo islâmico e utilizado por vários séculos. Acredita-se que tanto na China (por volta de 2000 A.C.) e no Império Babilônico (por volta 1700A. C) também fizeram uso de cata-ventos mais rústicos para irrigação (CHESF-BRASCEP, 1987) (SHEPHERD, 1994).

O Sol é a fonte primária de energia e a energia eólica é energia solar convertida. A energia irradiada pelo Sol em direção a Terra pode ser mensurada a uma proporção de 174.423.000.000.000 KW/hora. Como a Terra é aquecida pelo sol de forma irregular pelo fato de que nas regiões equatoriais a atmosfera aquece muito mais rapidamente do que no resto do planeta e que o solo também aquece (e arrefece) mais rapidamente do que os oceanos. Em função deste processo de aquecimento diferenciado, ocorre um fenômeno natural que dá origem a um sistema de convecção atmosférica global. Como o ar quente é mais leve do que o ar frio e ascende a altitudes de aproximadamente 10 km (6 milhas); seguidamente, move-se em direção ao norte e ao sul (da região equatorial), enquanto o ar frio se move abaixo do ar quente mais leve. Devido à rotação da terra, as correntes atmosféricas não se movem diretamente em direção ao norte e ao sul, ao invés, circulam nos hemisférios norte e sul, movendo-se em espiral com uma direção de rotação no sentido horário (ar quente) e no sentido anti-horário (ar frio). As

superfícies terrestres interferem com esta corrente de ar, originando diferentes pressões atmosféricas. O vento é o movimento do ar entre os sistemas de pressão à medida que tentam equilibrar-se.

Estima-se que 1-2% da energia solar na terra seja convertida naturalmente em energia eólica. Uma investigação efetuada na Universidade de Harvard concluiu que uma rede global de estações de energia eólica produziria energia suficiente para a totalidade da população mundial (AMMONIT, 2014).

As primeiras experiências comerciais com geração de energia eólica datam do século XIX, desenvolvidas por Charles F. Brush. Seu desenvolvimento só se tornou real com o advento da crise do petróleo na década de 1970, houve um interesse maior no seu desenvolvimento, bem como grandes investimentos para viabilizar a sua utilização em escala industrial. Datam de 1976, na Dinamarca, as primeiras turbinas eólicas a entrarem em operação, com capacidade de geração de 30 a 55 kW (MARTINS, GUARNIEIRI e PEREIRA, 2008 e ANEEL (ANEEL, 2005). O quadro 2 mostra uma cronologia do desenvolvimento da energia eólica no mundo.

Quadro 2 - Cronologia do desenvolvimento da energia eólica no mundo

Pioneiro	Atividade
Charles F. Brush (1849-1929)	Um dos fundadores da indústria elétrica norte-americana. No Inverno de 1887-88, Brush construiu uma máquina, agora considerada a primeira turbina eólica automatizada para produção de eletricidade. Tendo em conta as condições da época, as dimensões eram enormes: Diâmetro do rotor: 17 m (50 pés), 144 pás de rotor em madeira de cedro. A turbina funcionou durante 20 anos e alimentava as baterias na cave da casa de Brush. Apesar das dimensões, a turbina gerava somente 12 kW de eletricidade.
PoullaCour (1846-1908)	Meteorologista dinamarquês. É considerado o pai da indústria eólica moderna. A sua primeira turbina eólica comercializável foi instalada após a Primeira Guerra Mundial, durante um período de escassez generalizada de combustível. Fundou o primeiro centro de investigação de energia eólica em Jütland, onde ministrou os primeiros cursos a engenheiros eólicos. Juntamente com as suas primeiras experiências na técnica dos túneis de vento publicou a primeira revista mundial sobre energia eólica.

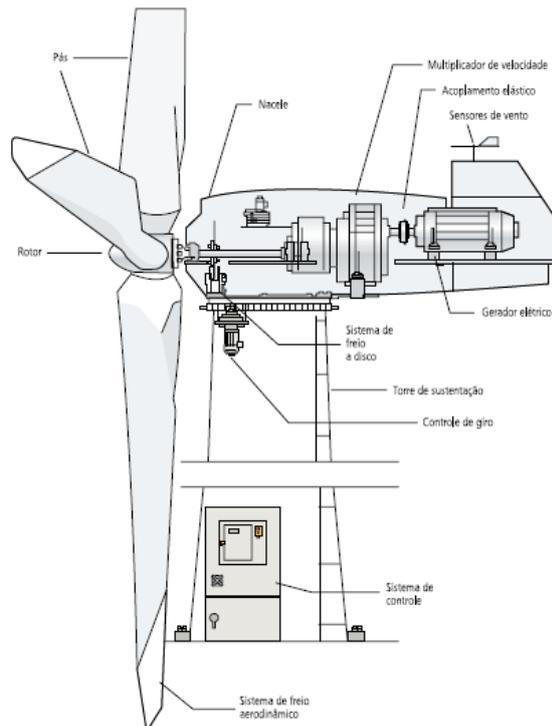
Albert Betz (1885-1968),	Físico alemão. Como diretor do Instituto de Aerodinâmica em Göttingen, formulou a lei Betz, demonstrando que o máximo físico da utilização da energia cinética do vento é de 59,3%. A sua teoria sobre o design das pás continua ainda hoje a ser à base da construção dos equipamentos.
Palmer Cosslett Putnam (1910-1986)	Putnam desenvolveu a turbina eólica de 1.25 MW Smith Putnam, em 1941. Esta turbina teve um reduzido período de vida útil e foi encerrada devido a problemas causados por materiais de construção inapropriados. Os materiais modernos e os padrões de qualidade utilizados atualmente ainda não haviam sido desenvolvidos. Os materiais e a qualidade necessários para estas dimensões ainda não existiam.
Ulrich W Hüttner (1910-1990)	Engenheiro alemão. A sua turbina 100 kW StGW-34, instalada em 1957 num campo experimental nos Alpes Suábios, é considerada um dos marcos da tecnologia de energia eólica moderna.
Johannes Juul (1887-1969),	Engenheiro dinamarquês. Aluno de PoullaCour. Construiu a primeira turbina eólica do mundo (200kW) para produção de corrente alternada na Dinamarca em VesterEgesborg, em 1957. Esta turbina é o protótipo das turbinas eólicas modernas.

Fonte: <http://www.ammonit.com/pt/energia-eolica/energia-eolica>

2.2.1.1 Tecnologia para aproveitamento da energia eólica

Desde o início do desenvolvimento do aproveitamento da energia eólica, foram desenvolvidos vários tipos de aerogeradores, baseados em eixo vertical, eixo horizontal, com uma, duas ou três pás, geradores do tipo de indução ou síncrono dentre outras características. Mas com o passar do tempo os aerogeradores ou turbinas eólicas, se consolidaram com as seguintes características: eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento ativo, gerador de indução e estrutura não flexível, conforme demonstrado na figura 1 (ANEEL, 2005).

Figura 1 - Desenho esquemático de uma turbina moderna



Fonte: ANEEL, 2005

Como dito anteriormente a energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. O aproveitamento desta energia ocorre por meio da conversão de energia cinética de translação em energia cinética de rotação, que pode ser feito com o uso de turbinas eólicas ou cata-ventos e moinhos de vento, sendo o primeiro utilizado para conversão da energia dos ventos em energia elétrica e o segundo para trabalhos mecânicos (ANEEL, 2005).

De acordo com os critérios definidos pela ANEEL (ANEEL, 2005), as turbinas eólicas podem ser definidas de diversas formas, com relação ao porte ou potência instalada, estas são definidas em três categorias: Pequena, Médio e Grande porte.

As turbinas de pequeno porte são aquelas com capacidade de geração de até 500kW de potencia nominal, e não possuem sensor de direção de vento, sendo orientadas pela existência de um leme localizado na região posterior da mesma, conforme vista na figura 2.

Figura 2 - Turbina Eólica de Pequeno Porte



Fonte CBEE, 2003 apud ANEEL, 2005.

As turbinas de médio porte são aquelas com capacidade de geração de 500kW até 1000kW (1MW) de potencia nominal, conforme vista na figura 3.

Figura 3 - Turbina Eólica de Médio Porte



Fonte CBEE, 2003 apud ANEEL, 2005.

As turbinas de grande porte são aquelas com capacidade de geração superior a 1MW de potencia nominal, conforme vista na figura 4.

Figura 4 - Turbina Eólica de Grande Porte

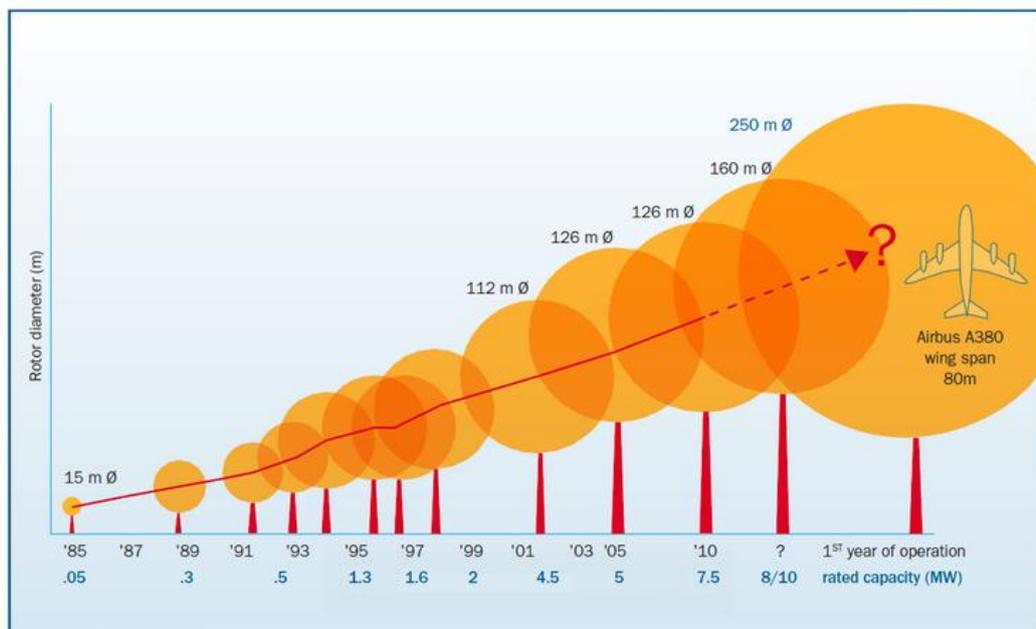


Fonte CBEE, 2003 apud ANEEL, 2005.

Em 1997, foram introduzidas comercialmente as turbinas eólicas de 1 MW e 1,5 MW (geração de grande porte). Em 1999 surgiram as primeiras turbinas eólicas de 2MW e em 2005 existiam protótipos de 5MW, já em 2010 havia turbinas de 10MW. Segundo Fichaux (2011), é possível a construção de turbinas de 20MW.

Nos últimos 29 anos houve um desenvolvimento muito rápido no que tange as potências dos aerogeradores comerciais. A figura 5 mostra a evolução dos aerogeradores no período de 1985 a 2010 e projeção futura.

Figura 5- Evolução dos aerogeradores desde 1985 até 2010.



Fonte: Fichaux (2011, pag.13)

2.2.1.2 Tipos de aerogeradores para geração de energia

Existem dois tipos de aerogeradores em função do seu eixo de rotação. Estas turbinas podem ser do tipo eixo vertical ou eixo horizontal.

2.2.1.2.1 Turbinas Verticais

Nas turbinas do tipo vertical, o eixo de rotação está perpendicularmente orientado em relação ao eixo da direção do vento. Apresentam uma vantagem de não necessitarem de mecanismos de controle para a direção do vento, diminuindo assim a complexidade do projeto e os esforços devido às forças de **Coriolis**. Estes rotores também podem ser movidos por forças de sustentação (lift) e por forças de arrasto (drag). Os tipos de turbinas de eixo vertical, mais comuns são Darrieus e Savonius. As do tipo Darrieus tem seu princípio de funcionamento baseado em forças de sustentação, montadas com laminas curvas de perfil aerodinâmico, atadas nas extremidades do eixo vertical (Dutra, 2009).

As turbinas do tipo Darrieus, também apresentam algumas desvantagens, como por exemplo, não conseguem iniciar o seu funcionamento apenas com a força do vento, é necessário à utilização de um motor inicialmente, até que as laminas tenham uma velocidade suficiente para que seja mantidas pela força do vento, outra desvantagem é a fadiga que o material das lâminas apresenta devido ao fato de serem submetidos a forças alternadas (SIMÕES; FRENCESCHETTI; BIMAL, 1999).

A figura 6 mostra uma turbina do tipo Darrieus e a figura 7, apresenta uma turbina do tipo Savonius.

Figura 6 - Aerogerador Darrieus



Fonte: Sandia-2006 - apud Dutra, 2009.

Figura 7 - Aerogerador Savonius



Fonte: <http://www.odnawialne-firmy.pl/blog/turbina-savoniusa/> em 30/09/2014

2.2.1.2.2 Turbinas Horizontais

Nas turbinas do tipo horizontal, o eixo de rotação está paralelamente orientado em relação ao eixo de direção do vento.

“Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo)” (Dutra 2009, pg 29).

As turbinas de eixo horizontal são predominantemente movidas por forças de sustentação (*lift*). Tais turbinas podem ter os seguintes modelos de construção: uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás (*multivanefans*). O modo de construção destas pás pode ser feita com as mais diversas formas de materiais. Os materiais típicos de construção destas pás são: Madeira, Alumínio ou fibra de vidro (Dutra 2009). A figura 8 mostra aerogeradores do tipo horizontal.

Figura 8 - Aerogeradores do tipo horizontal



Fonte: Barreto et al., 2008 - apud Moraes 2011.

2.2.1.3 Aplicações dos Sistemas Eólicos

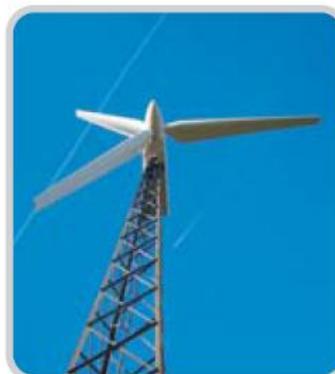
De acordo com Dutra (2009), existem três aplicações distintas para os sistemas de geração de energia eólica: Sistemas Isolados, Sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. Estes sistemas são dotados de uma configuração básica, composto por uma unidade de controle de potência, e em alguns casos de uma unidade de armazenamento de energia. A figura 9 mostra algumas aplicações de sistemas de geração de energia eólica em função do tamanho dos aerogeradores e suas principais aplicações.

Figura 9 - Tamanho Aero geradores X Aplicações



Pequeno Porte ($\leq 10\text{kW}$)

- Residências
- Fazendas
- Aplicações Remotas



**Intermediário
(10 - 250 kW)**

- Geração Distribuída
- Sistemas Híbridos



Grande Porte (250 kW - +2 MW)

- Fazendas Eólicas
- Geração Distribuída

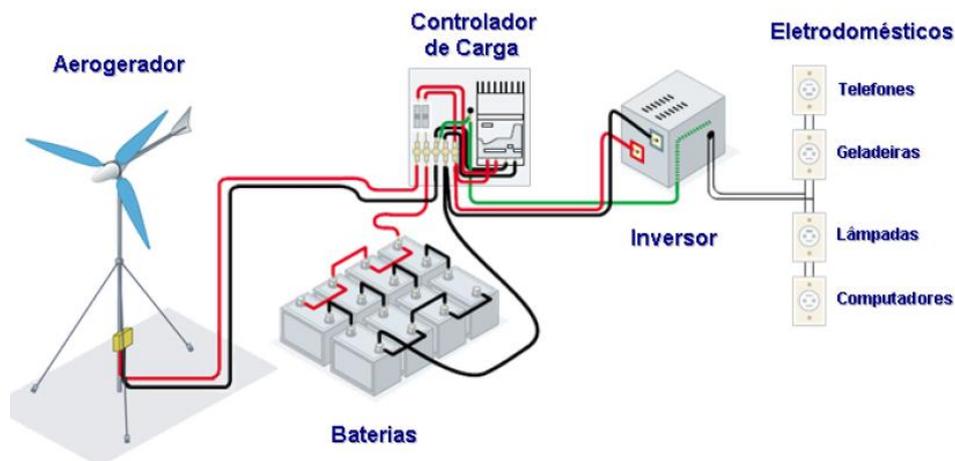
Fonte: Dutra 2009

2.2.1.3.1 Sistemas Isolados

Este sistema pode dispor de uma estrutura para armazenar energia ou não através de um sistema de baterias. Com a adoção de um sistema de baterias, tem-se o objetivo de usar posteriormente aparelhos elétricos.

Nos sistemas com armazenamento de energia é necessária a utilização de um controlador de carga, para a proteção das baterias, e de um inversor de frequência para transformar a tensão contínua existente nas baterias em tensão alternada para ser utilizada nos dispositivos elétricos, a figura 10 mostra a estrutura de um sistema eólico isolado.

Figura 10 - Sistema Isolado com Sistema de Baterias



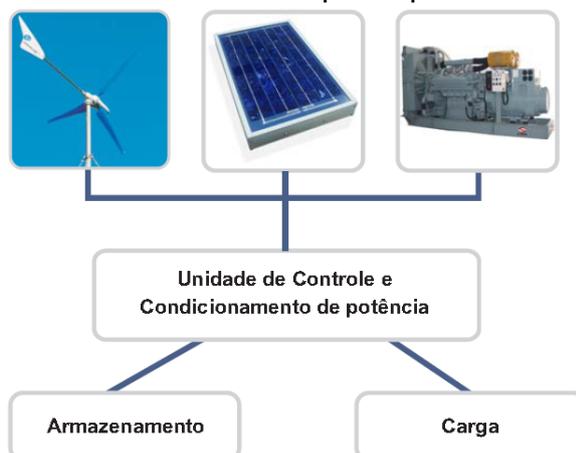
Fonte Dutra, 2009

2.2.1.3.2 Sistemas Híbridos

Nestes sistemas além da utilização do aerogerador, têm-se outros sistemas de apoio à geração de energia, tais como: Gerador Diesel, Sistemas Fotovoltaicos, entre outros. Quanto maior a utilização de diversas fontes de energia, maior é a complexidade do sistema, sendo primordial a realização de um controle apurado em todas as fontes de energia que compõem este sistema.

Esta estrutura operacional descrita na figura 11 é muito utilizada em sistemas de médio e grande porte, pois visam atender a uma quantidade maior de usuários. Assim como os sistemas isolados, trabalham com cargas que consomem corrente alternada. Devido à alta complexidade do sistema cada caso é um caso e assim exige um nível de estudo particular para a sua implantação

Figura 11 - Sistema Híbrido composto por Solar-Eólico-Diesel



Fonte: Dutra, 2009

2.2.1.3.3 Sistemas Interligados a Rede

Os sistemas interligados à rede utilizam um grande número de aerogeradores e não necessitam de sistemas de armazenamento de energia, pois toda a geração é entregue diretamente à rede elétrica. O total de potência instalada no mundo de sistemas eólicos interligados à rede somam aproximadamente 120 GW (WWEA, 2009 - apud Dutra, 2009).

Figura 12 - Parque Eólico da Prainha - CE



Fonte: Dutra, 2009

2.2.1.3.4 Sistemas Off-Shore

Sua fonte de ventos se encontra no mar, pelo fato de que as áreas de grande potencial eólico em Terra estão se esgotando.

Figura 13 - Parque Eólico instalado no Mar do Norte



Fonte: BRITSC, 2005

2.2.1.4 Disponibilidade de Recursos Eólicos

Para avaliar o potencial eólico de uma localidade ou região em estudo é preciso inicialmente um trabalho de coleta e análise de dados sobre o regime de ventos e a velocidade dos mesmos.

2.2.1.4.1 Potencial Eólico Mundial

De acordo com (GRUBB, MEYER, 1993), para que a energia eólica possa ser considerada tecnicamente aproveitável, esta tem de ter uma densidade igual ou superior a $500\text{W}/\text{m}^2$, o vento ter uma velocidade mínima de 7 a 8 m/s e a uma altura de 50m. A tabela 1 mostra a variação da velocidade média do vento por continente.

Tabela 1- Variação da velocidade do vento por continente

Velocidade do vento (m/s) a 50 m de altura

Região / Continente	6,4 a 7,0		7,0 a 7,5		7,5 a 11,9	
	10 ³ km ²	%	10 ³ km ²	%	10 ³ km ²	%
África	3.750	12	3.350	11	200	1
Austrália	850	8	400	4	550	5
América do Norte	2.550	12	1.750	8	3.350	15
América Latina	1.400	8	850	5	950	5
Europa Ocidental	345	8,6	416	10	371	22
Europa Ocidental & Ex - URSS	3.377	15	2.260	10	1.146	5
Ásia	1.550	6	450	2	200	5
Mundo	13.650	10	9.550	7	8.350	6

Fonte: GRUBB, MEYER (1993).

A tabela 2 mostra as estimativas do potencial eólico mundial.

Tabela 2 - Estimativas do potencial eólico mundial

Região	% da Terra Ocupada	Pot. Bruto (TWh/ano)	Densid. Dem. (hab./km ²)	Pot. Líquida (TWh/ano)
África	24	106.000	20	10.600
Austrália	17	30.000	2	3.000
América do Norte	35	139.000	15	14.000
América Latina	18	54.000	15	5.400
Europa Ocidental	42	31.00	102	4.800
Europa Ocidental & Ex - URSS	29	106.000	13	10.600
Ásia	9	32.000	100	4.900
Mundo	23	498.00	-	53.000

Fonte: GRUBB, MEYER (1993).

De acordo com o Relatório Mundial de Energia Eólica que foi publicado em 2013, as novas turbinas instaladas atingiram uma capacidade de 36,66 gigawatt (GW). Com isso, a produção eólica global chega a 318,66 GW e cobre cerca de 4% de toda a demanda mundial por energia elétrica, conforme demonstrada na figura 14. (DW, 2014)

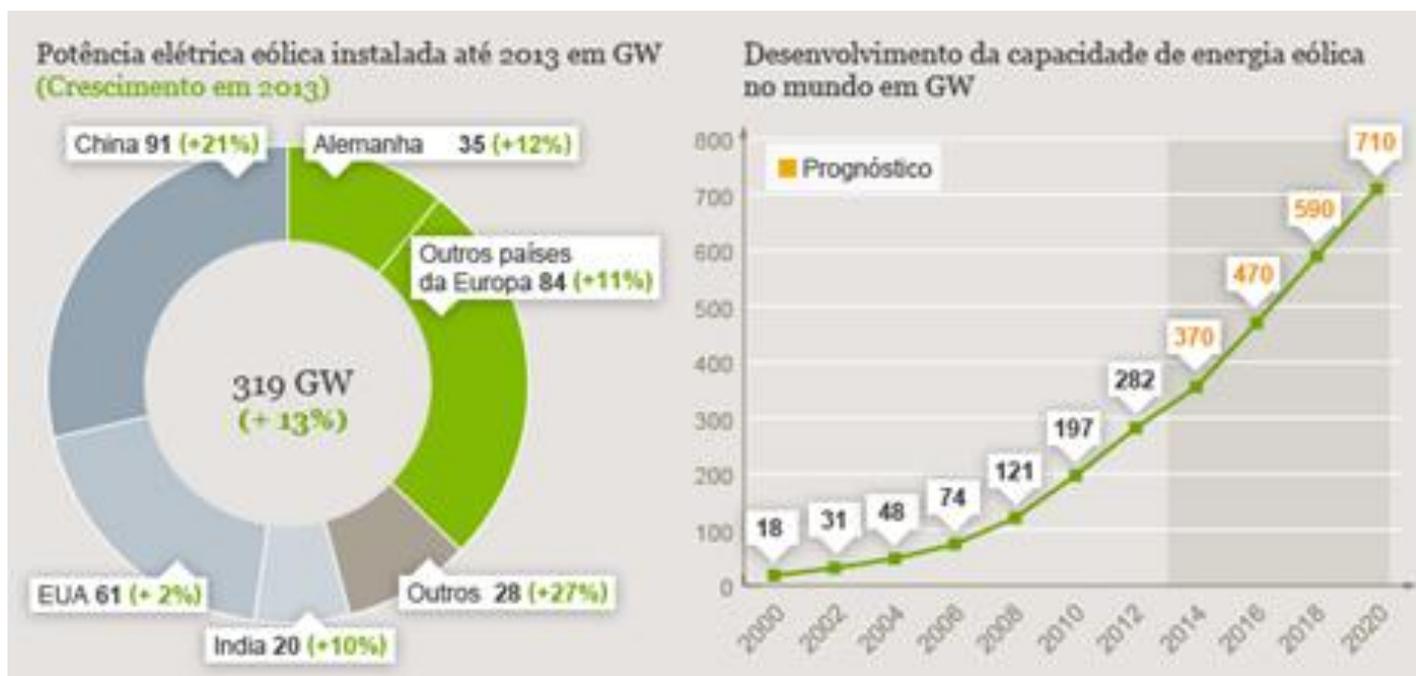


Figura 14 - Potência eólica até 2013
Desenvolvimento da capacidade de energia eólica em GW
Fonte: www.indea.org,2014 / Dados em GW.

De acordo com Stefan Gsänger, secretário geral da Associação Mundial de Energia Eólica, a China investiu em 2013, pela primeira vez, mais dinheiro em energia renovável que na produção de energia a partir de fontes fósseis (DW, 2014).

Além dos investimentos em usinas eólicas, foram construídas centrais para a produção de energia solar com capacidade de 11 GW. Para Gsänger, o motivo é claro: "A China precisa de muita energia - energia limpa e barata. A poluição do ar é catastrófica, excedendo muitas vezes o limite em centenas de vezes, e as pessoas estão doentes em massa", diz (DW, 2014).

2.2.1.4.2 Potencial Eólico Brasileiro

Em 1992, no Arquipélago de Fernando de Noronha, foi instalada a primeira turbina eólica no Brasil que possuía um gerador com potência de 75 kW, rotor de 17

metros de diâmetro e torre de 23 metros de altura. No ano de 1994 é instalada na Central Eólica Experimental no Morro do Carmelinho, localizada na cidade de Gouveia (MG) com capacidade nominal de 1 MW, a central é constituída por quatro turbinas de 250 kW, tem rotor de 29 metros de diâmetro e torres de 30 metros de altura. Já no Ceará, é instalado 10 MW, a partir da instalação de 20 turbinas de 500 kW, na Central Eólica de Prainha. Na Paraíba, são instaladas 13 turbinas de 800 kW e potência de 10.200 kW. (ANEEL, 2008).

O Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial e pela volatilidade de 5% (oscilação da velocidade), o que dá maior previsibilidade ao volume a ser produzido. Além disso, como a velocidade costuma ser maior em períodos de estiagem, é possível operar as usinas eólicas em sistema complementar com as usinas hidrelétricas, de forma a preservar a água dos reservatórios em períodos de poucas chuvas. Sua operação permitiria, portanto, a “estocagem” da energia elétrica. Finalmente, estimativas constantes do Atlas do Potencial Eólico de 2001 (último estudo realizado a respeito) apontam para um potencial de geração de energia eólica de 143 mil MW no Brasil, volume superior à potência instalada total no país, de 105 mil MW em novembro de 2008. (ANEEL, 2008, pg 81).

A figura 15 disponibiliza as seguintes informações, velocidade média do vento e a energia eólica média a uma altura de 50 metros acima da superfície, para as seguintes topografias: Zona Costeira, Campo Aberto, Mata Morro e Montanha.

Figura 15 - Velocidade média anual do vento a 50m de altura



Velocidade média do vento (m/s)
50 m acima do nível da superfície

		Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morro	Montanha
Classes de energia	4	> 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
	3	4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,0 - 7,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
	2	3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	4,5 - 6,0	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
	1	< 3,0	< 4,5	< 4,5	< 6,0	< 7,0

NOTAS:

- Mata indica áreas de vegetação nativa, com arbustos e árvores altas.
- Campo aberto refere-se a áreas planas de pastagens, plantações e/ou vegetação baixa, sem muitas árvores altas.
- Zonas costeiras são áreas de praia, normalmente com larga faixa de areia onde o vento incide predominantemente no sentido mar-terra.
- Morros são áreas de relevo levemente ondulado, relativamente com pouca vegetação ou pasto.
- Montanhas representam áreas de relevo complexo com altas montanhas. O potencial eólico é dado para locais nos topos das montanhas em cor favoráveis para o fluxo de vento.

Fonte: FEITOSA, E. A. N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil. Brasília: Dupligráfica, 2003 (adaptado).

Já a figura 16, demonstra o potencial eólico de cada região brasileira, assim distribuída: Nordeste, principalmente no litoral (75 GW); Sudeste, particularmente no Vale do Jequitinhonha (29,7 GW); e Sul (22,8 GW), região em que está instalado o maior parque eólico do país, o de Osório, no Rio Grande do Sul, com 150 MW de potência.

Figura 16 - Potencial eólico brasileiro.



Fonte: EPE, 2007

2.2.2 Energia Solar

2.2.2.1 Introdução

A energia solar fotovoltaica é a conversão de energia solar em energia elétrica através da utilização da radiação solar sobre determinados materiais, em especial aos semicondutores, como o silício que através dos efeitos termoelétricos, que se caracteriza pelo aparecimento de uma diferença de potencial (DDP) entre suas extremidades e o fotovoltaico no qual os fótons existentes na luz solar são convertidos em energia elétrica em células solares.

A energia solar fototérmica é aquela no qual um determinado corpo tem a capacidade de absorver ou armazenar em si mesmo sob a forma de calor. Isto é possível com a utilização de coletores especiais no qual captam a energia solar e

utilizam-na para aquecimento de fluidos. Existem dois tipos de coletores solares: os planos e os concentradores.

Nos coletores solares planos, não tem a capacidade de armazenar o fluido aquecido e são utilizados para aquecimento de água em hospitais, residências, hotéis, etc. Já nos coletores solares concentradores, o fluído aquecido é mantido em reservatórios que tem a capacidade de reter esta calor até a sua utilização final como, por exemplo, a uso de água aquecida para banho, ar quente para o movimento de turbinas, para a secagem de grãos, etc.

2.2.2.2 Radiação Solar

Sendo o Sol a fonte primária de energia para o planeta, este disponibiliza anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia na atmosfera, valor este 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste mesmo período. Assim sendo o Sol além de ser responsável pela vida na Terra, bem como uma fonte inesgotável de energia podendo ser aproveitada de várias formas (térmica, elétrica, etc.) (CRESESB, 2015).

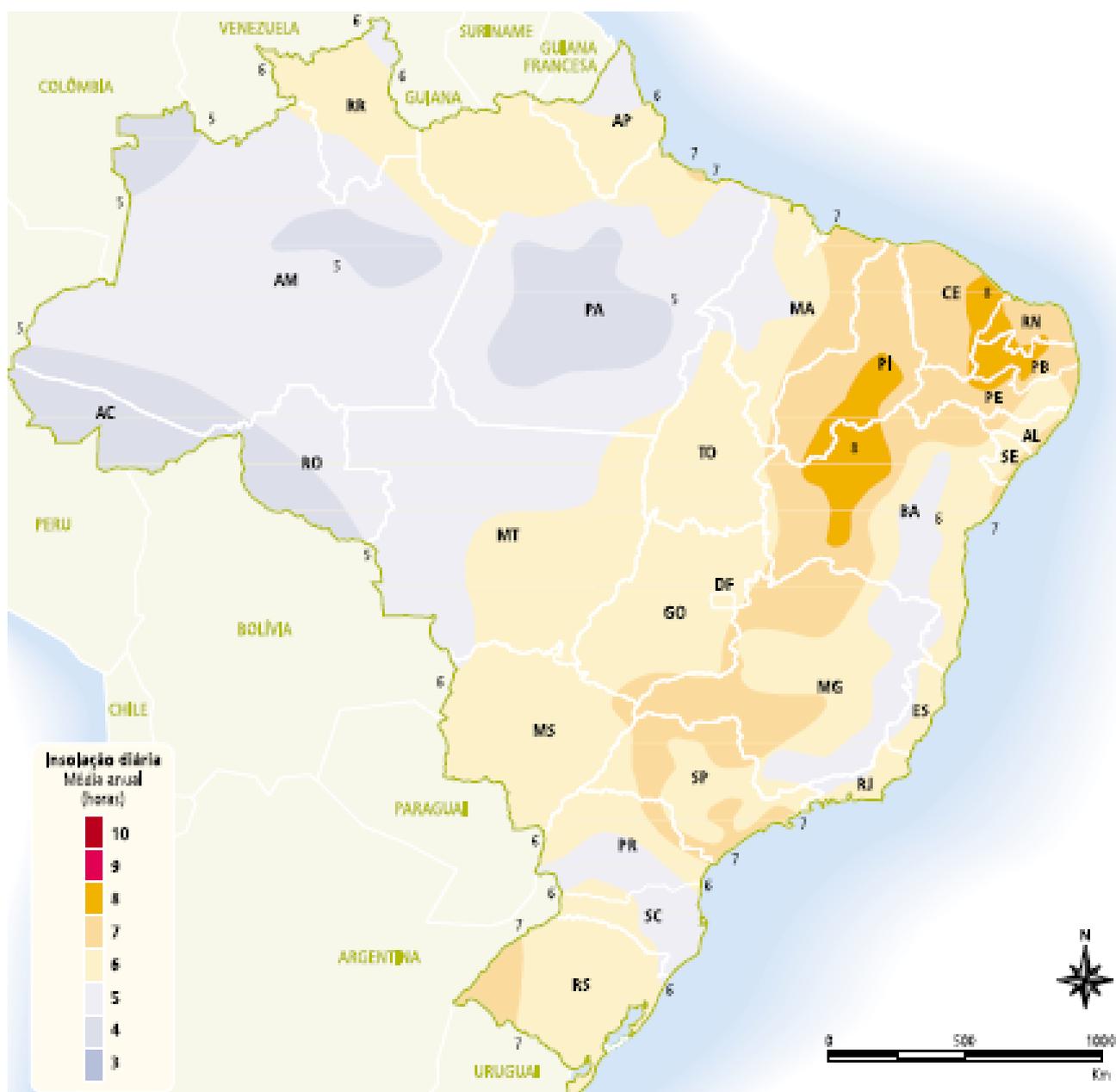
É fundamental para a análise de um sistema baseado em energia solar, saber da disponibilidade da radiação solar no lugar em estudo. Como fonte de pesquisa no Brasil tem-se o Projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) que mapeou e estimou o potencial solar e eólico do território brasileiro. Este projeto procurou também focar a construção de um banco de dados confiável e de alta qualidade para servir de auxílio ao desenvolvimento e planejamento de políticas públicas de incentivo a projetos baseados em energia solar e eólica (PEREIRA et. al, 2006).

A disponibilidade da radiação solar no planeta depende de certos fatores para a sua análise, além das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar etc.), a energia total disponibilizada na superfície terrestre, depende da latitude local e da posição no tempo (hora e dia do ano). Isso se deve à inclinação do eixo imaginário em torno do qual a Terra gira diariamente (movimento de rotação) e à trajetória elíptica que a Terra descreve ao redor do Sol (translação ou revolução) (ANEEL, 2005).

Conforme descrito no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANELL, 2005), grande proporção do território brasileiro encontra-se próximo à linha do Equador, o

que proporciona poucas variações na duração solar do dia. Mas grande parte da população brasileira e das atividades socioeconômicas do País concentra-se em regiões mais distantes do Equador. Como exemplo tem-se a cidade de Porto Alegre, capital brasileira mais meridional (cerca de 30° S), onde a duração solar do dia varia de 10 horas e 13 minutos a 13 horas e 47 minutos, aproximadamente, entre 21 de junho e 22 de dezembro, respectivamente. A figura 17 apresenta a média anual de insolação diária, segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil (ATLAS,2000).

Figura 17 - Média Anual de Insolação diária no Brasil (horas).



Fonte: ATLAS Solarimétrico do Brasil. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

Já as figuras 18 e 19, apresentam o índice médio anual de radiação solar no País, segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil (2000) e o Atlas de Irradiação Solar no Brasil (1998), respectivamente. Como pode ser visto os maiores índices de radiação é observado na região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco.

Figura 18 - Índice Médio Anual de Radiação Solar no País

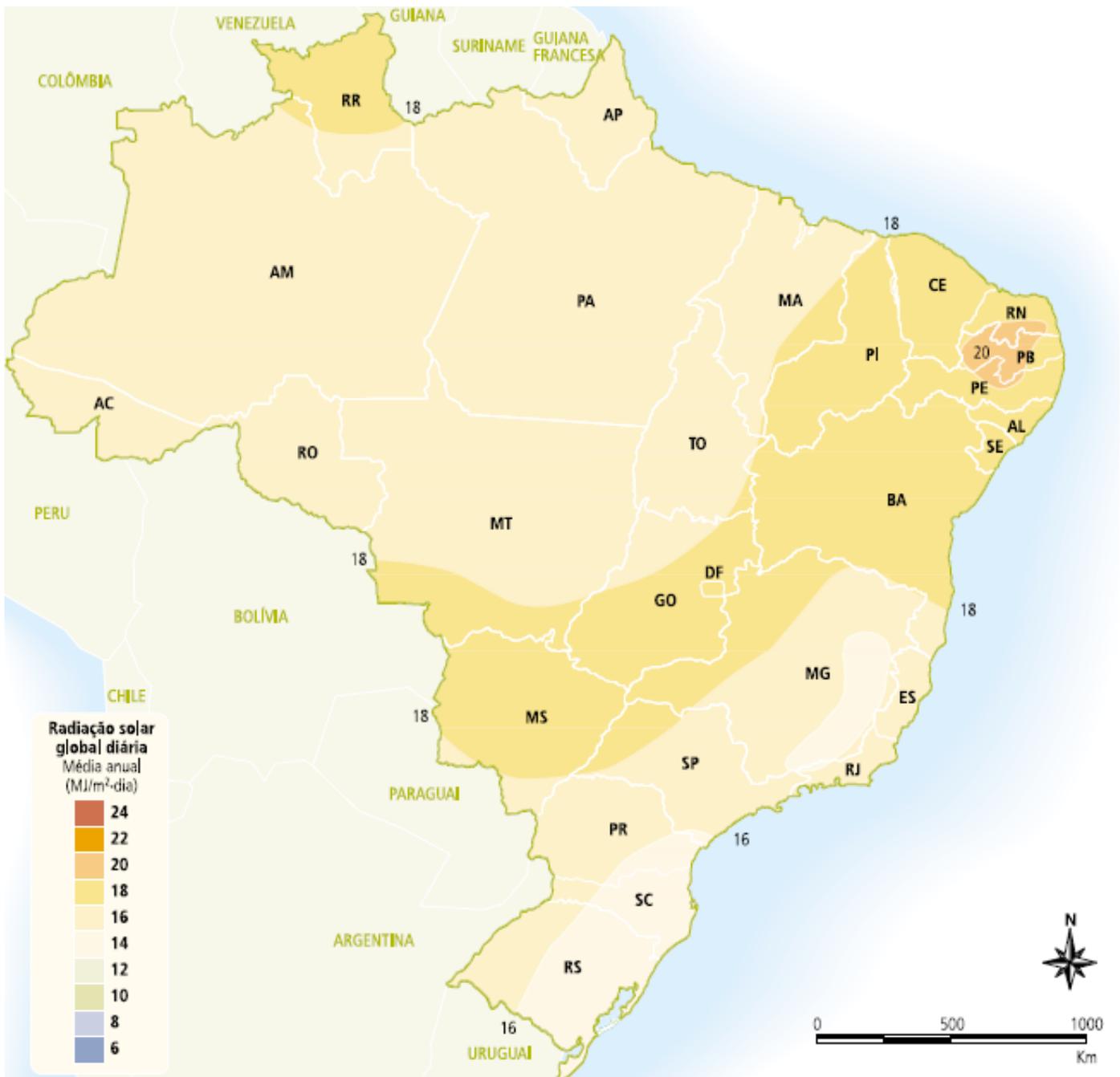
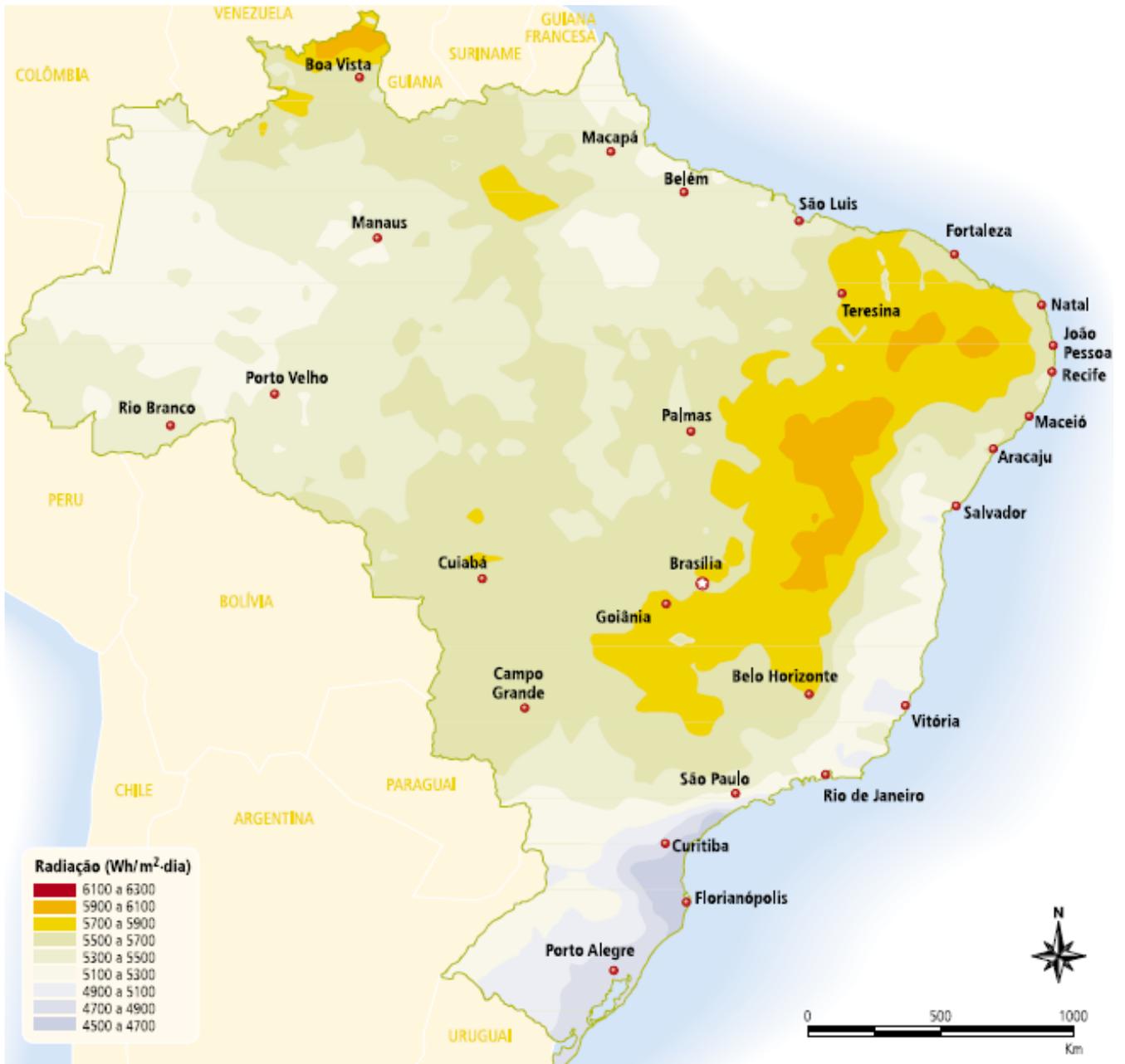


Figura 19 - Índice Médio Anual de Radiação Solar no País.



Fonte: Atlas de Irradiação Solar no Brasil (1998).

2.2.2.3 Tecnologias de Aproveitamento

2.2.2.3.1 Aproveitamento Térmico

Uma forma de absorção de radiação solar é através de coletores solares, cuja aplicação básica é o aquecimento de água, para temperaturas inferiores a 100°C. Sua utilização básica é no setor residencial, mas podendo também ser utilizado em outros setores, tais como edifícios públicos e comerciais, hospitais, restaurantes, hotéis e similares. Para o atendimento de uma única residência cuja densidade de energia solar seja baixa, requer a instalação de vários metros quadrados de coletores.

Já para temperaturas superiores a 100°C, utilizam-se concentradores solares, cuja finalidade é captar a energia solar incidente numa área relativamente grande e concentrá-la numa área muito menor, através de uma superfície refletora espelhada com forma parabólica ou esférica, fazendo com que os raios solares incidentes sejam refletidos para uma superfície bem menor, localizada no ponto focal da estrutura, onde se localiza o material a ser aquecido, conforme descrito na figura 20.

Figura 20 - National Renewable Energy Laboratory (EUA) - NREL



Fonte: www.nrel.gov/energy_resources

2.2.2.3.2 Conversão de Energia Solar em Energia Elétrica

O estudo da conversão de energia solar em energia elétrica realizada pela primeira vez por Edmond Becquerel, em 1839 onde constatou o aparecimento de

uma DDP nos terminais de um material semicondutor quando exposto a luz. Em 1876 foi montado o primeiro aparato fotovoltaico resultado de estudos das estruturas no estado sólido, e apenas em 1956 iniciou-se a produção industrial seguindo o desenvolvimento da microeletrônica (CRESESB, 2006).

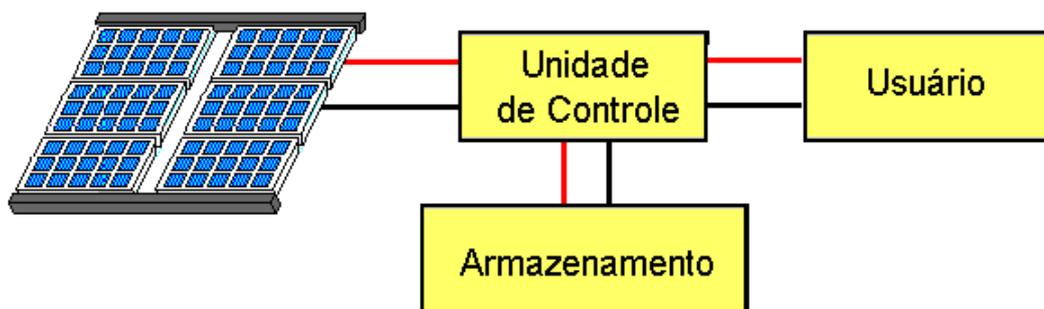
O efeito fotovoltaico que é a transformação de energia solar em energia elétrica ocorre pela excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar (ou outras formas apropriadas de energia). Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, está o silício que é à base de construção das células solares ou fotovoltaicas. Atualmente estas células apresentam um índice de eficiência de 25%, onde esta eficiência mede a proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. (GREEN et al., 2000).

2.2.2.4 Geradores Solares Fotovoltaicos

Os geradores solares fotovoltaicos são um conjunto de elementos compostos de módulo(s) fotovoltaico(s), que podem incluir dispositivos tais como controle, condicionamento, supervisão, proteção e armazenamento de energia elétrica (quando necessário), fiação, fundação e estrutura. Os geradores solares fotovoltaicos são classificados em: geradores isolados, sem conexão elétrica com a rede de distribuição, e em geradores conectados à rede, cuja energia gerada é injetada na rede elétrica de distribuição (ABNT, 2008).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias distintas: sistemas isolados, híbridos e conectados a rede. Estes sistemas possuem uma configuração básica descrito na figura 21 que é composta de uma unidade de controle de potência e uma unidade de armazenamento.

Figura 21 - Estrutura Básica de um Sistema Fotovoltaico

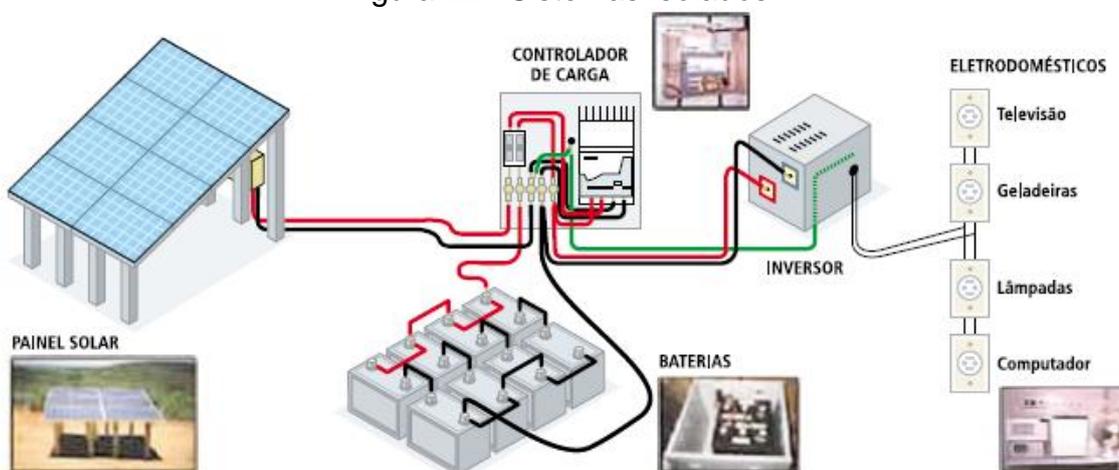


Fonte: CRESESB, 2006

2.2.2.4.1 Sistemas Isolados

Nos sistemas isolados visualizados na figura 22, se utilizam alguma forma de armazenamento de energia. Isto é possível através de baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos. Em sistemas que necessitam de armazenamento de energia em baterias, usa-se um dispositivo para controlar o carregamento e o descarregamento da bateria. O “controlador de carga” tem como principal função não deixar que haja danos na bateria por sobrecarga ou descarga profunda. O controlador de carga é usado em sistemas pequenos onde os aparelhos utilizados são de baixa tensão e corrente contínua (CC). Quando utilizados equipamentos de corrente alternada (CA) é necessário um inversor de frequência. Este dispositivo transforma a corrente contínua gerada pelas baterias em corrente alternada utilizadas pelos outros equipamentos.

Figura 22 - Sistemas Isolados.



Fonte: Disponível em: www.cresesb.cepel.br/cresesb.htm (adaptado).

2.2.2.4.2 Sistemas Híbridos

São considerados sistemas híbridos, aqueles que, desconectado da rede convencional, apresentam várias fontes de geração de energia tais como: turbinas eólicas, geradores diesel, módulos fotovoltaicos entre outras. A utilização de várias formas de geração de energia elétrica torna-se complexo na necessidade de uma melhor utilização do uso das energias. É necessário um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário (CRESESB, 2006).

Esta estrutura é empregada para sistemas de médio e grande porte vindo a atender um número maior de usuários conforme descrito na figura 23.

Figura 23 - Sistema Híbrido.

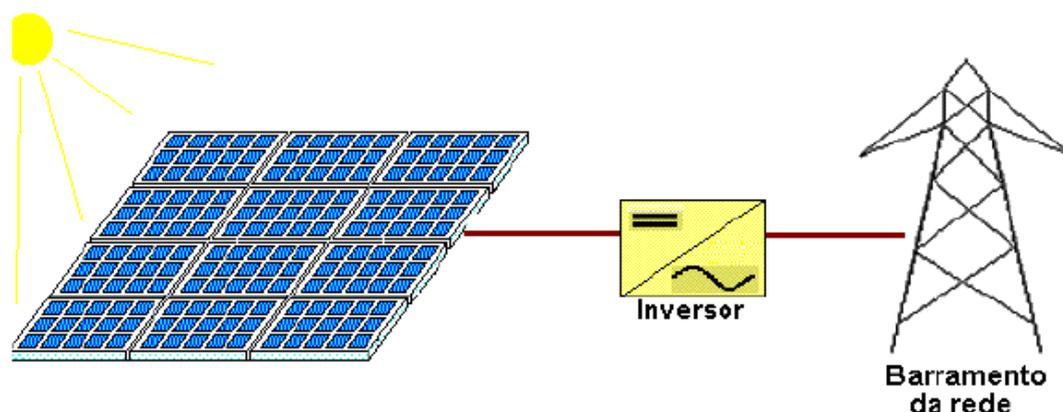


Fonte: CRESESB-2006

2.2.2.4.3 Sistemas Interligados a Rede

Sistemas este baseado na utilização grande quantidade de painéis fotovoltaicos, e não utilizam armazenamento de energia, pois toda a geração é entregue diretamente na rede elétrica na qual esta conectada. A função deste sistema é representar uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual esta conectada. Todo o sistema gera corrente contínua e é conectado em inversores de frequência e logo em seguida guiado diretamente na rede. Estes inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada (CRESESB-2006).

Figura 24 - Sistema interligado a rede.



Fonte: CRESESB-2006

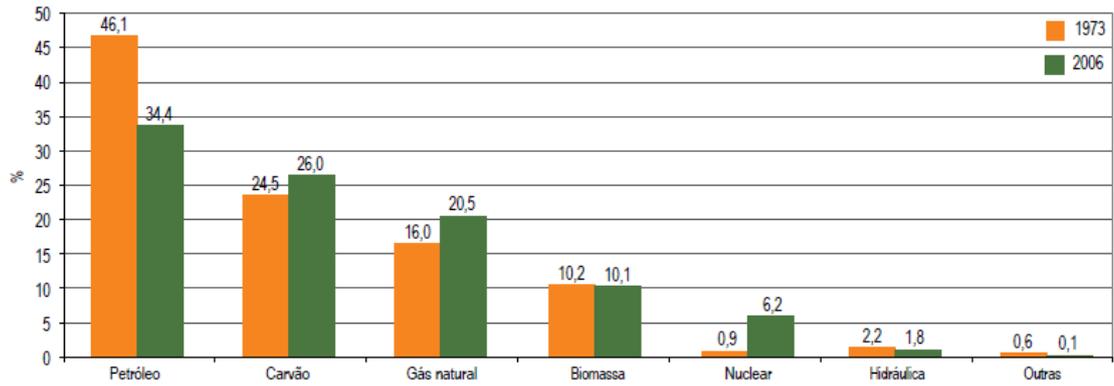
2.2.3 Energia Hidráulica

2.2.3.1 Introdução

A energia hidráulica resulta da irradiação solar e da energia potencial gravitacional, que provocam a evaporação, condensação e precipitação da água sobre a superfície terrestre. Ao contrário das demais fontes renováveis, representa uma parcela significativa da matriz energética mundial e possui tecnologias de aproveitamento devidamente consolidadas. Atualmente, é a principal fonte geradora de energia elétrica para diversos países e responde por cerca de 17% de toda a eletricidade gerada no mundo. (ANEEL, 2005).

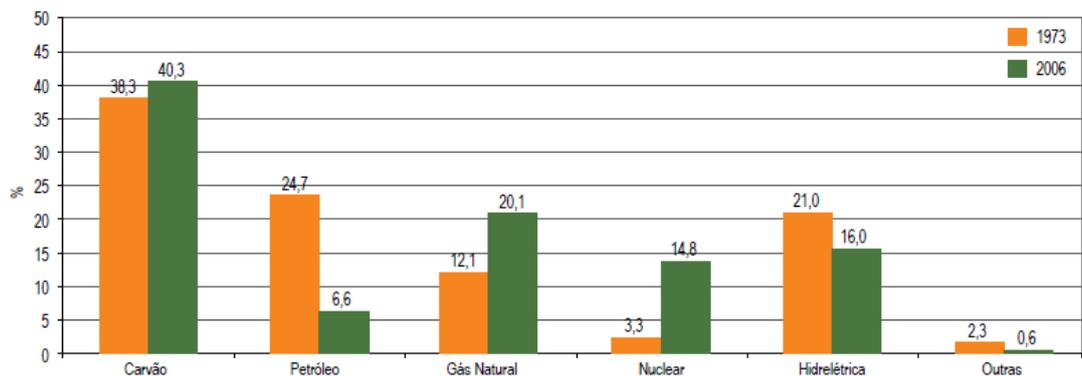
Agora se comparar a água na matriz energética mundial, esta se torna pouco expressiva e na matriz energética elétrica, decrescente. O gráfico 1 mostra a matriz energética no período de 1973 a 2006 e foi publicada no último relatório Key World Energy Statistics, da International Energy Agency (IEA). Percebe-se que em 1973 a energia hidráulica tinha uma participação de 2,2%, já em 2006 sua participação foi reduzida a 1,8%. Já o gráfico 2, faz a comparação no mesmo período, da energia hidráulica, na matriz de energia elétrica e como no caso anterior sua participação entre 1973 e 2006 teve também um decréscimo, passando de 21% para 16%.

Gráfico 1- Matriz energética entre 1973 e 2006.



Fonte: IEA, 2008

Gráfico 2 - Geração de energia elétrica no mundo por tipo de combustível entre 1973 e 2006.



Fonte: IEA, 2008

Nos últimos 30 anos, a produção de energia elétrica através de usinas hidrelétricas, têm diminuído no mundo, apresentando aumento apenas na China e no Brasil. Nos países desenvolvidos este crescimento é inferior quando comparados a outras fontes de, como gás e usinas nucleares, pelo fato de que nestes países, o potencial hidráulico tenha sido praticamente todo explorado, sendo necessária a busca de novas fontes de energia (ANEEL, 2008).

Só que a expansão de energia hidráulica, através de usinas hidrelétricas, tanto no Brasil, quanto na China, ocorreram em um nível abaixo do esperado devido ao fato da pressão da sociedade nas consequências ambientais geradas pela obra no meio ambiente. Estas consequências refletem diretamente na fauna, flora, modo de vida da população e com a formação de grandes lagos para represar a água, estes refletem nos rios, tanto em nível de volume como em seu curso (ANEEL, 2008).

2.2.4 Comparação Eólica x Fotovoltaica x Hidrelétrica

Quadro 3 - Comparação Eólica x Fotovoltaica x Hidrelétrica

	Eólica	Fotovoltaica	Hidrelétricas
Vantagem	Energia renovável	Energia renovável	Energia renovável
	Não emite gases	Não emite gases	Não emite gases
	Diminui GEE	Diminui GEE	Diminui GEE
	Fonte barata de energia	Produção controlada	Regula a vazão do rio
	Manutenção semestral	Manutenção semestral	Custo operacional baixo
	Em menos de seis meses recupera-se a energia gasta na fabricação.	Fácil captação de energia	Proporciona: Irrigação, navegação e controle das cheias no rio.
	Convivem com agricultura e pecuária	Ocupa pouco espaço e é silencioso	Preços estáveis
	Acessível a lugares remotos		
Desvantagem	Depende do vento	Depende do Sol	Inundação de áreas extensas
	Geram impacto visual	Custo inicial elevado	Interfere na piracema
	Geram impacto sonoro	Só gera energia de dia	Geram resíduos nas atividades de manutenção
	Afetam as migrações das aves	Depende do nível de poluição onde estão	Alteram o funcionamento dos rios e de suas margens
		Os de grandes dimensões podem afetar o meio ambiente	Gera alteração climática

Fonte: Dados compilados pelo autor

2.2.5 Análise de Investimento

2.2.5.1 Métodos de Análise de Investimento

Existem métodos avaliativos de projetos de investimentos, dos mais simples aos mais sofisticados, porém destacam-se:

- Período de Retorno (payback): O método do payback tem como pressuposto avaliar o tempo que o projeto demorará em retornar o total do investimento inicial. Quanto mais rápido o retorno, menor o payback e melhor o projeto. É o método que mostra o tempo que a empresa precisará para recuperar o capital investido por meio dos ganhos que o investimento proporcionará (CAVALCANTE, 1998). Assaf Neto e Lima (2011) definem que existem três tipos de payback: o efetivo, o médio (mais simples de serem calculados, pois não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo) e o descontado (o qual incorpora o conceito do valor do dinheiro no tempo).
- Valor Presente Líquido (VPL): Consiste em levar todos os valores esperados, tanto de entrada como de saída, de um fluxo de caixa para a data zero deste fluxo utilizando-se como taxa de desconto a Taxa de Mínima Atratividade (TMA). No dizer de Cavalcante (1998, p. 12), “[..]o Valor Presente Líquido (VPL) é a diferença entre o fluxo de entrada menos o fluxo de saída. O bom senso diz que todo investimento que tiver um fluxo de entrada superior ao de saída deverá ser aceito[.]”.
- Taxa Interna de Retorno (TIR): é um método similar ao VPL, ou seja, utiliza a mesma lógica de cálculo, contudo apresenta os resultados em porcentagem e não em valores monetários. Segundo Cavalcante (1998, p. 9), “a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de juros que iguala os fluxos de entrada e saída de dinheiro de um investimento em zero”. Ou seja, é o ganho, em percentual, que se obteve com o investimento (se obteve ganho que pagou o capital investido e ainda gerou superávit). Uma vez calculado a TIR, esta deve ser comparada com a TMA adotada no projeto, considerando-se que: a) $TIR > Taxa\ Mínima$: (VPL > 0) - A empresa estaria obtendo uma taxa de retorno maior que a taxa de retorno mínima exigida; aprovaria o projeto; b) $TIR = Taxa\ Mínima$: (VPL = 0) - A empresa estaria obtendo uma taxa de retorno exatamente igual à taxa de retorno mínima exigida; seria indiferente em relação ao projeto; e c) $TIR < Taxa$

Mínima: (VPL < 0) - A empresa estaria obtendo uma taxa de retorno menor que a taxa de retorno mínima exigida; reprovava o projeto.

- Saldo após Payback: Neste indicador descreve a rentabilidade do projeto após o seu pagamento até o fim da sua vida útil. Este valor acumulado indica o quanto o sistema gerou de recursos ao proprietário após este ter sido pago pela não necessidade de pagamento a concessionária (paga apenas à exigida por lei) devido ao fato de estar gerando a própria energia, assim sendo este valor pecuniário pode ser utilizado pelo proprietário como uma fonte de renda extra ou ser aplicado no mercado.

Quadro 4 - Análise comparativa entre os métodos

Payback	VPL	TIR
Não leva em conta o valor do dinheiro no tempo;	Considera o valor do dinheiro no tempo, mediante o uso da TMA;	Considera o valor do dinheiro no tempo, mediante o uso da TMA;
Não considera os riscos de cada projeto, que podem ser muito diferentes;	Pode considerar diferentes riscos, ajustando a TMA de cada projeto;	Pode considerar diferentes riscos, ajustando a TMA de cada projeto;
Não considera os fluxos de caixa após o período de playback.	Considera todos os fluxos de caixa, inclusive com determinação de período de tempo para a correta comparação em termos de investimento.	Considera todos os fluxos de caixa, inclusive com determinação de período de tempo para a correta comparação em termos de investimento.

Fonte: (Olivo, 2008),

Assim, para nortear as análises que serão realizadas devem-se observar os seguintes parâmetros:

1) Payback < vida útil

O payback descontado não poderá ultrapassar a vida útil do investimento, seja ele uma máquina, equipamento, edifício etc. Evidentemente, se isto ocorrer, não será possível obter o retorno sobre o que foi gasto inicialmente.

2) VPL > I

O VPL deverá ser superior ao I para que o investimento seja interessante. Caso contrário, haverá prejuízo, já que a receita futura será menor do que o gasto inicial.

3) TIR > TMA

A TIR deverá ser maior que a TMA. Caso contrário, será mais interessante investir no mercado financeiro, em CDB, DI ou poupança, por exemplo.

2.2.6 Geração Centralizada x Distribuída

No setor elétrico brasileiro, o tipo de geração predominante é a Geração Centralizada (GC), que representa grandes blocos de geração interconectados por linhas de transmissão e despacho centralizado, bloco este denominado de GTD (Geração, Transmissão e Distribuição). Em contrapartida, a Geração Distribuída (GD) se caracteriza pela geração de pequeno porte, localizada na rede da distribuidora local de energia elétrica.

A GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e ou consumidores específicos. O termo tem sintonia com outras expressões normalmente usadas como: autogeração, geração in situ, cogeração e geração exclusiva (EPRI, 1997, apud, OLADE, 2014).

Uma das vantagens oferecida pela GD ao setor elétrico, devido à sua proximidade ao consumidor é a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica (Jenkins, et al, 2000). Permitindo assim uma diversificação de tecnologias empregadas para produção de energia e a escolha pode ser feita em função das necessidades da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais, podendo levar à postergação de investimentos.

O mercado a ser ocupado pela geração distribuída está em expansão devido a políticas institucionais de incentivo e desenvolvimento e o aprimoramento de tecnologias (ACKERMANN, ET AL, 2001).

Benedito (2009) fez uma extensa análise da legislação brasileira através da Lei 10.848/04 (BRASIL, 2004a), do Decreto 5.163/04 (BRASIL, 2004b) e da

Resolução Normativa ANEEL 167/05 (ANEEL, 2005) que enquadra como geração distribuída à produção de energia elétrica para o empreendimento que estiver necessariamente conectado diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto:

- PCH's, que representam geração por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas, com potência instalada superior a 30MW.
- Usinas termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Para as usinas a biomassa e aquelas que utilizam resíduos de processo como combustível não é exigida a eficiência mínima de 75%.

Para a geração distribuída, dispõe-se de diversas tecnologias de geração de pequeno porte, como o convencional grupo moto-gerador Diesel, as inovadoras microturbinas a gás, células de combustível e as fontes renováveis como as fotovoltaicas, eólicas, as movidas à biomassa e as que utilizam resíduos.

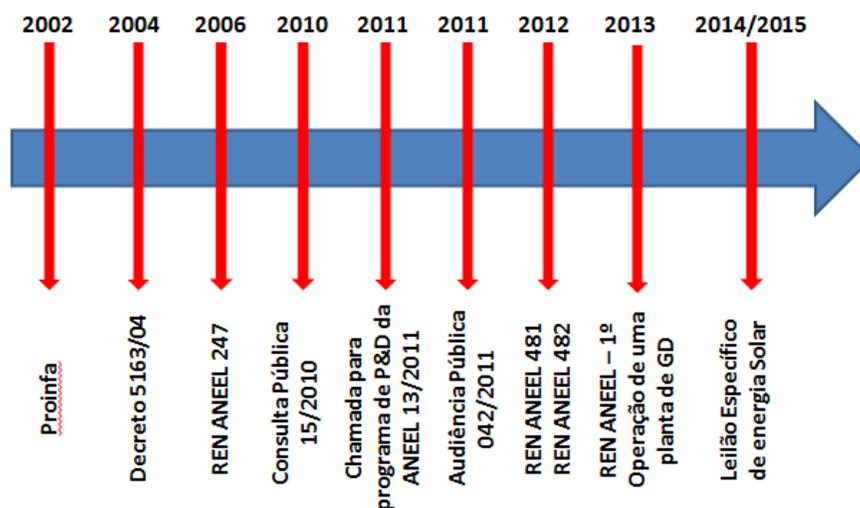
2.2.7 Marcos Regulatórios Brasileiros

De acordo com Landim (2011), em virtude dos acidentes ocorridos em Chernobyl e mais recentemente em Fukushima, vários países no mundo iniciaram revisões regulatórias e de replanejamento em suas políticas energéticas. Como exemplo destas revisões, tem-se o posicionamento da Alemanha, em que suas 17 usinas nucleares estarão fora de operação até 2022.

Ainda segundo Landim (2011), em função da experiência vivida por outros países, faz-se necessário estabelecer um modelo regulatório sólido e confiável, com o intuito de atrair investimentos e desenvolver a indústria nacional.

A figura 25 cria uma linha de tempo para relativo aos marcos regulatórios referentes à GD fotovoltaica.

Figura 25 - Linha de Tempo dos marcos regulatório



Fonte: O Autor.

2.2.8 Resolução Normativa 482 ANEEL

A REN 482 ANEEL (ANEXO A), tem como principal foco o pequeno produtor de energia elétrica, que vem a ser uma compilação final das ideias e quesitos técnicos econômicos mapeados ao longo do tempo, conforme descrito na figura 37 entre 2010 e 1011. Nesta REN em seu art. 2º esta descrita à figura do consumidor gerador, através da micro e minigeração distribuída, a partir de centrais geradoras baseadas em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, em relação a esta ultima, deverá apresentar os requisitos mínimos, previsto no artigo 4º da REN 021/2000 da ANEEL.

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100kW.
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

O capítulo III - DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Art. 7º, linha I, descreve o sistema de compensação de energia elétrica, onde devera ser cobrado no mínimo o custo de disponibilidade para consumidores do grupo B ou demanda contratada para consumidores do grupo A, e que o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo

medido em meses subsequentes. A figura 26 mostra a relação entre consumidor e custo de disponibilidade

Figura 26 - Grupo Consumidor X Custo Disponibilidade

Grupo Consumidor	Custo de disponibilidade
Grupo A: Alta Tensão (Indústrias e Empresas)	Demanda Contratada em kW
Grupo B: Ligação Monofásica ou Bifásica a 2 condutores	Equivalente a 30 kWh
Grupo B: Bifásica a 3 condutores	Equivalente a 50 kWh
Grupo B: Trifásica	Equivalente a 100 kWh

Fonte: <http://www.solsticioenergia.com.br/sobre-energia-solar/resolucao-482-aneel/>

2.2.9 Convenio ICMS/CONFAZ 6/2013

O Convênio ICMS 6, publicado pelo CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) em 5 de Abril de 2013, estabelece a disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, descrito no capítulo 3 da Resolução Normativa Nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. No anexo B, desta dissertação encontra-se o documento em questão para análise.

2.3 Smart Grid / Redes Elétricas Inteligentes

Um conceito atual que vem sendo discutido no mundo são as *Smart Cities*. As Cidades Inteligentes unem o capital humano ao social, além de desenvolver melhores serviços e infraestrutura através da união de novas tecnologias, informação e visão política, com uma gestão sensata dos recursos naturais, através de governança participativa (Caraglin, Nijkamp, 2011). O termo foi introduzido recentemente (1999), com a iniciativa da cidade de Cingapura em se tornar uma Cidade inteligente (Abdala et al. 2014). Em se tratando de cidades inteligentes, a sustentabilidade é incorporada transversalmente em todos os modelos até hoje apresentados. Em uma revisão sistemática, Abdala et al, buscou identificar como as cidades inteligentes estão contribuindo para a construção de cidades sustentáveis.

De acordo com os autores, uma cidade inteligente e sustentável direciona seu crescimento de forma intencional, colaborativa e inclusiva para o desenvolvimento de bons lugares para se viver, trabalhar e se divertir. O uso da tecnologia está extremamente interligado à criação de ambientes sustentáveis, pois a primeira visa atuar como provedora de valor inteligente ao desenvolvimento das cidades.

E de que forma o uso de energia pode contribuir para o desenvolvimento de cidades inteligentes, com a consequente melhora da qualidade de vida das pessoas? Ao se inserir o uso de energia nesse escopo, agrega-se o conceito de sustentabilidade, eficiência e racionalidade. Deve ser sustentável, diminuindo o impacto ambiental do consumo energético com a redução de emissões de CO₂, através do uso de energias renováveis, e fornecendo ao consumidor informações sobre consumo consciente. Deve ser eficiente, reduzindo perdas de energia, que afetam as linhas de transmissão e distribuição. Também deve ser racional, pois o consumidor deve ser protagonista do consumo consciente, favorecendo a criação de uma consciência socioambiental.

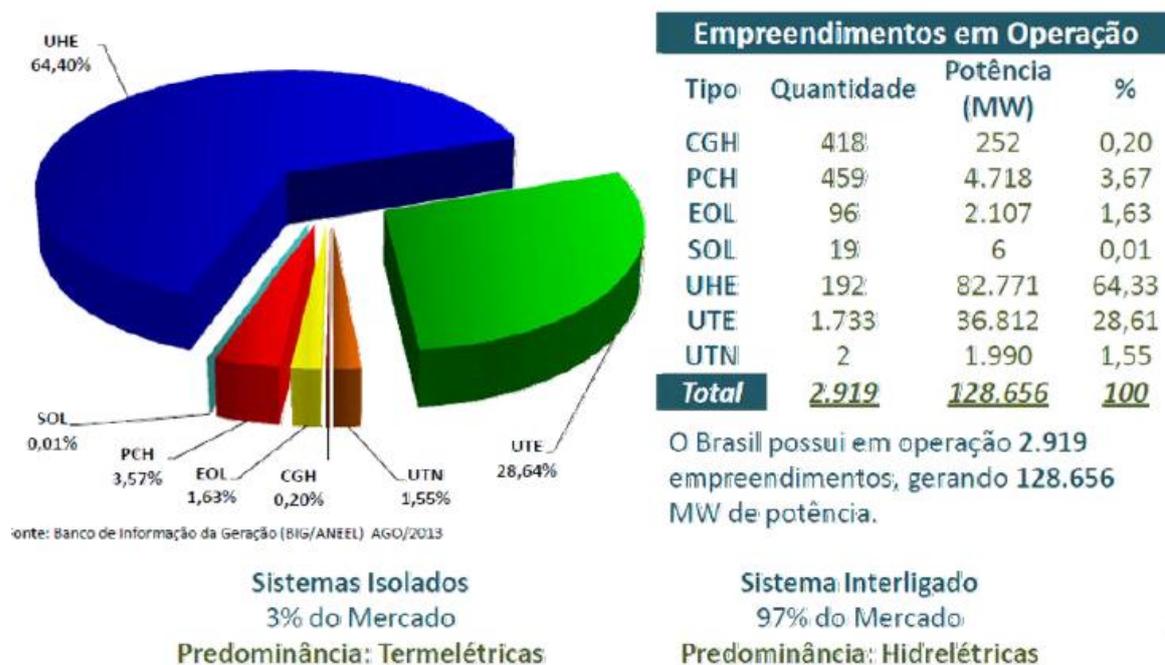
Dentre as Cidades Inteligentes, algumas já possuem uma melhor infraestrutura do setor energético, tais como Colônia, Amsterdam, Barcelona e Málaga. Exemplificando, na cidade de Colônia já foram instalados cerca de 30.000 medidores inteligentes e acesso da população, via *smartphones* e computadores, ao valor de energia consumido. Acredita-se que a espinha dorsal dessas novas cidades seja o *Smart Grid* (BONGIOLO & MIRANDA, 2013).

No Brasil, a geração de energia é controlada principalmente por grandes empresas governamentais. A empresa Eletrobrás, órgão federal, controla aproximadamente 40% da capacidade energética gerada e aproximadamente 30% provem de empresas estaduais. O restante da energia atualmente gerada provém de empresas privadas. Quanto à transmissão da energia, basicamente encontra-se a cargo de empresas estaduais e Eletrobrás, entretanto, esse cenário tende a mudar, pois existem aproximadamente 40 concessões de transmissão no país. Quanto à distribuição da energia gerada, aproximadamente 50 companhias detém o controle. O controle regulatório é realizado pelo M.M.E., ANEEL, CNPE, CMSE, CCEE, NOS e EPE. (NIGRIS & COVIELLO, 2012).

O Plano Nacional de Energia para 2030 (EPE, 2014) prevê um novo arranjo institucional do setor energético fundamentado em maior segurança no suprimento de energia elétrica (para dar sustentação ao desenvolvimento do país), em modicidade tarifária (para favorecer a competitividade da economia), na inserção social da população no atendimento desse serviço e na estabilidade do marco regulatório (visando atrair investimentos para o setor). Os programas em desenvolvimento no país têm como objetivo final melhorar a eficiência energética, ou seja, reduzir a energia primária necessária para atender as necessidades da sociedade e da economia por serviços de energia, gerando menor impacto à natureza (ASSUMPÇÃO, 2014).

Segundo Falcão (2014) o Brasil possui atualmente 2.919 empreendimentos energéticos em operação, gerando aproximadamente 128.656 MW de potência. Desse total, 97% estão concentrados em um sistema interligado, com predominância de hidrelétricas, e o restante do mercado em sistemas isolados, como termelétricas, descritos na figura 27.

Figura 27 -- Geração de Energia Elétrica no Brasil.



Fonte: Falcão (2014).

Pode-se observar, portanto, que o SEE atual no Brasil e no mundo, enfrenta uma série de desafios operacionais, tecnológicos, econômicos e ambientais que tem

produzido aumento na complexidade do gerenciamento da energia elétrica. O SEE do futuro deve incluir não apenas uma rede que cuida da geração centralizada e da demanda da energia, mas também de elementos como geração distribuída, resposta da demanda, sistemas de armazenamento e redes de interligação (GRZEIDAK ET AL, 2011).

Associado a isso, a utilização de fontes de energia renováveis em lugar de combustíveis fósseis e a diminuição da utilização de energia nuclear têm sido consideradas peças-chaves na mudança das políticas energéticas mundiais atuais. No momento, grande parte da geração de energia depende de combustíveis fósseis, como o carvão, que representa a principal fonte de emissão de CO₂ (AJMONE-MARSAN, 2012).

De acordo com Grzeidak et al, (2011) o conceito de redes elétricas inteligentes surge como resposta a essa mudança de paradigma no setor energético. Isso pode ser facilmente observado no Brasil em novos modelos de sistemas elétricos, tendo como base:

- desregulamentação do setor energético, permitindo que o consumidor escolha seu fornecedor de energia e suas preferências;
- uso de fontes de energia renováveis e eletricidade de pequenas unidades conectadas em níveis baixos de tensão, como as estações de armazenamento e as fontes de energia eólicas e solares, e não mais em grandes estações elétricas;
- consumidores mais cientes de seus direitos e que exigem eletricidade de baixo custo com alta qualidade.

2.3.1 Redes Elétricas Inteligentes (“Smart grid”).

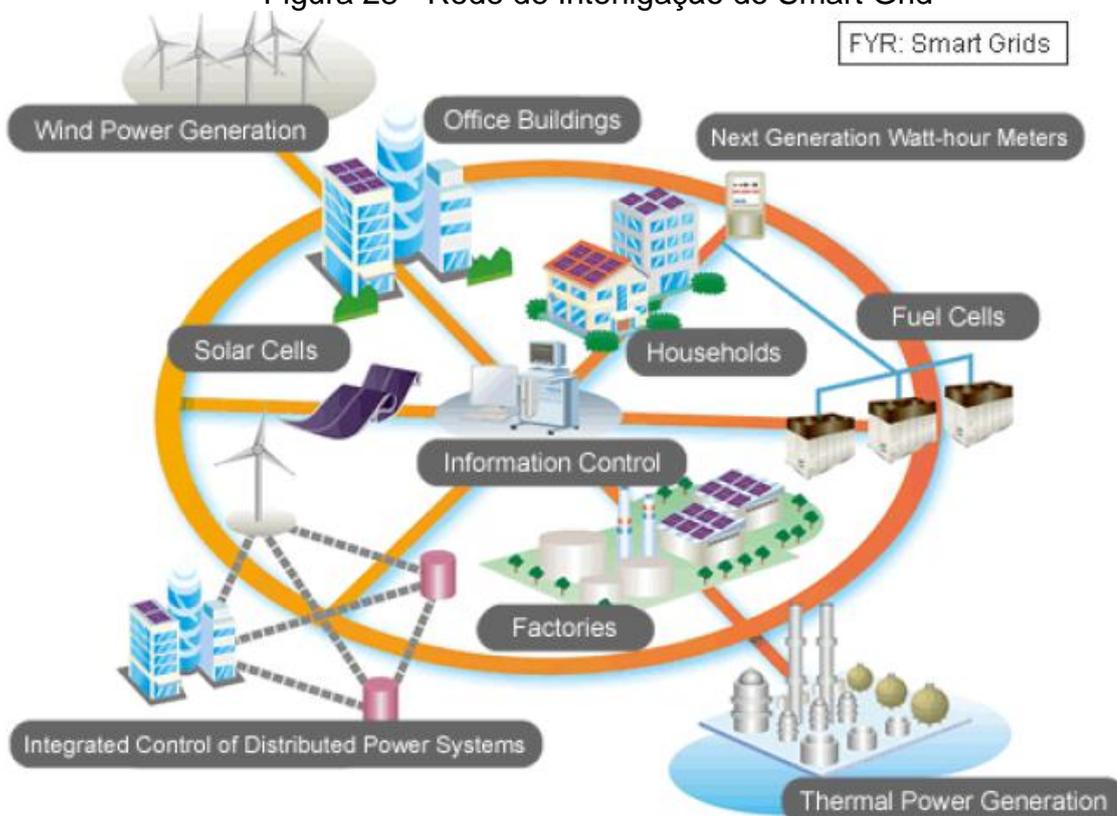
Em 2010, a *European Union Commission Task Force for Smart Grids* publicou um conceito próprio sobre as redes elétricas inteligentes. É considerada uma rede elétrica, na qual se incorpora tecnologias de sensoriamento, monitoramento e tecnologias da informação e telecomunicações, visando utilizar eficientemente a energia, considerando o comportamento e ações dos usuários conectados a ela, incluindo geradores, consumidores e aqueles que pertencem aos dois grupos ao mesmo tempo. Com isso, ocorre a automatização da rede e garantia de um sistema

com potencial sustentável e economicamente eficaz, gerando poucas perdas e alto nível de segurança.

Pode-se considerá-la como a evolução da rede elétrica tradicional, aumentado à conectividade, a automação e a coordenação entre produtores, consumidores e próprias redes responsáveis pela transmissão de energia em longas distâncias e distribuição local. As redes inteligentes também incluem um sistema que monitora e mensura fielmente a eletricidade presente no sistema e incorpora linhas de transmissão supercondutoras para reduzir a perda energética e integrar fontes alternativas de energia renováveis em sua rede (NIGRIS & CHOVEI-LO, 2012).

Em nível global, observa-se a redução na emissão de CO₂, redução no consumo de energia, redução de custos operacionais associadas à sua alta confiabilidade e segurança. Também se pode citar a redução de perdas e da ponta (potencia), bem como a melhoria na qualidade do serviço. (FALCÃO, 2014).

Figura 28 - Rede de Interligação do Smart Grid



Fonte: European Technology Platform (2012).

A essência da REI pode ser assim delineada:

- Auto reparo em eventos de perturbação de energia;
- Capacidade de operar com resiliência contra ataques físicos e cibernéticos;
- Possibilitar a participação ativa dos consumidores ao permitir que esses possam delinear suas próprias preferências;
- Gerar novos produtos, serviços e mercados;
- Possibilitar a incorporação de várias opções de geração de energia, como a eólica e a solar, bem como de seu armazenamento, visando avanços na energia sustentável global;
- Aperfeiçoar recursos e operar de forma eficiente, melhorando a qualidade dos serviços (GRZEIDAK ET AL, 2011), (FALCÃO, 2009).

- **Componentes REI**

A introdução de medidores inteligentes e o desenvolvimento de redes inteligentes são considerados uma verdadeira revolução na indústria elétrica. Ela tende a mudar o padrão de consumo e os modelos de negócio dos geradores de energia, distribuidores e consumidores.

- Medidores Inteligentes (“smart meter”).

Basicamente, os medidores inteligentes compreendem um box eletrônico e uma ligação de comunicação. O medidor mede eletronicamente quanto de energia está sendo utilizada em um determinado período de tempo e transmite essa informação para o servidor. Nesse nível de funcionamento, o sistema é definido como um medidor automático. Os leitores eletrônicos são o primeiro passo em direção à evolução do sistema de distribuição, pois além de apresentar o consumo energético por um período de tempo (ex: mensal), ele também fornece uma curva de carga ao longo desse período, permitindo que o consumidor possa entender melhor seu comportamento de consumo, períodos de pico e aparelhos críticos em uso (NIGRIS & COVIELLO, 2012).

As características ideais dos medidores devem incluir: comunicação bidirecional; aquisição de várias informações, além do kWh; medição em quatro

quadrantes, maior acurácia; menor suscetibilidade à fraude; ações remotas de corte e desligamento; permitir calcular índices de qualidade; apresentar display remoto para comunicação com consumidores (FALCÃO, 2014).

Os medidores inteligentes são a peça chave para o desenvolvimento de Casas Inteligentes. Eles serão utilizados para quantificar a geração e o consumo de energia em tempo real, medir a qualidade da força e atualizar instantaneamente o preço da eletricidade. Dessa forma, trará informações relativas ao consumo de energia ativa e reativa, indicadores de qualidade de tensão e continuidade de fornecimento de energia, informações relacionadas ao preço de acordo com o tempo de uso e com demanda, informações sobre quais fontes de energia estão atuando em determinado momento e acompanhamento da geração de energia na sua própria residência (GIORDANO & FULLI, 2012).

Com o uso de medidores inteligentes a geração de energia torna-se uma rede descentralizada de sistemas digitais. Sob a perspectiva do revendedor, as redes inteligentes representam tanto uma oportunidade para redução dos custos fixos, como a possibilidade de melhorar os serviços para o consumidor final. Dessa forma, há a necessidade de desenvolver o quanto antes modelos computacionais para os diferentes mercados (AJMONE-MARSAN, 2012).

- Geração Distribuída

Atualmente, a energia elétrica é gerada por usinas de grande porte e transportada por redes de transmissão e distribuição até chegar ao consumidor final. O controle das redes é realizado por uma central. Uma nova tendência é a geração distribuída, na qual fontes geradoras de pequeno e médio porte são conectadas diretamente ao sistema de distribuição, localizadas próximas do consumidor ou mesmo em suas residências (ex: miniturbinas eólicas, células fotovoltaicas) Desse conceito, surgem as microrredes. Essas unidades de geração distribuída operam conectadas ao sistema de uma concessionária, podendo tanto comprar como vender energia.

A geração distribuída (GD) de energia se constitui de um gerador local conectado à rede de distribuição. Normalmente esses geradores são de pequena potência (5 A 10 MW) e utilizam fontes de energia não convencionais ou renováveis como microturbinas, microhídricas ou combinação de calor, força e refrigeração.

Esses geradores não são planejados centralmente pela unidade geradora de energia, mas sim adquiridos pelos produtores de energia local e não são controlados centralmente. A disponibilidade dessas unidades modulares de pequena capacidade, geograficamente espalhados e próximos às fontes de energia permite que ocorra redução da necessidade de construir grandes centros geradores de energia afastados da carga e das longas linhas de transmissão. Isso implica na redução de perdas e menor impacto ambiental, bem como na maior facilidade de acesso à eletricidade e redução de custos dos projetos (NIGRIS & COVIELLO, 2012).

Com a descentralização da rede elétrica, o gerenciamento desses geradores será realizado pelas VPP, ou seja, usinas de energia virtual (BONGIOLO & MIRANDA, 2013).

O GD representa uma solução atrativa no mercado da América Latina, pois permite a disseminação da produção energética utilizando fontes locais e também diminui a necessidade de construir nova infraestrutura, geralmente onerosas, em áreas remotas (NIGRIS & COVIELLO, 2012).

- Dispositivos de armazenamento e recarregamento elétrico

O armazenamento de energia tem sido visto como uma ferramenta estratégica no manejo das várias fontes de energia renováveis. Existe um consenso que a principal ação na evolução inicial das REI dependerá do custo-efetivo do armazenamento de energia. Para o armazenamento de energia, é necessário que a mesma se transforme em outra forma de energia e que depois seja capaz de retornar ao estado inicial. O armazenamento poderá ser realizado utilizando formas mecânicas, químicas ou térmicas. Quando o gerador de distribuição está integrado à fonte de energia e ao dispositivo de armazenamento, recebe o nome de microrredes. Portanto, as microrredes compreendem um sistema de distribuição de baixa tensão com fontes de energia distribuídas, conectadas a uma rede de força principal de forma coordenada e controlada. Várias tecnologias têm sido desenvolvidas para suprir essa necessidade (NIGRIS & COVIELLO, 2012).

Atualmente sistemas de armazenamento bombeados por hidrelétricas têm sido os mais avaliados e utilizados. Nesse método são utilizados dois reservatórios

de água com diferentes alturas. No modo carregamento, a água é bombeada do reservatório mais baixo para o mais alto e no modo descarregamento a água flui do reservatório mais alto para o mais baixo movimentando as turbinas e produzindo energia. Esse método é dependente de condições naturais fazendo uso de lagos e rios. É uma tecnologia consagrada, empregada ao redor do mundo e com grande sucesso. Recentemente, alguns métodos inovadores têm utilizado o mar como reservatório mais baixo (Japão) (FERREIRA, 2013).

Outra forma de armazenamento de energia é através de compressão do ar. Os dispositivos de compressão de ar comprimem o ar no reservatório (geralmente em cavernas ou artificiais) no modo carregamento. Quando o ciclo é invertido, a eletricidade é produzida pelas turbinas. Tem eficiência limitada devido ao calor produzido para a atmosfera durante a compressão. Esse efeito é compensado utilizando-se gás natural ou outro combustível na fase descarregamento. Poucos locais no mundo se utilizam desse método, como exemplo há uma usina em Huntorf, na Alemanha (FERREIRA, 2013).

Purvins et al (2012) avaliaram um sistema para suprir a demanda doméstica com o emprego de sistemas de armazenamento que tem como princípio o uso de baterias. Tal sistema tem sido considerado a forma mais promissora de armazenamento de energia em nível doméstico. Os principais benefícios técnicos desse sistema são que diminuem o pico de demanda e aumentam os vales da demanda, além de aumentar a capacidade dos corredores do sistema de distribuição e aumentar a segurança do suprimento energético, já que as baterias podem atuar como um suprimento adicional e independente de energia.

Os dois primeiros benefícios levam à simplificação no gerenciamento dos corredores de eletricidade o que provoca menos estresse no sistema. Além disso, baterias são tecnologias já conhecidas pela população. Esse sistema já vem sendo utilizados na Europa, Japão e Estados Unidos da América. O sistema consiste na utilização de baterias propriamente ditas associadas a conversores bidirecionais de energia elétrica. Quando a bateria opera no modo de armazenamento de energia, o conversor de energia converte a tensão CA na forma CC e quando a bateria opera no modo geração de energia, a saída da bateria CC é convertida novamente para CA.

A quantidade de energia estocada depende da capacidade das baterias. Outro parâmetro importante a se considerar é a potência energética, o que representa quão rápido a energia pode ser estocada ou gerada no sistema. Os autores observaram que sistemas com baixa potência de energia e baixa capacidade das baterias podem produzir efeitos semelhantes para diferentes perfis de consumo e suavizar suficientemente a demanda com o auxílio de procedimentos simples. Citam como exemplo que com 1kW na demanda de pico, ocorre 30-45% de diminuição na variabilidade da demanda diária com um sistema de baterias com uma bateria de 0,1-0,6 kW de potência.

Baterias químicas utilizam Chumbo-ácido, Níquel-Cádmio, Níquel-metal híbrido, íon Lítio, NaS e Sódio-Níquel-Cloreto (PEREIRA, 2011).

Portanto, se vê premente para os próximos anos, a criação de sistemas de armazenamento de energia. As tecnologias de armazenamento de energia podem trazer maior flexibilidade aos sistemas energéticos, pré-requisito para que ocorra maior difusão no emprego de fontes de energia renováveis. A implantação de instalações centralizadas ou semicentralizadas é um desafio atual e futuro (PURVINS, 2012).

- Tecnologias de informação e comunicação

O aperfeiçoamento das tecnologias de informação e de comunicação são vitais para o desenvolvimento dos sistemas de distribuição nas REIs. Essa evolução implica na necessidade de coletar e elaborar informações obtidas nos medidores eletrônicos inteligentes e sensores de distribuição e controlar a automação, proteção e controle dos sistemas. Em vários setores observa-se uma clara tendência convergindo em direção ao uso de uma rede de comunicação com diferentes meios de transmissão de informações, como por exemplo, a *Power Line Communication* (PLC), Wireless e rede celular, capazes de integrar diversas aplicações em um protocolo único de internet. Os parâmetros mais importantes a serem avaliados na rede de comunicação são a capacidade de transporte de informações (expresso em bits/seg.), o intervalo de tempo para a transmissão da informação da fonte para o alvo e a confiabilidade da conexão. (Nigris & Coviello, 2012).

Um modelo de negócios promissor nesse sentido são as plataformas “multiusuários”, definida como a oferta de produtos e serviços para dois ou mais grupos de usuários que necessitam um ao outro de alguma forma e que permanecem na plataforma para intermediar transações entre eles. Esse modelo de negócios é à base de muitos empreendimentos de sucesso na indústria da tecnologia e informação, como Youtube, Windows, etc. (GIORDANO & FULLI, 2012).

A seleção das tecnologias de comunicação a serem utilizadas na rede de distribuição depende da presença de sistemas já em uso localmente e das características intrínsecas da região, como regiões urbanas ou rurais, regiões com maior ou menor densidade demográfica. As redes podem ser de uso privado, conectando redes privadas entre si; rede local metropolitana, conectando vários locais da cidade; ou conexões de longas distâncias, conectando-se a centros de distribuição regionais ou nacionais (NIGRIS & COVIELLO, 2012).

As tendências apontam para um sistema composto por uma associação de tecnologias, sendo a PLC a forma de comunicação mais apta para transmitir dados para as redes elétricas inteligentes, pois utiliza a infraestrutura das redes elétricas tradicionais. (BONGIOLO & MIRANDA, 2013).

O perfil de consumo do consumidor final também deve ser pré-definido, e isso varia de país para país, de acordo com vários parâmetros, principalmente condições socioeconômicas e ambientais. Também se consideram as variabilidades entre as estações do ano, bem como nos diferentes dias e horários da semana (Purvins, 2012) Dessa forma, os consumidores poderão ser segmentados de acordo com seus hábitos de consumo e receber o suprimento de energia que encaixe com suas necessidades, preferências e condições econômicas, passando de uma posição passiva no sistema de distribuição e consumo de energia atual, para uma posição ativa (GIORDANO & FULLI, 2012).

Para os consumidores, as plataformas de REI oferecem excelentes oportunidades, mas também riscos e desvantagens. Os consumidores tem a possibilidade de influenciar o sistema elétrico via seleção ativa dos provedores e opções de força (ex: eletricidade verde e energia de qualidade Premium), via administração do consumo (ex: resposta de demanda) e via autogeração. Entretanto, deve existir uma regulação que monitore a estrutura do mercado e evite

a diferenciação a ponto de provocar o aumento no poder de mercado dos “vendedores” de energia. (GIORDANO & FULLI,2012).

A tecnologia de informação/comunicação das redes, os modelos de negócios e sua regulamentação são requisitos básicos na visão da REI. O desafio atual é mobilizar esforços e investimentos no campo de políticas energéticas para obtenção dos recursos necessários para seu desenvolvimento (GIORDANO & FULLI, 2012).

Moslehi & Kumar (2010) propuseram um modelo de infraestrutura adequada para o desenvolvimento de redes inteligentes considerando todas as preocupações operacionais como: intensificação do desempenho, limite dos equipamentos, limites operacionais, proteção do sistema e recuperação rápida. A arquitetura resultante considera a distribuição e coordenação de tarefas funcionais em três dimensões: organizacional (representando as responsabilidades operacionais), geográfica e funcional (previsão, controle voltagem, etc.). Agentes autônomos inteligentes foram desenvolvidos através de uma infraestrutura computacional capaz de oferecer os serviços necessários para o alcance dos objetivos funcionais em áreas como: aquisição de dados e manejo do modelo, monitoração do sistema, intensificação do desempenho e controle.

É importante observar que o uso das redes elétricas inteligentes pressupõe que não ocorram picos de consumo, uma vez que a descontinuidade entre suprimento e demanda pode resultar em blackouts maiores. O emprego de “dispositivos de carregamento” de uso pessoal são necessários. Com o desenvolvimento de tecnologias que utilizam fontes de energia renováveis, o armazenamento das mesmas age como um “tampão” para compensar a intermitência de algumas fontes naturais como vento e sol. Em locais com grande variabilidade na geração de energia renovável durante os horários de “vale” a energia pode ser perdida se não for estocada (AJMONE_MARSAN, 2012).

- Confiabilidade das redes

Para que as redes elétricas inteligentes passem a fazer parte do dia a dia, várias medidas de segurança e privacidade com relação aos dados obtidos pela rede devem ser atualizadas e criadas. A confiabilidade da rede será melhorada devido à inclusão de sensores e o sistema de monitoramento, os quais possibilitarão uma autorecuperação do sistema. Essa é a capacidade do sistema de detectar,

analisar, responder e restaurar falhas automaticamente na rede, prevenindo ou limitando a dispersão dos distúrbios e diminuindo o tempo de restauração da rede (GALVIN; YEAGER, 2009 *apud* FALCÃO, 2009). Martínez-Anido et al (2012) observaram que quanto maior o número de redes interconectadas, maior as chances de falhas, entretanto, seu impacto em termos de indicadores de confiabilidade (falta de distribuição de energia, perda total de poder e tempo para restauração) são significativamente menores.

2.3.2 REI no mundo

Os dois mercados mundiais com maior consumo de energia são a União Europeia e os Estados Unidos. Atualmente, parte de suas redes de transmissão e distribuição é automatizada. A política energética europeia atual está sustentada em três pilares: sustentabilidade, competitividade no mercado interno de energia e segurança no suprimento. As redes inteligentes na União Europeia representam a maior e mais complexa rede física desenvolvida pelo ser humano. O *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSOE) é responsável por coordenar a transmissão de energia elétrica de forma segura e confiável. Desde 2009 a União Europeia realiza reuniões com o objetivo de discutir as tecnologias e normas técnicas relacionadas às redes elétricas inteligentes e o primeiro conjunto de padrões foi apresentado em 2012. Entretanto, grande parte do esforço ainda tem sido direcionada para o estabelecimento de conceitos, arquitetura de projetos e criação de normas de referência. Mais de 5 bilhões de euros foram investidos para a modernização do sistema. (BONGIOLO & MIRANDA, 2013).

Atualmente é possível observar algumas experiências bem sucedidas de geração distribuída de energia, com a venda do excedente da energia gerada, particularmente na Espanha e Alemanha. A Itália se destaca na área de medição eletrônica.

A política energética dos EUA tem se empenhado em modernizar a infraestrutura elétrica para o bem estar econômico e segurança da nação. O governo e o setor privado têm investido aproximadamente US\$ 9,56 bilhões para alcançar esse objetivo (*Smart Grid Investment Grant* e *Smart Grid Demonstration programs*) Essa escala de investimentos contribui para a geração de empregos e benefícios

econômicos para a nação (Usenergy, 2015). A quadro 5 mostra os esforços dos países para a implantação do Smart Grid (IEA, 2015).

Quadro 5 - Implantação do Smart Grid x País

País	Atividade
China	Em 2010 a <i>State Grid Corporation of China</i> delineou um programa piloto visando à implantação de redes inteligentes até 2030. São previstos investimentos de pelo menos US\$ 96 bilhões até 2020, visando à eficiência energética e à geração de eletricidade a partir de fontes renováveis.
Japão	A <i>Federation of Electric Power Companies of Japan</i> está desenvolvendo redes inteligentes com foco em energia solar, com investimentos governamentais, até 2020, superiores a US\$ 100 milhões.
Estados Unidos	Desde 2009 foram destinados US\$ 4,5 bilhões à modernização das redes elétricas por meio do <i>American Recovery Reinvestment Act</i> , visando, dentre outras, a rápida integração à rede existente de tecnologias comprovadas.
Reino Unido	O órgão regulador <i>Office of Gas and Electricity Markets</i> tem uma iniciativa, chamada Zona de Energia, voltada ao desenvolvimento e execução de soluções inovadoras para conectar as redes geradoras distribuídos, cujos recursos, de até £500 milhões, proveem de um fundo para baixa emissão de carbono.
Itália	O órgão regulador <i>Office of Gas and Electricity Markets</i> tem uma iniciativa, chamada Zona de Energia, voltada ao desenvolvimento e execução de soluções inovadoras para conectar as redes geradoras distribuídos, cujos recursos, de até £500 milhões, proveem de um fundo para baixa emissão de carbono.
Coréia do Sul	O governo coreano lançou um programa piloto de USD 65 milhões em Jeju Island em parceria com a indústria. O piloto consiste em um sistema de rede inteligente totalmente integrado para 6 000 famílias, parques eólicos e quatro linhas de distribuição. Coréia anunciou planos para programar redes inteligentes em todo o país até 2030.
Espanha	Em 2008, o governo solicitou as empresas de distribuição para substituir medidores existentes com novo contadores inteligentes; isso deve ser feito sem nenhum custo adicional para o cliente. O utilitário Endesa pretende implantar gerenciamento automatizado de mais de 13 milhões de clientes na rede de baixa tensão entre 2010 a 2015, com base

	nos esforços passados pelo utilitário italiano ENEL. O protocolo de comunicação utilizado será aberto.
Austrália	O governo australiano anunciou a "Smart Grid, Smart City" iniciativa AUD\$ 100 milhões em 2009, para entregar um projeto em escala comercial de demonstração de smart grid. Esforços adicionais na área de implantações de energia renováveis estão resultando em um estudo mais aprofundado sobre as redes inteligentes.
França	O operador de distribuição de eletricidade ERDF está implantando 300.000 medidores inteligentes em um projeto piloto com base em um protocolo de comunicação avançado chamado Linky. Se o piloto for considerado um sucesso, ERDF irá substituir todos os seus 35 milhões de medidores Linky por medidores inteligentes entre 2012 e 2016.
Alemanha	O programa de financiamento E-Energy têm vários projetos com foco em TIC para o sistema de energia.

Fonte: Technology Roadmap Smart Grids - IEA - 2011

2.3.3 REI no Brasil

Em julho de 2010, foi realizada pela ANEEL uma chamada pública de nº 011/2010 referente ao “PROJETO ESTRATÉGICO DE P&D - PROGRAMA BRASILEIRO DE REDES INTELIGENTES”, tendo como proponente a CEMIG Distribuição e apoiado por 36 concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica do Brasil. Este projeto destaca-se por ter sido o primeiro desenvolvido no curto prazo (12 meses), no âmbito da ANEEL, tendo cumprido todo escopo inicial e cronograma dentro do prazo (RIB, 2015).

Enquanto na maioria dos países do mundo os maiores esforços no desenvolvimento das REI's sejam direcionados para a redução de emissão de CO₂, no Brasil, seu desenvolvimento tem se focado mais na criação de redes mais eficientes e confiáveis, com menores perdas de energia e menores cargas de pico. Isso ocorre, pois 86% da energia nacional já provem de fontes renováveis (hidrelétricas) de energia (BONGIOLO & MIRANDA, 2013). A figura 29 mostra os principais projetos pilotos de REI no Brasil.

Figura 29 - Principais Projetos Pilotos ou Experimentais



Fonte: Falcão (2014).

De acordo com o jornal O Globo, em novembro de 2012, "... [O projeto da Ampla em Búzios foi considerado pela gigante de auditoria KPMG um dos dez mais inovadores do mundo em infraestrutura sustentável. O estudo, publicado em julho, avaliou cem iniciativas em todo o mundo]...".

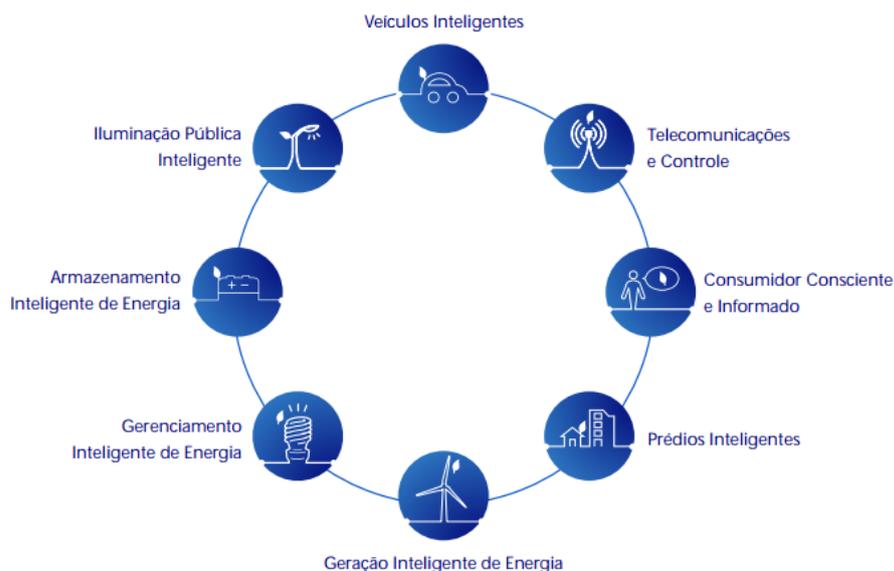
O projeto da "cidade inteligente", esta localizado na cidade de Búzios no Rio de Janeiro e teve duração prevista para 3 anos, inicializando em novembro de 2011 e terminando em novembro de 2014, com um orçamento de aproximadamente R\$ 38 milhões, sendo que R\$ 18 milhões foram disponibilizados no âmbito federal através da ANEEL, através de recursos para P&D e o restante pela Ampla e patrocinadores além de parcerias com a prefeitura de Búzios e o governo do estado do Rio de Janeiro.

Segundo a Ampla (2015), controlada pelo holding Endesa Brasil, a cidade inteligente Búzios, é um projeto de energia para a cidade do futuro: sustentável,

racional e eficiente. Diminuindo o impacto ambiental do consumo energético contribuindo para redução de emissões de CO₂, favorecendo o aumento das energias renováveis e dando ao consumidor informações sobre a eficiência de seu consumo, facilitando a mudança de hábitos, reduzindo as perdas de energia nas linhas de distribuição e transmissão para um melhor aproveitamento das mesmas.

A figura 30, descreve o escopo do projeto “cidade inteligente búzios”

Figura 30 - Cidade inteligente búzios



Fonte: Correia, 2013

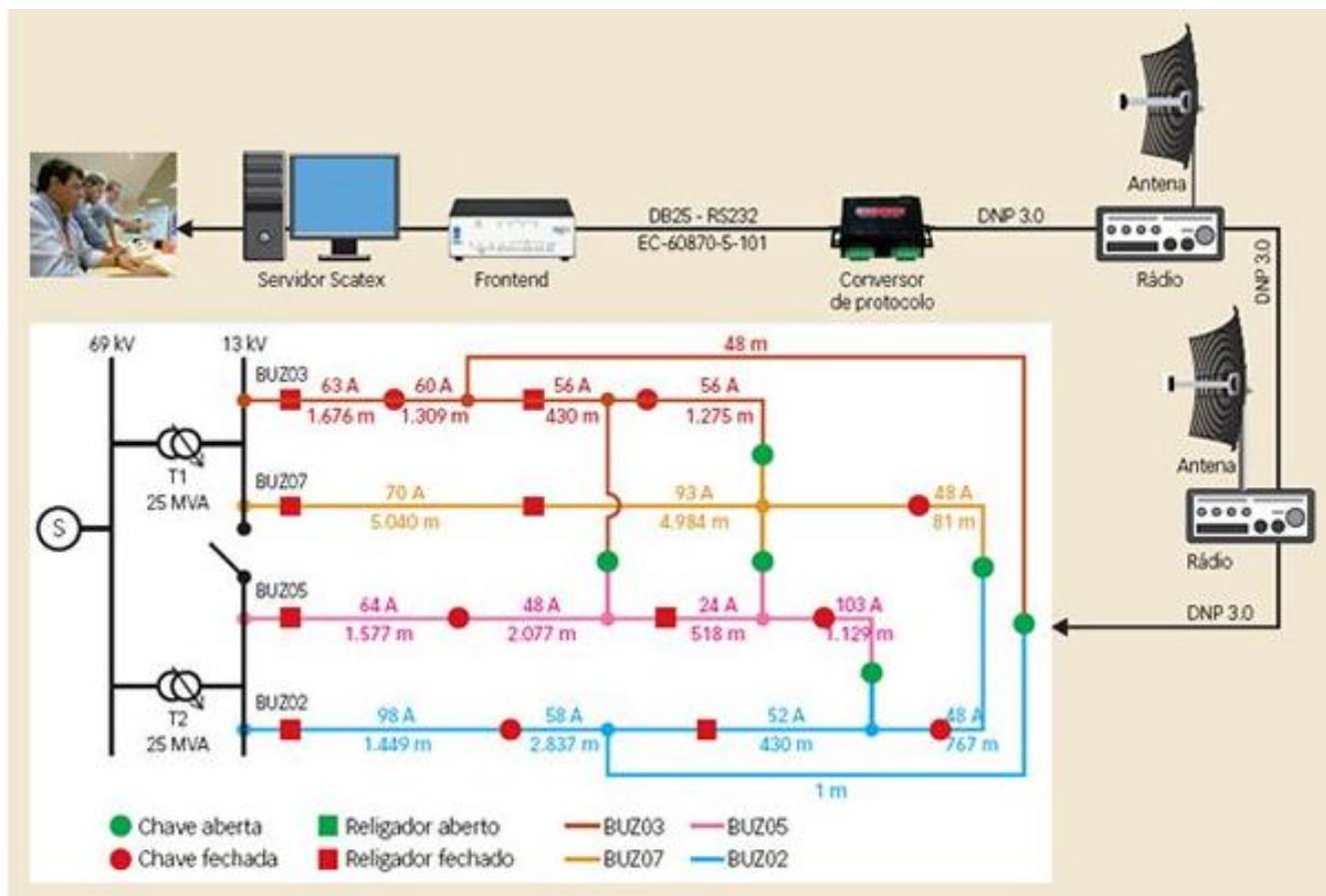
Segundo Moura (2015), no caso de blecaute, o consumidor tem de ligar para a distribuidora, informando a falta de energia para que esta envie profissionais ao local para identificar e providenciar o reparo do problema, o que pode demorar algumas horas ou dias. Já em Búzios, através da automação da rede, conforme descrito na figura 31 a energia retornará em segundos ou minutos.

Segundo a Ampla (2015), as funcionalidades da recomposição automática do sistema são baseadas na seguinte estrutura.

- “- **Sensores** - Equipamentos de detecção de falta de tensão, corrente e curto-circuito.
- **Religadores telecomandados** - Instalação de equipamentos com acionamento remoto.
- **Isolamento** - O sistema detecta a área com problema e isola o circuito.
- **Recomposição** - O sistema realiza automaticamente as manobras necessárias para a restauração do máximo de carga possível.

- **Inteligência remota** - Após os reparos, o sistema retorna para a sua configuração normal.” (Ampla 2015, pg 10)

Figura 31 - Automação de Rede



Fonte: Moura, 2015

Já Correia (2013) descreve um grande esforço para execução do projeto referente à geração distribuída, através dos geradores eólicos e painéis solares, pois estando a GD regulamentada no País, qualquer brasileiro pode comprar um painel solar ou um gerador eólico e injetar energia na rede, portanto é preciso que as redes estejam preparadas.

As figuras 32 e 33 mostram respectivamente o sistema baseado em painéis solares e em geradores eólicos instalados em Búzios

Figura 32 - Painel Solar / Búzios



Painéis Instalados

- 2 de 5 kWp cada no Centro de Monitoramento
- 1 de 5kWp no Clube de Tênis
- 1 de 5kWp no Restaurante Sawasdee

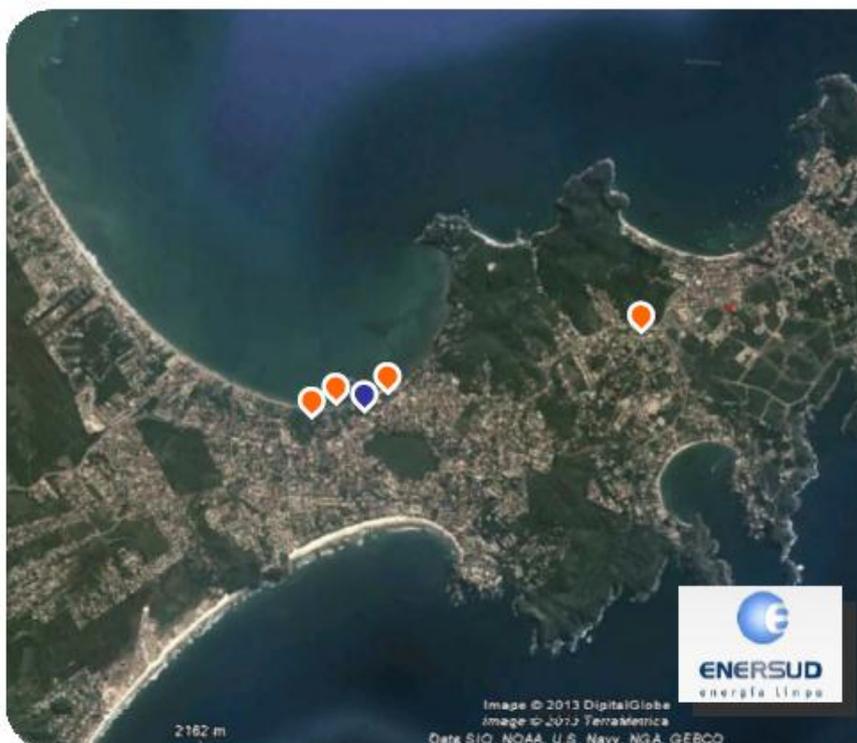


Painéis a instalar

- 3 de 5 kWp em escolas de Búzios
- 1 de 5kWp na APAE de Búzios

Fonte: Correia, 1013

Figura 33 - Painel Eólico / Búzios



Eixo Vertical

- 3 de 2 kW em Porto da Barra
- 1 de 2 kW no Centro de Monitoramento

Eixo Horizontal

- 1 de 1 KW em Porto da Barra



Fonte: Correia, 1013

De acordo com Moura (2012) estão previstas as seguintes instalações em Búzios:

- Geração por fontes renováveis (eólica e solar) integradas à rede de distribuição;
- Cerca de 30,6 kW em GD;
- Mobilidade elétrica (carros e bicicletas);
- Eletropostos (dois para carga rápida e quatro para carga lenta);
- Tarifas diferenciadas por faixa horária;
- Iluminação pública com luminárias de led (150 pontos);
- Edifícios inteligentes controlados remotamente;
- Redes automatizadas com sistema de autorecomposição e controle remoto;
- 21 pontos de automação de rede;
- Medição eletrônica inteligente (cerca de dez mil medidores).

3 IMPACTOS AMBIENTAIS DE UMA GERAÇÃO CENTRALIZADA

O Conselho Nacional do Meio Ambiente, através da Resolução 01/1986 (BRASIL,2015) define que impacto ambiental é toda mudança das características físicas, biológicas ou químicas do meio ambiente, gerada por qualquer ação humana, que cause danos a sociedade e ao meio ambiente, direta ou indiretamente.

A geração de energia através de usinas hidrelétricas atualmente é considerada uma das soluções de melhor aporte técnico e econômica se comparada às usinas térmicas baseadas em combustíveis fósseis e em face aos problemas e riscos ambientais se comparada com a energia nuclear (SOUSA, 2000).

Desta forma os projetos brasileiros para geração de energia elétrica, assumem especial importância porque “[..]a hidroeletricidade é a base do fornecimento de energia no Brasil[..]” (MÜLLER, 1995), estando estas hidrelétricas de grande porte baseadas a grandes distâncias dos centros de carga.

Assim sendo em razão do novo modelo brasileiro de energia baseado na hidroeletricidade como a mola motriz da base energética brasileira, torna o país numa dependência total, atual e futura do setor em relação ao aproveitamento hídrico existente no Brasil.

Em virtude desta necessidade de implantação de usinas hidrelétricas através de grandes obras, estas, produzem grandes impactos ambientais, que são verificados ao longo de vida útil da usina e mesmo após a sua desativação. A ocorrência destes impactos se dá durante a construção da usina e durante a sua operação, fazendo com que estes necessariamente sejam sustentáveis. “[..]Ainda que a geração hidrelétrica seja sustentável, algumas regiões atingidas para que ela fosse gerada tiveram, em lugar de desenvolvimento, retrocesso insustentável[..]” (MÜLLER, 1995).

A complexidade do projeto e a sua aplicação básica, as usinas hidrelétricas são estruturas operacionais geradas para um horizonte de tempo muito longo, vide Itaipu que tem uma vida útil esperada de 200 anos. A energia hidrelétrica é um dos sistemas que se enquadram nos conceitos de operação ou desenvolvimento sustentável.

De acordo com o Movimento dos Atingidos por Barragens (Movimento dos Atingidos por Barragens, 2015) existem hoje no Brasil 2.000 barragens, que provocaram um alagamento referente a uma área de 34 mil km² e desalojando mais de 300 mil famílias. Sendo que para cada cem famílias deslocadas, 70 não recebem nenhum tipo de indenização. E aponta para um futuro semelhante, pois atualmente, 50 grandes barragens se encontram em construção e, para os próximos anos, estão projetadas mais 70 grandes barragens, mas segundo a MAB a previsão é que serão mais de cem mil famílias desabrigadas.

Diversos autores discutem o impacto ambiental do represamento sobre os grandes rios das regiões tropicais e subtropicais, tendo como consequência grandes alterações na composição e redução da biodiversidade da ictiofauna nativa e muitas vezes, na redução das atividades de pesca (CASTRO & ARCIVA, 1987).

Para a formação de uma barragem faz-se necessário o represamento dos rios ocasionando a destruição da vegetação e a inundação das lagoas marginais quando existentes além da transformação do antigo ecossistema de águas correntes para um novo ecossistema composto por águas paradas ou semi-paradas, ocasionando assim grandes alterações químicas, físicas e ambientais. Além disso, pelos seus portes e características, as barragens causam prejuízos sociais e econômicos para as populações ribeirinhas, pois estas ao terem suas terras inundadas, acabam criando ondas migratórias do campo para as cidades (BARBOSA, 2004).

Quando da formação de reservatórios artificiais aparece uma grande quantidade de detritos neste sistema em consequência da cobertura vegetal existente. Com o afogamento desta biomassa vegetal altera a qualidade da água desses sistemas, uma vez que se alteram os balanços globais do oxigênio, reduz-se o pH e aumenta-se a coloração e a condutividade elétrica da coluna d'água (CUNHA SANTINO & BIANCHINI JR., 2002). O quadro 6 descreve os efeitos positivos e negativos da construção de grandes barragens.

Quadro 6 - Efeitos positivos e negativos da construção de grandes barragens

EFEITOS POSITIVOS	EFEITOS NEGATIVOS
Produção de hidroeletricidade. Retenção de água. Criação de sistema de baixa energia para purificação de água. Recreação. Turismo. Aumento da reserva de água. Navegação e transporte. Aumento do potencial de irrigação. Reserva de água para abastecimento. Aumento da produção da biomassa e agricultura. Regulação de enchentes.	Deslocamento da população. Emigração de pessoas para o local da construção. Problemas da saúde pública. Perda de espécies nativas de peixes. Perdas de áreas alagadas. Perda da biodiversidade dos rios. Barreira para migração de peixes. Efeitos na composição química da água (a montante e jusante). Decréscimo em fluxo de água. Aumento de SO ₃ e CO ₂ no fundo de reservatórios estratificados. Perdas de valores estéticos. Perda de valores culturais e de referências culturais. Perda de terra para agricultura. Degradação da qualidade da água. Perdas de monumentos e valores históricos.

Fonte: TUNDISI (1999) apud BARBOSA (2004).

GOLDEMBERG (2003) descreve que a construção de hidrelétricas, em muitos casos, ocasiona uma realocação das populações que é um problema social de grande magnitude. Segundo Bortoleto (2001), os primeiros impactos das hidrelétricas ocorrem logo na construção do canteiro de obras, que modificam a economia local, pois com o aumento no uso de materiais e energia, estes sofrem inflação, o que prejudica financeiramente os moradores locais. ERICKSON (1994, apud BARBOSA 2004) faz uma abordagem geral dos aspectos econômicos e sociais que devem ser considerados na construção de aproveitamentos hidrelétricos, demonstrado no quadro 7.

Quadro 7 - Elementos a serem considerados na construção de uma usina hidrelétrica.

1. A contribuição para o sistema balanceado para a geração e abastecimento de eletricidade para atender presentes e futuras demandas.
2. Alternativas da proposta através de locais alternativos, maneiras alternativas de gerar eletricidade ou modificar a demanda pela eletricidade.
3. Energia hidrelétrica como uma forma de desenvolvimento sustentável usando uma fonte natural de energia.
4. A energia hidrelétrica é uma alternativa melhor quando comparada com as termelétricas que usam carvão ou óleo e emitem os gases estufa e outros efluentes

para o ar e água.

5. A consistência da proposta com instrumentos de planejamento nacional, regional e local; a conexão com parques nacionais, áreas selvagens ou reservas naturais.
6. O problema de reassentamento se as pessoas forem deslocadas, consequências como problemas sociais e econômicos são devidas ao deslocamento das pessoas.
7. As implicações ambientais através da exploração de pedreiras, construção de estradas, infiltração e deslizamento do terreno.
8. Alojamento para a mão de obra da construção.
9. Os possíveis efeitos geológicos do reservatório através do aumento do deslizamento do terreno, infiltração ou atividades sísmicas.
10. Problemas de gerenciamento da água tais como a quantidade e o tempo de liberação.
11. A liberação da água parada ou da água mais fria da camada mais baixa do reservatório.
12. A utilização da água do lago para finalidades que não sejam de produção de energia como, por exemplo, recreação e irrigação.
13. Mudanças nas características da água.
14. Os efeitos sobre os habitats.
15. Os efeitos sobre a desova dos peixes.
16. As implicações para a diminuição do alagamento.
17. Os problemas da sedimentação.
18. As implicações das perdas dos sedimentos à jusante.
19. Os efeitos gerais da saúde das comunidades imediatamente afetadas ou das que estão à jusante ou distritos residenciais nas proximidades.
20. As implicações de procriação de vetores.
21. O potencial dano ou a destruição de sítios arqueológico ou histórico.
22. As implicações de locais culturais e sagrados.
23. A decomposição da vegetação devido à inundação e a remoção de obstáculos.
24. A redução da biodiversidade e a destruição da vida selvagem.
25. As implicações da indústria local.
26. As implicações para as minorias étnicas.
27. Gerenciamento ambiental do reservatório.
28. Instalações para monitoramento.
29. Os riscos e perigos de uma estrutura grande.
30. As implicações para o treinamento.
31. As implicações para a tecnologia no contexto nacional.
32. As implicações para investimentos estrangeiros.
33. As implicações para o comércio e o balanço de pagamentos.
34. As implicações políticas do projeto.
35. O envolvimento do público contínuo.
36. A contribuição do proponente para o desenvolvimento da infraestrutura local e social.
37. As implicações no que diz respeito à estética, conforto e ecologia no local ou em

outros locais da paisagem.

38. Linhas de transmissão de eletricidade, facilidades e estradas de acesso; possíveis rotas.

39. Alojamento para mão de obra permanente.

40. Instalações fornecidas aos turistas; estacionamento.

41. Serviços e respostas de emergência.

42. Limpeza dos entulhos da construção e recomposição da vegetação; reabilitação do local.

43. Relatório anual para as agências de meio ambiente, planejamento e energia.

44. Perspectivas de desenvolvimento na mesma região que podem sugerir impactos cumulativos.

Fonte: ERICKSON (1994) apud BARBOSA (2004).

A partir desta constatação, tem-se que o planejamento do setor energético brasileiro já na sua base tem necessidade de encontrar a dimensão ambiental, como propõe finalmente o novo modelo e também integrá-la a dimensão territorial e a social.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Para a o desenvolvimento da análise socioeconômica do sistema de GD, baseado em energia eólica e fotovoltaica, segundo a ótica do consumidor, serão utilizados os conceitos discutidos na seção 2.2.5 do capítulo 2, através de conceitos de matemática financeira, tais como VPL, TIR e Payback.

4.1 Materiais

O projeto é analisado sob as vistas do consumidor de energia elétrica, neste caso o responsável pela implantação do projeto, ou seja, o morador da residência onde o sistema de microgeração estará instalado e funcionando.

Para a realização desta análise será feito um fluxo de caixa conforme descrito no quadro 8, abrangendo um período de 25 anos, período este referente à vida útil do equipamento, conforme descrito pelos fabricantes.

Quadro 8 - Fluxo de caixa do projeto

Ano	0	1	2	3	4	5	..	25
		+ Receita		+ Receita				
Investi mento		- Imposto		- Imposto				
		- Desp.		- Desp.				
		- COMP		- COMP				

Fonte: O Autor

Em apoio à análise foi utilizado o software RETScreen² (RETSCREEN, 2015), ferramenta esta baseada no aplicativo Microsoft Excel®, para a tomada de decisão no setor de energia limpa. O desenvolvimento deste software é de responsabilidade do governo do Canadá através da Natural Resources Canada e sua distribuição é feita sem custos e disponibilizada em 35 idiomas.

RETScreen é um sistema **Software de gerenciamento de energia limpa** destinado a analisar a viabilidade de projetos de eficácia energética, energias renováveis e de cogeração, assim como analisar o desempenho energético de forma contínua. (RETSCREEN,2015).

2 - <http://www.retscreen.net/pt/home.php>

A figura 34 e a figura 35 mostram a tela principal do RETScreen e a tela com o resultado da pesquisa sobre o local em estudo.

Figura 34 - Tela Inicial RETScreen

Fonte: RETSCREEN, 2015

Figura 35 - Dados da pesquisa

	Temperatura do Ar	Humidade relativa	Radiação solar diária - horizontal	Pressão Atmosférica	Velocidade do Vento	Temperatura do Solo	Graus-dia para aquecimento	Refrigeração graus-dias
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Jan	27,3	78,0%	5,33	101,2	3,7	27,8	0	536
Fev	26,7	79,0%	5,14	101,2	3,1	27,9	0	468
Mar	26,3	84,0%	4,67	101,2	2,6	27,9	0	505
Abr	26,5	85,0%	4,53	101,2	2,9	27,9	0	495
Mai	26,3	82,0%	5,03	101,3	3,7	27,7	0	505
Jun	25,9	80,0%	5,00	101,4	5,1	27,3	0	477
Jul	25,7	80,0%	5,69	101,5	5,6	27,3	0	487
Ago	26,1	75,0%	6,19	101,5	6,3	28,1	0	499
Set	26,6	74,0%	6,25	101,4	6,7	28,4	0	498
Out	27,0	73,0%	6,47	101,3	6,3	28,8	0	527
Nov	27,2	74,0%	6,36	101,2	5,8	28,7	0	516
Dez	27,3	76,0%	6,06	101,2	4,6	28,3	0	536
Anual	26,6	78,3%	5,56	101,3	4,7	28,0	0	6.050
Fonte	Solo	Solo	Solo	Solo	NASA	NASA	Solo	Solo

Medido a: m, 10, 0

Fonte: RETSCREEN, 2015

4.2 Métodos

O método utilizado neste trabalho é o quantitativo, visto que este se caracteriza pela análise de diversas variáveis que determinam a viabilidade econômica ou não da microgeração de energia elétrica por um produtor-consumidor no meio urbano.

O estudo em questão é baseado em um sistema de microgeração localizado em uma residência em seis cidades do Brasil (Sorocaba, Brasília, Rio Branco, Porto Alegre, Manaus e Fortaleza), cidades de médio à grande porte, com exceção de Sorocaba as demais são capitais de seus estados e atendendo a todas às regiões do país.

Esta análise está baseada no limite da carga proposta pela REN 482/2012 da ANEEL que deverá ser suprida por um sistema baseado em microgerador solar e eólico e o custo de disponibilização da rede. Além da legislação da ANEEL, observou-se a legislação local de cada cidade para que se oriente a execução da interligação do projeto de microgeração urbana junto à rede da concessionária de energia elétrica responsável pela cidade.

Etapa 1: Coleta de dados

Os dados necessários para a elaboração são coletados em diversas fontes, como estações meteorológicas das cidades escolhidas para análise, dados disponibilizados pelas companhias de distribuição de energia, etc. que serão especificados, cada um, no desenvolvimento deste trabalho. Os dados coletados para o trabalho de modelagem do sistema são:

- ❖ Fonte eólica:
 - ✓ Dados da velocidade dos ventos no local de aplicação;
 - ✓ Parâmetros da distribuição das velocidades do vento
 - ✓ Dados sobre a altitude do local e altura do aerogerador.
- ❖ Fonte Solar
 - ✓ Dados da radiação solar incidente no local da aplicação;
- ❖ Carga instalada;
 - ✓ Consumo mensal total no local de aplicação;

- ✓ Perfil do consumo horário na região de aplicação.
- ❖ Dados sobre os equipamentos a serem utilizados:
 - ✓ Suas características funcionais e de desempenho
- ❖ Pesquisa de Mercado:
 - ✓ Dados de custos de aquisição/implantação/manutenção dos equipamentos e serviços envolvidos na concepção do sistema,
- ❖ Tarifas:
 - ✓ Dados sobre as tarifas e taxas a que o estudo de caso esteja submetido;
- ❖ Dados econômicos:
 - ✓ Taxa de retorno (taxa SELIC - inflação).

Fase 2: Modelagem do sistema

De posse de todos os dados de entrada passa-se para a definição dos modelos a serem simulados e definiu-se as seguintes estruturas:

- ✓ Geração somente por painéis solares e conexão à rede.
- ✓ Geração somente por aerogeradores e conexão à rede.
- ✓ Geração por aerogeradores e painéis solares, conectados à rede.

Fase 3: Simulação

Nesta fase são realizadas as simulações de operação baseadas nas diferentes topologias de sistema descritas anteriormente. Foi utilizado o sistema de tarifa convencional no qual o preço do kWh é constante durante o dia todo. Alguns dados de entrada são mantidos em todas as simulações, são eles:

- ✓ Obtenção de créditos de energia através do sistema de compensação de energia;
- ✓ Período total de simulação;
- ✓ Taxa de retorno;
- ✓ O perfil de carga;
- ✓ As características de desempenho dos inversores serão as mesmas, independente da tecnologia de geração aplicada;

- ✓ As temperaturas médias mensais serão mantidas.

Os resultados de todas as simulações são ordenados, dentro de cada topologia, com o menor Custo Presente Líquido, que demonstra qual o custo total do sistema em todo seu período de vida útil. Para tanto se considera o prazo de 25 anos, sem substituição do equipamento de geração durante o período, haja vista que este é o tempo médio de vida destes equipamentos definidos pelos fabricantes.

De maneira a expandir a análise dos resultados passa-se à fase de análise de viabilidade dos sistemas simulados.

Fase 4: Análise dos Dados

Com os resultados obtidos das simulações, analisa-se se os sistemas simulados são viáveis ou não economicamente. Considera-se viável economicamente o cenário em que o sistema de geração tem Valor Presente Líquido (VPL) igual ou menor que o VPL conexão somente na rede da concessionária. De forma a aprofundar o estudo, buscam-se os cenários em que o sistema seria viável no local de aplicação. Para tanto, fixa-se o valor da disponibilidade da fonte de energia, característica essa inerente ao local de aplicação e varia-se o valor de aquisição e instalação do sistema, aplicando-se a este um fator multiplicador e varia-se também o valor da tarifa aplicada. A variação conjunta desses fatores gera um gráfico de área onde é possível visualizar em quais condições o sistema é viável.

5 QUANTIFICAÇÃO DOS DADOS

Para dar início a esta fase do trabalho, faz-se necessário identificar todas as informações desejadas para montar os sistemas a serem simulados. Esta tarefa é realizada através de coleta e tratamento de dados, conforme descritos a seguir.

5.1 Coleta e Tratamento de Dados de Entrada

5.1.1 Base de Dados

Para a simulação dos sistemas baseados em fonte eólica e/ou solares, é necessário ter informações relativas à velocidade do vento e irradiação solar que são obtidas a partir de estações meteorológicas espalhadas ao redor do mundo. Estas estações estão acessíveis para consulta pública, através de órgãos governamentais ou órgãos de controle climático mundiais. Neste trabalho foram levantados dados no NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration), no INMET - Instituto Nacional de Meteorologia e os dados fornecidos pelo aplicativo RETScreen.

A tabela 3 mostra as localizações das estações meteorológicas onde foram coletadas as informações de vento e irradiação.

Tabela 3 - Localização das estações meteorológicas das cidades pesquisadas.

Cidade	Estação Meteorológica Código Brasil	Estação Meteorológica Código Intern.	Latitude (S)	Longitude (W)
Rio Branco - AC	A104	81965	09°59'30"	67°48'36"
Manaus - AM	A101	81730	03°06'00"	60°01'00"
Sorocaba - SP	A713	86907	23°30'07"	47°27'23"
Fortaleza - CE	A305	81758	3°43'06"	38°32'34"
Porto Alegre - RS	A801	86988	30°01'58"	51°13'48"
Brasília - DF	A045	86716	15°47'38"	47°52'58"

Fonte: INMET (2015) Dados Trabalhados pelo Autor

A figura 36 exhibe as estações meteorológicas das cidades pesquisadas.

Figura 36 - Estações Metereológicas

Sorocaba/SP



Manaus/AM



Rio Branco/AC



Brasília/DF



Fortaleza/CE



Porto Alegre/RS



Fonte: INMET (2015) Dados Trabalhados pelo Autor

5.1.2 Fonte eólica

Para o estudo de fonte eólica é necessário compilar os dados da velocidade do vento a uma altura de 10m nas cidades estudadas, assim foram coletadas informações referentes ao ano de 2014, que posteriormente trabalhadas na forma de média mensal e depois por fim, anual, demonstradas na tabela 4.

Tabela 4 - Velocidade média mensal dos ventos

Cidade Mês	Velocidade do Vento em m/s a 10m de altura					
	Sorocaba	Rio Branco	Manaus	Brasília	Fortaleza	Porto Alegre
Janeiro	2,5	1,5	1,7	3,3	3,7	1,3
Fevereiro	2,4	1,4	1,7	3,8	3,1	1,1
Março	2,5	1,4	1,8	3,3	2,6	1,0
Abril	2,2	1,3	1,6	3,3	2,9	0,8
Maiο	2,2	1,3	1,5	3,3	3,7	0,9
Junho	2,1	1,2	1,6	3,3	5,1	0,6
Julho	2,1	1,3	1,6	3,3	5,6	0,8
Agosto	2,4	1,4	1,7	3,3	6,3	1,1
Setembro	2,7	1,6	1,9	3,3	6,7	1,3
Outubro	2,9	1,5	1,8	3,3	6,3	1,5
Novembro	3	1,5	1,8	3,3	5,8	1,4
Dezembro	2,9	1,5	1,6	3,3	4,6	1,4
Média Anual	2,5	1,4	1,7	3,3	4,7	1,1

Fonte: NOAA (2015), RETScreen (2015) Dados Trabalhados pelo Autor.

5.1.3 Fonte Solar

Como fonte de dados para a análise referente à irradiação solar, ocorrida nas cidades em análise, no ano de 2014, foi consultado o banco de dados do Centro de Referencia para Energia Solar e Eólica Sergio Brito (CRESESB, 2015), através do aplicativo SunData, bem como dos dados gerados pelo software RETScreen e

descrita na tabela 5. O CRESESB disponibiliza o programa SunData para o cálculo da irradiação solar em qualquer localidade do território brasileiro constituindo-se uma ferramenta de apoio para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2015).

Tabela 5 - Média mensal e anual da irradiação solar por cidade

Cidade Mês	Irradiação Solar kWh/m ² . dia					
	Sorocaba	Rio Branco	Manaus	Brasília	Fortaleza	Porto Alegre
Janeiro	5,33	4,25	4,27	4,67	5,33	5,97
Fevereiro	5,56	4,11	4,24	5,58	5,14	5,50
Março	5,22	4,44	4,25	4,53	4,67	4,67
Abril	4,53	4,17	4,26	5,00	4,53	3,86
Maio	4,06	4,17	4,18	4,72	5,03	2,92
Junho	3,56	3,94	4,47	4,75	5,69	2,42
Julho	4,19	4,81	4,88	4,97	6,19	2,83
Agosto	4,58	4,94	5,2	5,5	6,25	3,33
Setembro	4,75	4,56	5,32	5,25	6,47	4,08
Outubro	5,58	5,08	5,16	4,69	6,36	5,25
Novembro	5,86	4,89	4,81	4,75	6,36	6,03
Dezembro	5,53	4,22	4,31	4,72	6,06	6,50
Média Anual	4,90	4,47	4,61	4,93	5,56	4,40

Fonte: CRESESB (2015), RETScreen (2015) Dados Trabalhados pelo Autor.

5.1.4 Curva de carga do sistema estudado - Consumidor Residencial

A curva de carga do sistema tem a finalidade de mostrar o comportamento do consumidor de energia elétrica conectado à rede de distribuição em função do tempo. A nota técnica nº 175 de 2012, publicada pela ANEEL (ANEEL, 2012a), traz a descrição deste perfil de carga baseado na tipologia do consumidor. No caso de casas residenciais, estas são classificadas como tipo B1, consumidores de baixa

tensão ou BT. Os dados mostrados nesta nota técnica são de um sistema como um todo.

O perfil da distribuição de carga no estado de São Paulo, baseado na documentação da ANEEL, pode ser descrita conforme tabela 6.

Tabela 6 - Distribuição da carga do consumidor de baixa tensão no Brasil

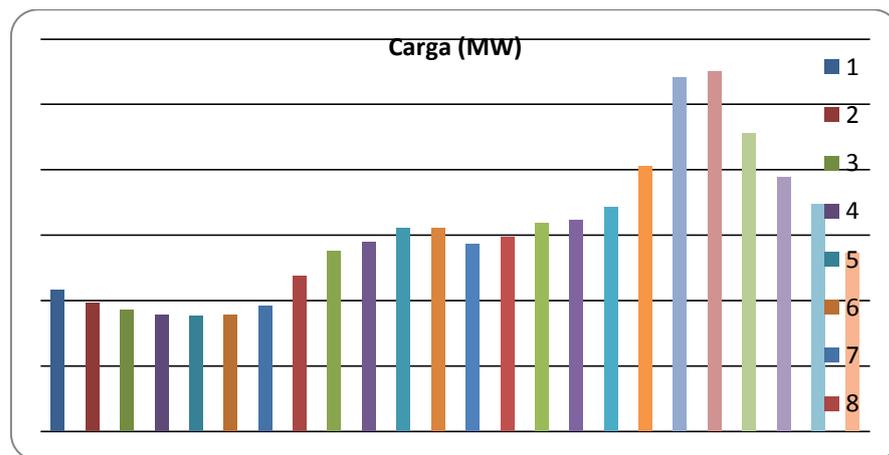
Hora	Posto	Carga (MW)	Porcentagem
00:30:00 01:29:00	1	1079,28	2,97%
01:30:00 02:29:00	2	976,04	2,68%
02:30:00 03:29:00	3	924,10	2,54%
03:30:00 04:29:00	4	890,86	2,45%
04:30:00 05:29:00	5	878,21	2,42%
05:30:00 06:29:00	6	891,40	2,45%
06:30:00 07:29:00	7	960,90	2,64%
07:30:00 08:29:00	8	1189,77	3,27%
08:30:00 09:29:00	9	1379,37	3,79%
09:30:00 10:29:00	10	1447,41	3,98%
10:30:00 11:29:00	11	1553,25	4,27%
11:30:00 12:29:00	12	1555,43	4,28%
12:30:00 13:29:00	13	1430,68	3,93%
13:30:00 14:29:00	14	1482,37	4,08%
14:30:00 15:29:00	15	1592,23	4,38%
15:30:00 16:29:00	16	1610,84	4,43%
16:30:00 17:29:00	17	1714,84	4,72%
17:30:00 18:29:00	18	2024,89	5,57%
18:30:00 19:29:00	19	2706,69	7,44%
19:30:00 20:29:00	20	2749,69	7,56%

20:30:00	21:29:00	21	2278,24	6,27%
21:30:00	22:29:00	22	1947,52	5,36%
22:30:00	23:29:00	23	1740,52	4,79%
23:30:00	00:29:00	24	1358,40	3,74%
		Total	36362,93	100%

Fonte: (ANEEL, 2012a) - Dados compilados pelo Autor.

Assim, o perfil residencial do comportamento de carga poder ser descrito conforme gráfico 3.

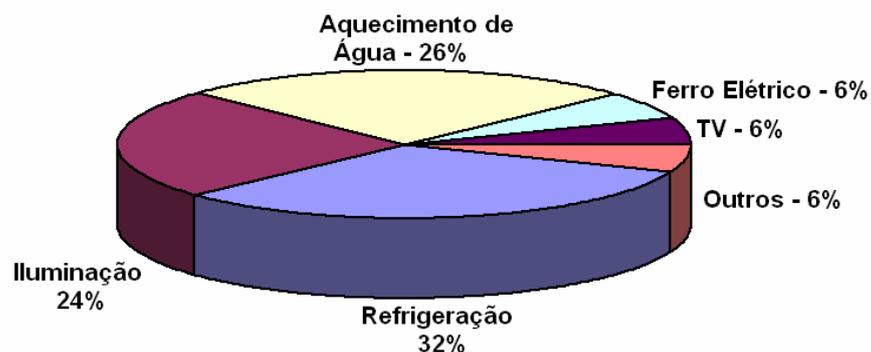
Gráfico 3 - Comportamento de carga do consumidor residencial



Fonte: (BRASIL, 2012a) - Dados compilados pelo Autor.

Segundo Francisquini (FRANCISQUINI, 2006), o setor residencial tem um consumo de energia elétrica na ordem de 25% do total gerado no País e estudos realizados pelo MCTI (BRASIL, 2015c) em 2001 mostram o perfil de cargas destes consumidores conforme descrito no gráfico 4.

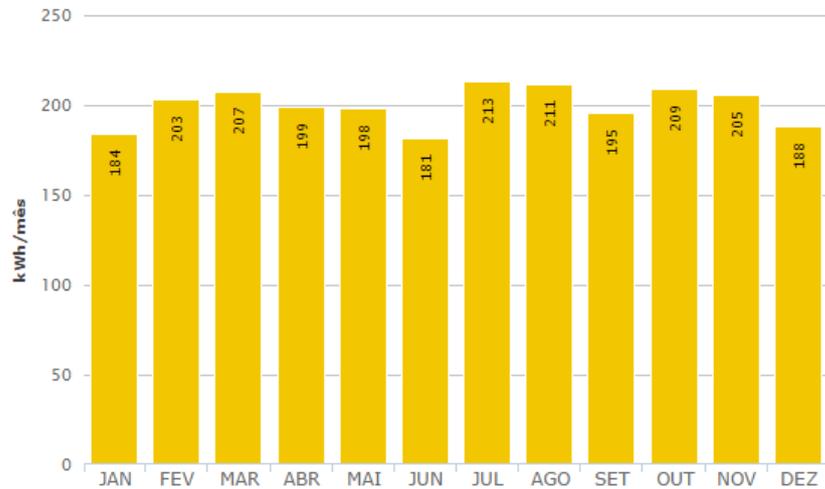
Gráfico 4 - Perfil de carga residencial



Fonte Ministério da Ciência e Tecnologia, (BRASIL, 2015c).

Para o estudo de caso, adotar-se-á que o consumo médio de uma residência será na ordem de 200 kWh/mês, conforme descrito nos gráficos de 5 a 10.

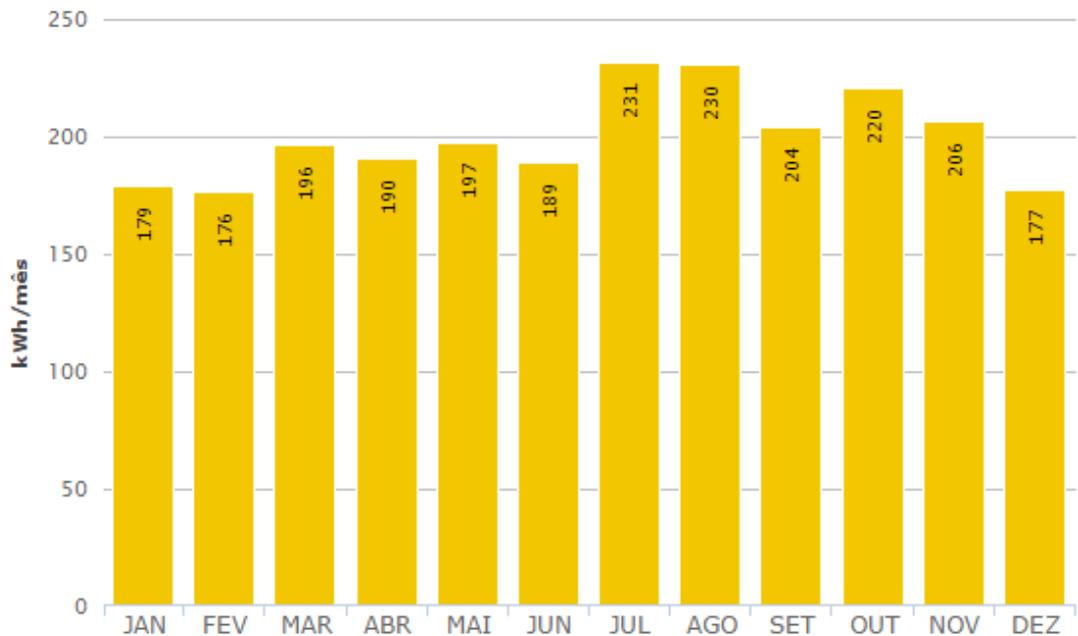
Gráfico 5 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Sorocaba/SP



Fonte: ANELL. Dados compilados pelo autor

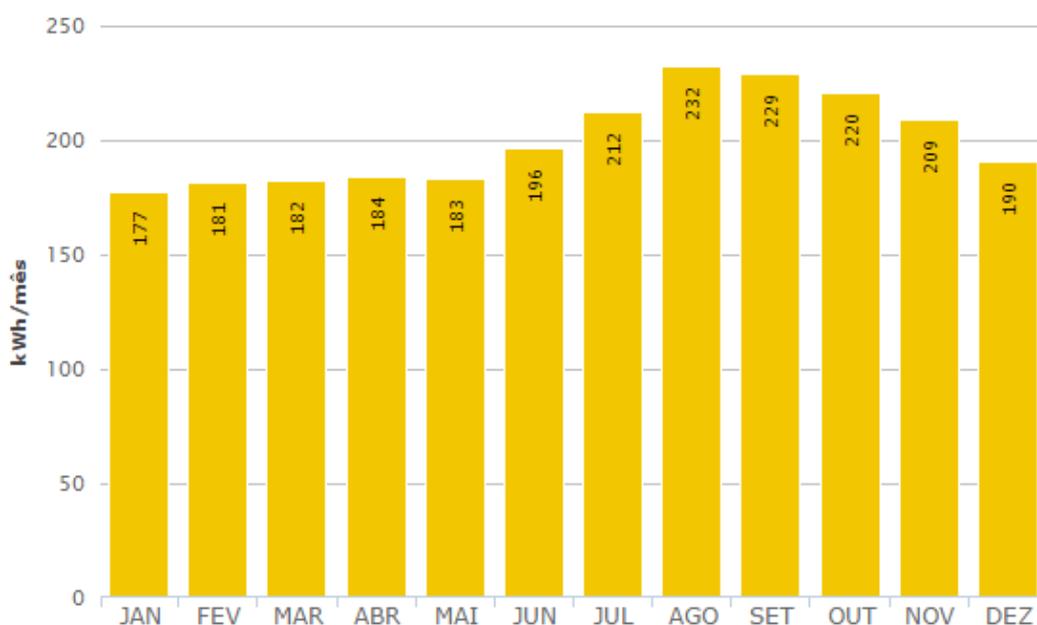
Gráfico 6 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Rio Branco / AC

Geração mensal de energia (em kWh)



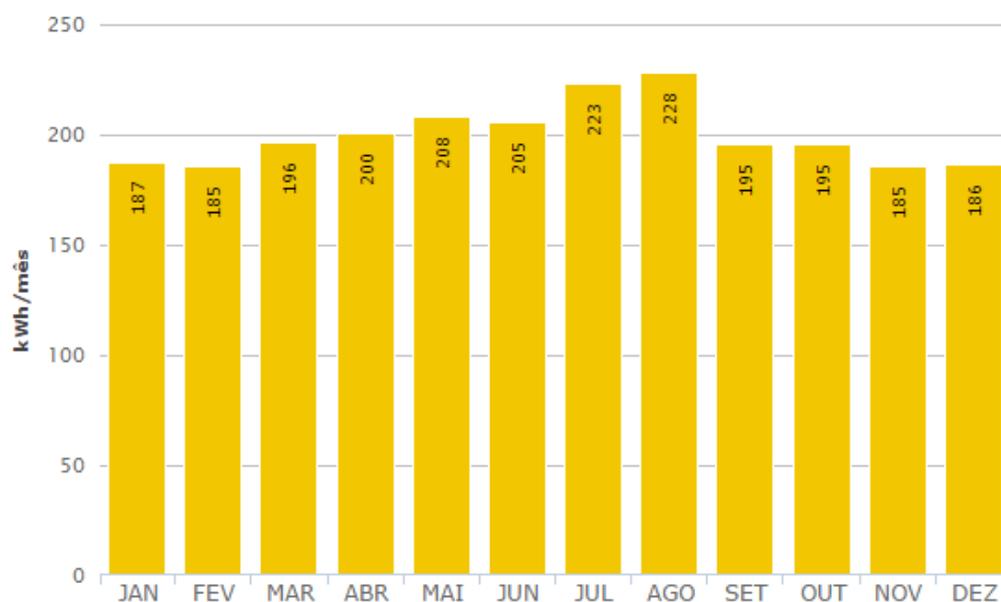
Fonte: ANELL. Dados compilados pelo autor

Gráfico 7 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Manaus/AM
Geração mensal de energia (em kWh)



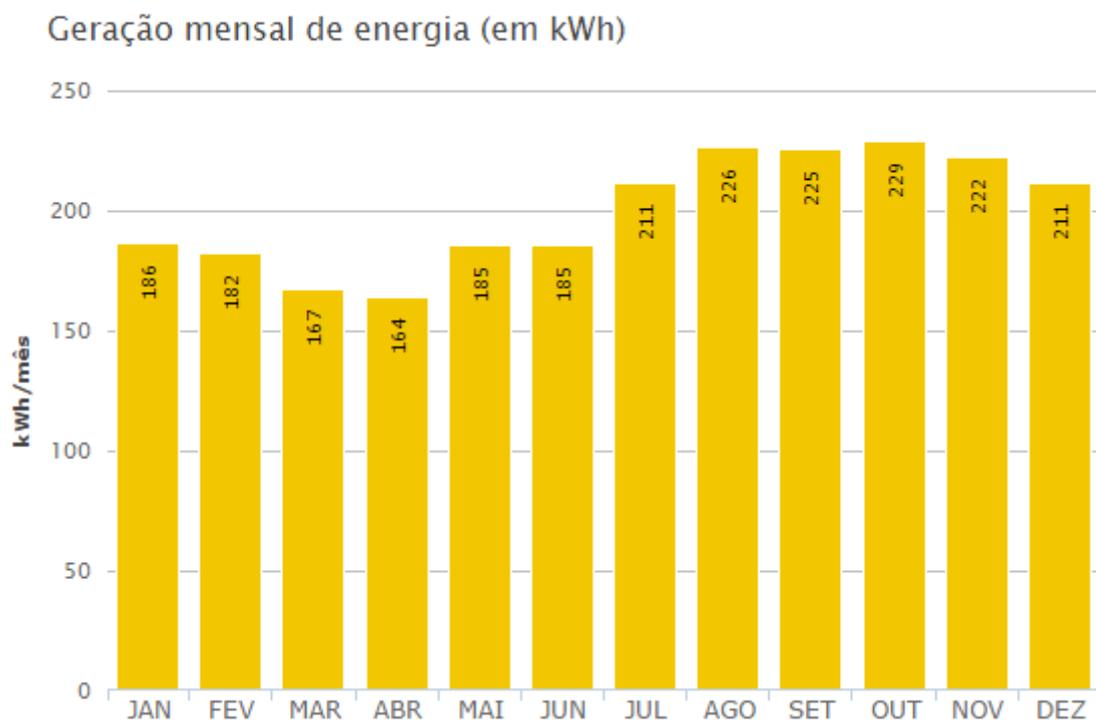
Fonte: ANELL. Dados compilados pelo autor

Gráfico 8 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Brasília/DF
Geração mensal de energia (em kWh)



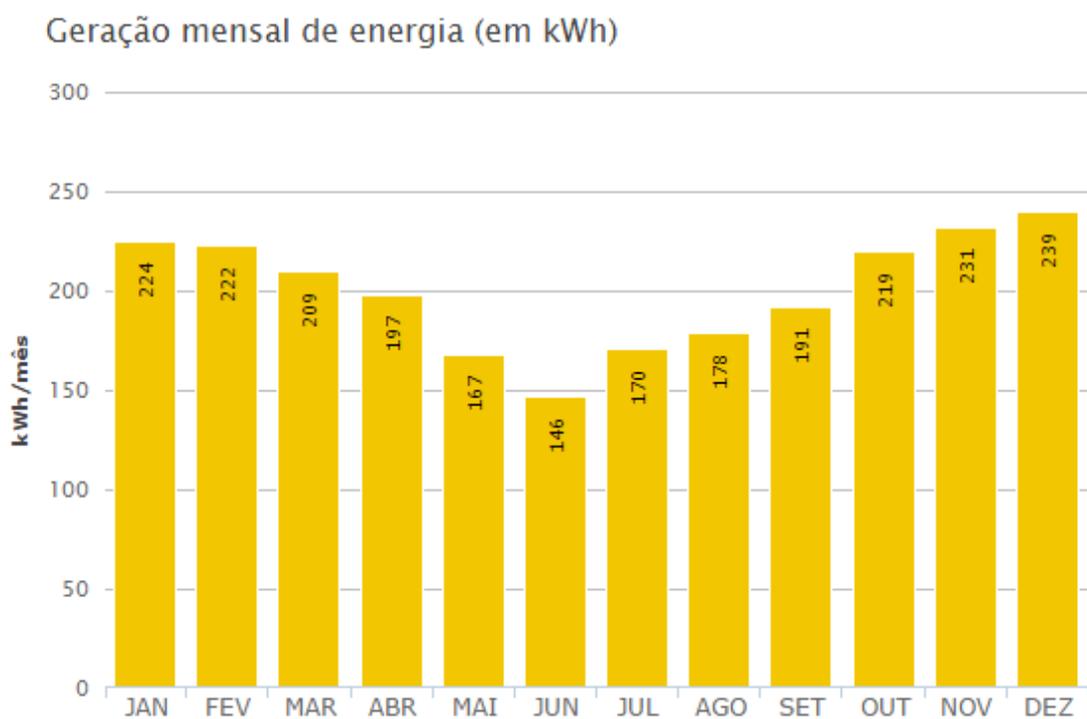
Fonte: ANELL. Dados compilados pelo autor

Gráfico 9 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Fortaleza/CE



Fonte: ANELL. Dados compilados pelo autor

Gráfico 10 - Perfil do consumo mensal médio de uma residência - Porto Alegre/RS



Fonte: ANELL. Dados compilados pelo autor

A tabela 7 mostra os equipamentos instalados numa residência, com seu consumo, sua quantidade existente no local, a quantidade de minutos utilizados por dia e por mês. Para a elaboração desta tabela, foi utilizada a planilha de calculo disponibilizada na secretaria de energia do estado de São Paulo (SÃO PAULO, 2014).

Tabela 7 - Equipamentos instalados na residência

SIMULADOR DE CONSUMO DE ENERGIA					
EQUIPAMENTOS	POTÊNCIA (WATTS)	QUANTIDADE DE APARELHOS	MINUTOS DE USO POR DIA	DIAS DE USO NO MÊS	CONSUMO [kWh/mês]
Aspirador De Pó	150	1	30	20	1,5
Carregador De Celular	20	2	60	20	0,8
Chuveiro Elétrico	4.400	1	40	30	88
Ferro De Passar Roupa	600	1	60	10	6
Geladeira ¹	120	1	600	30	36
Lâmpadas Fluorescentes Compactas	15	8	600	30	36
Lavadora De Roupas - Tanquinho	400	1	50	10	3,33
Microcomputador	300	1	60	30	9
Micro-ondas	800	1	20	30	8
Secador De Cabelo	400	1	20	20	2,66
TV Led 32"	95	1	300	30	14,25
				TOTAL	205,54

Fonte: Dados compilados pelo autor

1- Na geladeira o tempo médio de funcionamento do compressor é de 10h/dia

5.2 Pesquisa de Mercado.

A pesquisa de mercado faz-se necessário em virtude da necessidade de se pesquisar os equipamentos para a configuração do sistema em estudo. Além dos equipamentos é fundamental o levantamento das tarifas e taxas a serem utilizadas na avaliação dos modelos estudados.

A pesquisa dos equipamentos se desenvolveu em três etapas. A primeira baseada na pesquisa dos dispositivos homologados pela concessionária de energia elétrica responsável pela distribuição da mesma na cidade.

Na segunda etapa pesquisaram-se apenas fornecedores localizados no território nacional, evitando assim a necessidade importar estes produtos. Não está descartado o uso de produtos importados, desde que os estes já se encontrem no território nacional.

Esta pesquisa iniciou-se no site dos fornecedores homologados, pesquisando as características técnicas dos produtos ofertados. Em alguns casos os preços já eram disponibilizados para consulta e quando estes não estavam disponíveis, se buscava o acesso aos revendedores autorizados para solicitar-se a cotação do equipamento.

A terceira etapa da pesquisa concentrou-se no levantamento das tarifas utilizadas nas cidades em estudo através da ANEEL.

5.2.1 Equipamentos Eólicos.

Como mencionado anteriormente, os geradores eólicos são disponibilizados em dois modelos, os verticais e os horizontais. Desta forma foram levantados aerogeradores disponíveis no mercado nacional que atendam a estas características. A tabela 8 descreve as características dos aerogeradores disponíveis no mercado para atender ao dimensionamento do sistema. Os aerogeradores devem estar a pelo menos 6m de altura em virtude do diâmetro das pás.

Tabela 8 - Equipamentos eólicos disponíveis no mercado

Fabricante	Fornecedor	Modelo	Potência de Pico	Preço
Horizontais				
AltinelEnerji	Ceará Solar	ISTA BREEZE ® i-500	600W	R\$ 1.200,00
AltinelEnerji	Ceará Solar	ISTA BREEZE ® i-1,2KW	1200W	R\$ 3.500,00
RX Tech	Pombo Branco	SF 600-5	600W	R\$ 2.500,00
Verticais				
Eolicom	Eolicom	E300	400W	R\$ 3.000,00
Urban Green Energy	ECO Soluções em Energia	Boardwalk	600W	R\$ 10.000,00

Fonte: Ceará Solar, Ecoenergia, RX Tech

5.2.2 Equipamentos Solar.

Os módulos de geração fotovoltaica são disponibilizados no mercado com várias configurações de potência gerada. Desta forma foram levantados painéis solares disponíveis no mercado nacional que atendam a estas características. A tabela 9 descreve as características dos painéis solares, disponíveis no mercado para atender o dimensionamento do sistema.

Tabela 9 - Equipamentos solares disponíveis no mercado

Fabricante	Fornecedor	Modelo	Potência de Pico	Preço
Mitsubshi	Energia Pura	LG255S1C	255 Wp	R\$ 1.450,00
W Solar	Energia Pura	W230	230Wp	R\$ 1.155,00
W Solar	Energia Pura	WPremium130	130 Wp	R\$ 605,00
Yingle Solar	Energia Pura	YL250P-29b	245 Wp	R\$ 999,00
Canadian Solar	Casa Solar	CS6P-255P	255 Wp	R\$ 955,00
Avprojet	Casa Solar	AVP-150p	150Wp	R\$ 699,00

Solar Leading	Casa Solar	SLP60	240 Wp	R\$ 960,00
---------------	------------	-------	--------	------------

Fonte: Casa Solar e Energia Pura

5.2.3 Banco de Baterias.

A função do banco de baterias é a de armazenar energia elétrica para utilização da mesma quando o sistema de microgeração não estiver gerando energia suficiente demandada pela residência, geralmente no período noturno. O tipo de bateria utilizada é a chamada bateria estacionária que é projetada para uma descarga constante e que podem trabalhar com cargas entre 20% e 80%. A tabela 10 descreve estas baterias.

Tabela 10 - Baterias

Fabricante	Fornecedor	Modelo	Capacidade de Carga	Preço
Moura	Neosolar	12MF220	220 Ah	R\$ 1.284,00
Moura	Neosolar	12MF45	45 Ah	R\$ 455,00
Freedom	Neosolar	DF1000	70 Ah	R\$ 439,00
Freedom	Casa Solar	DF700	50 Ah	R\$ 319,00
Freedom	Casa Solar	DF500	40 Ah	R\$ 275,00
Bosh	Casa Solar	P5 070	50 Ah	R\$ 259,00
Bosh	Casa Solar	P5 100	60 Ah	R\$ 302,00

Fonte: Casa Solar e Neosolar

5.2.4 Inversor de Frequência.

Ainda não existe uma norma brasileira para os inversores, sendo de responsabilidade da concessionária de energia homologar os equipamentos para utilização em sua área de concessão. O fabricante PB Solar tem certificação do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO).

Segue relação de inversores homologados pela CPFL do tipo *grid-tied*, descritos na tabela 11.

Tabela 11 - Inversores- Grid Tied

Fabricante	Fornecedor	Modelo	Potência W	Preço
Fronius	Neosolar	Galvo 2.0-1 light	2000	R\$ 7.000,00
Fronius	Neosolar	Galvo1.5-1 light	1500	R\$ 6.800,00
PB Solar	Casa Solar	PHB1500-SS	1.500	R\$ 4.990,00
PB Solar	Casa Solar	PHB3000-SS	3.000	R\$ 7.990,00

Fonte: Casa Solar e Neosolar

5.2.5 Controlador.

O controlador tem a função de evitar que as baterias se descarreguem por completo a ponto de inutiliza-las. O controlador esta descrito na tabela 12.

Tabela 12 - Controladores

Fabricante	Fornecedor	Modelo	Amperagem	Preço
Epsolar	Neosolar	NT-3215RN	30	R\$ 1.119,00
Epsolar	Neosolar	NT-4215RN	40	R\$ 1.319,00
Epsolar	Minha Casa	NT-3215RN	30	R\$ 1.060,00

Fonte: Casa Solar e Neosolar

5.2.6 Medidor de energia

É necessária a instalação do medidor bidirecional de energia, ficando esta a cargo da concessionária de energia, sendo apenas seu custo repassado ao contratante do serviço. Esse custo é fornecido pela concessionária CPFL, sendo a diferença entre o medidor convencional e um bidirecional um montante de R\$ 600,00.

O modelo homologado pela CPFL é o medidor eletrônico de energia elétrica ELO. 2113 produzidos por ELO SISTEMAS ELETRÔNICOS.

5.2.7 Serviços de Instalação e Manutenção

O projeto de instalação de uma microgeradora de energia elétrica conectada a rede devereza obedecer as seguintes premissas básicas de projeto:

- ❖ Projeto de instalação nos padrões da concessionária;
- ❖ Instalação do gerador (eólico e/ou solar) com seu cabeamento;
- ❖ Instalação e configuração do inversor de frequência;
- ❖ Instalação dos elementos de Interrupção e Seccionamento obrigatórios;
- ❖ Adequação da interface com a rede (padrões de entrada);
- ❖ Foi definido o valor de 1% ao ano, do valor total do sistema a ser instalado a ser utilizado para a manutenção do equipamento, principalmente das baterias, visto que as mesmas tem vida útil de 4 anos.

Como exemplo, a CPFL em sua norma técnica GED 15303 (CPFL, 2014), sob o título “Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica” descreve os requisitos técnicos mínimos a serem executados nas instalações elétricas de consumidores conectados às redes de média e baixa tensão das Distribuidoras da CPFL Energia.

O custo de instalação da estrutura para se montar uma microgeradora fica entre 10 e 25% do investimento inicial dos equipamentos adquiridos. Portanto use-se o valor de 25% para termos uma segurança maior na análise de dados.

5.2.8 Tarifas e encargos de energia

A ANEEL (ANEEL, 2014b), define tarifação como sendo:

A tarifa regulada de energia elétrica aplicada aos consumidores finais corresponde a um valor unitário, expresso em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh). Esse valor, ao ser multiplicado pela quantidade de energia consumida num determinado período, em quilowatt (kW), representa a receita da concessionária de energia elétrica. A receita da distribuidora é destinada a cobrir seus custos de operação e manutenção, bem como remunerar de forma justa o capital investido de modo a manter a continuidade do serviço prestado com a qualidade desejada.

A ANEEL define dois tipos de tarifas para o sistema elétrico nacional, tarifa convencional e a branca. A modalidade convencional é monômnia, ou seja, é aplicada

a mesma tarifa independente do horário de utilização. Já a modalidade tarifária branca apresenta uma tarifa diferente, de acordo com o horário de uso da energia.

A tabela 13 descreve os valores da tarifa convencional cobradas pelas concessionárias, conforme resolução homologatória nº 1858 publicada em 02/03/2015, pela ANEEL.

Tabela 13 - Tarifa final consumidor residencial categoria B1 - Tarifa convencional

Tarifa Convencional B1 em R\$/kWh	Valor sem Impostos	Valor com Impostos (PIS/COFINS e ICMS)
Brasília	0,3032	0,3872
Manaus	0,3268	0,3948
Fortaleza	0,3591	0,4965
Sorocaba	0,3623	0,5103
Porto Alegre	0,3652	0,5244
Rio Branco	0,4251	0,5823
Preço Médio	0,3569	0,4826

Fonte: ANEEL - Dados trabalhados pelo autor

5.2.8.1 Evolução das Tarifas e encargos de energia

Para a correta análise do trabalho proposto, é necessário saber como as tarifas e encargos se comportam ao longo do tempo. Para que se possa fazer isto corretamente foi feito um levantamento junto a ANEEL (ANEEL, 2014a) e BACEN (BACEN, 2014b), destes dados. Na ANEEL foram levantados os dados referentes à tarifa referente ao consumidor residencial categoria B1 e no BACEN a evolução do IPCA.

A tabela 14 descreve o comportamento evolutivo dos preços das tarifas e do IPCA.

Tabela 14 - Comportamento Evolutivo das Tarifas de energia Elétrica e IPCA

Tarifa / Inflação	2005 - 2012 (%)	2012 - 2013 (%)	1996 - 2013 (%)
Residencial com Imposto	2,5	-15,3	9,9
Tarifa Média sem Imposto	2,7	-13,2	7,3
Tarifa Média com Imposto	3,3	-13,2	9,1
IPCA	5,1	5,9	6,4

Fonte: ANEEL - Dados trabalhados pelo autor

Como visto na tabela 14, o reajuste das tarifas elétricas não estão atreladas ao índice do IPCA. A inflação a ser adota na análise em estudo será de 5,95% referente à média geométrica, baseado na projeção do IPCA para os anos de 2015 a 2019.

Têm-se assim três cenários em análise: a) Tarifa < IPCA

b) Tarifa = IPCA

c) Tarifa > IPCA

Para o primeiro caso tarifa igual a 3,3%, no segundo tarifa igual a 5,95% e na terceira tarifa igual a 9,1%.

5.2.8.2 Estrutura da tarifa de energia

Como visto anteriormente, a tarifa de energia é o preço cobrado por unidade de energia (R\$/kWh) com a finalidade de cobrir os custos incorridos desde a geração até a sua disponibilização aos consumidores, na tomada elétrica. Sendo a energia elétrica é um bem essencial você não o seu pagamento não se refere

apenas ao seu consumo, mas também pela sua disponibilidade que é de 7x24, ou seja, 7 dias por semana, 24 horas por dia.

Este preço deve ser suficiente para arcar com os custos de operação e expansão de todos os elementos elétricos que compõem o sistema, desde a usina geradora até o ramal de ligação dos consumidores de baixa tensão, além dos encargos e os impostos.

A tarifa de energia elétrica dos consumidores residenciais é, de forma um pouco mais detalhada, constituída por: (ABRADEE, 2015).

- Custos com a aquisição de energia elétrica;
- Custos relativos ao uso do sistema de distribuição;
- Custos relativos ao uso do sistema de transmissão;
- Perdas técnicas e não técnicas;
- Encargos diversos e impostos.

Define-se “custos com a aquisição de energia” como sendo aqueles mediante a contratação de cotas de energia por meio dos leilões regulados. A empresa distribuidora contratante adquire uma quantidade de energia que considera suficiente para suprir o seu mercado. Estes custos são alocados na chamada Tarifa de Energia (TE) e repassados integralmente aos consumidores, sem auferir margens de lucro.

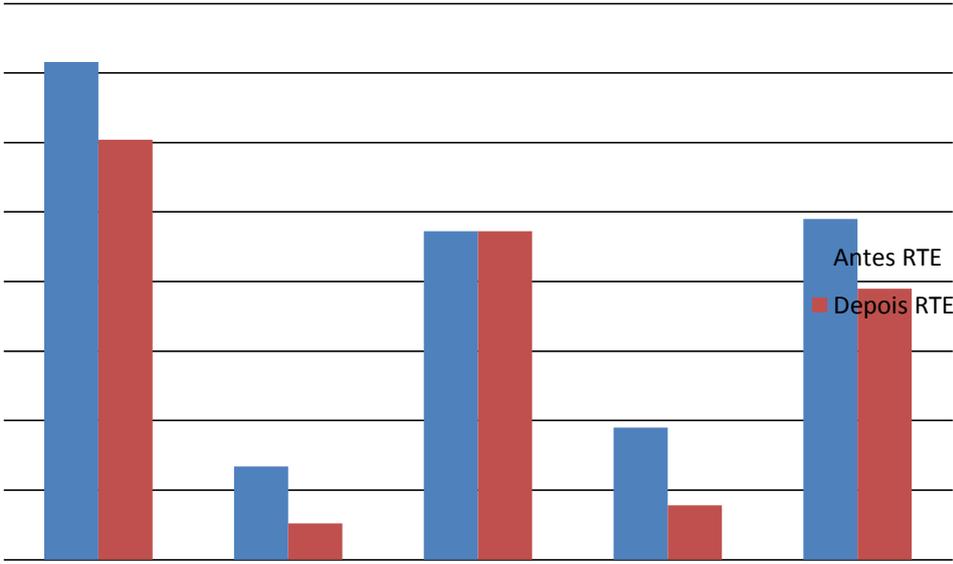
A tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) são os “custos relativos ao uso do sistema de distribuição” bem como as despesas de capital e os custos de operação, manutenção das redes de distribuição e os encargos setoriais.

A tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) são os “custos relativos ao uso do sistema de transmissão”.

Já os “custos relativos às perdas elétricas” é definido pelas perdas técnicas que são inerentes a qualquer circuito elétrico e pelas perdas não técnicas que são resultantes de furtos e problemas de medição.

A partir de 24 de janeiro de 2013, a ANEEL através da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), publicou as novas tarifas que reduziram a conta de luz, com efeito médio de redução de 20,2%. A redução foi resultado da Lei nº 12.783/2013, que promoveu a renovação das concessões de transmissão e geração de energia que venciam até 2017, conforme descrito no gráfico 11.

Gráfico 11 - Composição da tarifa em reais para uma conta de R\$ 100,00



Fonte: ANEEL

6 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo serão apresentadas as simulações referentes aos sistemas modelados, buscando através da análise dos indicadores econômicos vistos na seção 2.5.4 VPL, TIR, Payback e Saldo após pagamento, num período de 25 anos.

6.1 Premissas de análise.

Como existem dados comuns a todos os sistemas a serem simulados, foram definidos os seguintes padrões:

- Obtenção de créditos de energia através do sistema de compensação de energia, sendo a energia disponibilizada à rede com o mesmo valor da tarifa aplicada no horário;
- Período total de simulação de 25 anos;
- Taxa retorno de 11,65% - TMA BACEN (BACEN, 2015b);
- O perfil de carga é o mesmo para todas as simulações;
- As características de desempenho dos inversores são as mesmas, independente da tecnologia de geração aplicada;
- O sistema será analisado para o autoconsumo de 100%, ou seja, toda a energia gerada será consumida no sistema.
- Foi definido o valor de 1% ao ano, do valor total do sistema a ser utilizado para a manutenção do mesmo, principalmente das baterias, visto que as mesmas tem vida útil de 4 anos.
- Sistema bifásico de alimentação

Como citado na opção 5.2.8.1, foram definidos 3 cenários, um padrão com o aumento das tarifas seguindo o aumento do IPCA e os outros dois onde o aumento da tarifa é maior que o IPCA ou menor que o IPCA. Para a análise do cenário padrão é apresentado na tabela 15, com as condições necessárias para a sua realização.

Tabela 15 - Condições para o cenário padrão Reajuste Tarifário = Reajuste do IPCA

Variável	Condição
Reajuste da tarifa	5,95% aa
Taxa de Desconto	11,65% aa
Preço do Sistema	R\$
Produção de Energia	200 kWh/Mês
Preço da energia gerada	Valor da localidade em R\$/kWh

Fonte: O Autor.

A tabela 16 descreve as condições quando o reajuste da energia elétrica for maior que o reajuste do IPCA.

Tabela 16 - Condições para o cenário padrão Reajuste Tarifário maior que o Reajuste do IPCA

Variável	Condição
Reajuste da tarifa	9,1% aa
Taxa de Desconto	11,65% aa
Preço do Sistema	R\$
Produção de Energia	200 kWh/Mês
Preço da energia gerada	Valor da localidade em R\$/kWh

Fonte: O Autor

A tabela 17 descreve as condições quando o reajuste da energia elétrica for menor que o reajuste do IPCA.

Tabela 17 - Condições para o cenário padrão Reajuste Tarifário menor que o Reajuste do IPCA

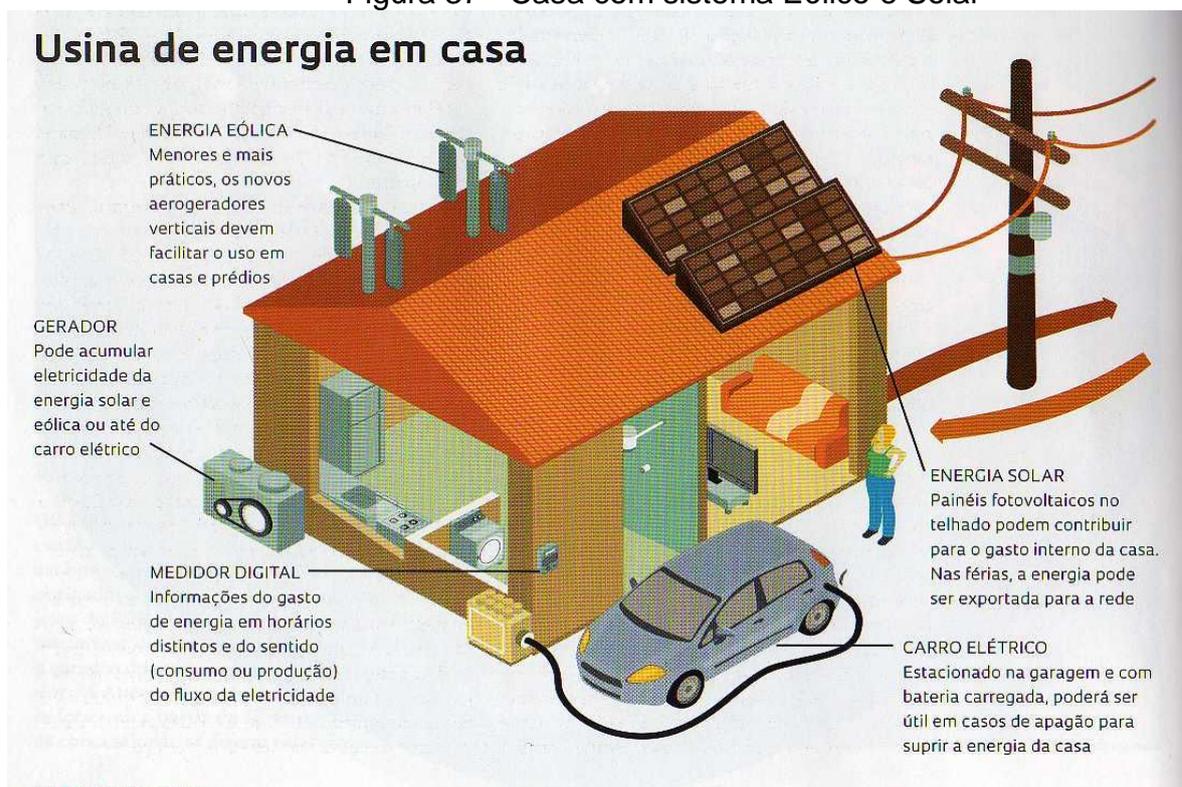
Variável	Condição
Reajuste da tarifa	3,3% aa
Taxa de Desconto	11,65% aa
Preço do Sistema	R\$
Produção de Energia	200 kWh/Mês
Preço da energia gerada	Valor da localidade em R\$/kWh

Fonte: O Autor

6.2 Análise para geração painéis solares, aerogeradores e conexão à rede.

A figura 37 mostra uma residência com o sistema pesquisado baseado em energia solar e eólica conectada a rede.

Figura 37 - Casa com sistema Eólico e Solar



Fonte: Revista Pesquisa – Fapesp – Dezembro 2012 – pg 60

6.2.1 Geração com autoconsumo de 200 kWh/mês

Nesta simulação, se considera um sistema de geração de energia que tem por base um sistema fotovoltaico e eólico interligado a rede através de inversores e com baterias para que estas funcionem durante a ausência de iluminação natural e vento. O sistema gerador é responsável por fornecer 100% da energia gasta na residência em análise, já levando em consideração o sistema de compensação de energia conforme descrito no artigo 1º do capítulo 3 da REN482/2012. Como visto na seção 5.1.1, nas cidades em estudo o aerogerador será responsável por uma pequena parcela de energia devido à baixa velocidade do vento nestas localidades. A tabela 18 descreve a infraestrutura necessária para a implantação e funcionamento deste sistema, baseada em preço e desempenho.

Tabela 18 - Equipamentos / Infraestrutura - Fotovoltaico e Eólico

Equipamento	Modelo	Preço	Quant.	Preço Final
Aerogerador	ISTA BREEZE ® i-500	R\$ 1.200,00	1	R\$ 1.200,00
Painel Solar	YL250P-29b	R\$ 999,00	6	R\$ 5.994,00
Inversor	Galvo 2.0.2 - Light	R\$ 6.800,00	1	R\$ 6.800,00
Controlador	NT-3215RN	R\$ 1.060,00	1	R\$ 1.060,00
Bateria	Freedom DF700	R\$ 440,00	2	R\$ 880,00
Medidor digital	ELO2113	R\$ 600,00	1	R\$ 600,00
Infraestrutura	Diversos	R\$ 2.480,10	1	R\$ 2.480,10
		Total		R\$19.014,10

Fonte: O Autor (2015).

A tabela 19 descreve os resultados da simulação, conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17, com vida útil de 25 anos.

Tabela 19 - Resultado da simulação com painéis solares/eólico e bateria conectada a rede - 200 kWh/mês - 25 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	R\$ 6.932,65	R\$ 6.869,99	R\$ 6.656,40
	TIR	9%	12%	6%
	Payback	13 anos	11 anos	15 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 41.618,05	R\$ 80.181,85	R\$ 21.349,15
Rio Branco	VPL	R\$ 11.010,05	R\$ 10.829,66	R\$ 10.838,39
	TIR	10%	13%	7%
	Payback	12 anos	10 anos	13 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 51.032,15	R\$ 95.037,05	R\$ 27.903,44
Manaus	VPL	R\$ 391,83	R\$ 518,02	- R\$ 52,22
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	13 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 26.516,27	R\$ 56.351,64	R\$ 10.834,98
Brasília	VPL	- R\$ 38,56	R\$ 100,05	- R\$ 493,65
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	14 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 25.522,56	R\$ 54.783,59	R\$ 10.143,14

Fortaleza	VPL	R\$ 6.151,15	R\$ 6.111,05	R\$ 5.854,85
	TIR	8%	12%	6%
	Payback	13 anos	12 anos	15 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 39.813,68	R\$ 77.334,60	R\$ 20.092,91
Porto Alegre	VPL	R\$ 7.731,14	R\$ 7.645,42	R\$ 7.475,37
	TIR	9%	12%	6%
	Payback	13 anos	11 anos	15 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 43.461,65	R\$ 83.090,99	R\$ 22.632,70

Fonte: O Autor (2015).

Ao analisar a tabela 19, que contém o resumo da análise financeira do projeto em estudo, verificou-se que a implantação de um sistema de microgeração de energia em uma residência com consumo de até 200KWh por mês se torna viável. Desta forma analisam-se os dados de forma individual.

Esta análise não se baseia apenas na adoção de um destes índices como verdadeiro, mas sim no conjunto dos quatro, já que estes índices analisam indicadores diferentes: o VPL descreve o valor do dinheiro no tempo, a TIR trabalha com porcentagem o payback retorna uma informação baseada no tempo e tendo como apoio a rentabilidade do sistema após o payback.

Assim os dados desta tabela mostraram em relação ao VPL e ao payback, num período de 25 anos, que ao investir-se inicialmente R\$19.014,10, haverá um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para reajuste tarifário igual ao IPCA, tem-se um retorno líquido de para todas as localidades com exceção de Brasília. Já para o reajuste tarifário menor que o IPCA, Brasília e Manaus apresentaram um VPL negativo. No reajuste tarifário maior que o IPCA, todas as cidades apresentaram um VPL positivo. O VPL negativo ocorreu nas cidades com as tarifas de energia mais baixas, o que proporciona um retorno financeiro menor em relação às cidades com tarifas maiores.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajuste proposto. Atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda terá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

Foi realizada também uma simulação em que a vida útil deste sistema fosse de apenas 20 anos e com os resultados descritos na tabela 20 conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17.

Tabela 20 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 200 kWh/mês - 20 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	R\$ 1.542,49	R\$ 1.456,56	R\$ 1.425,07
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	13 anos	11 anos	15 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 21.176,62	R\$ 39.730,36	R\$ 10.297,56
Rio Branco	VPL	R\$ 4.804,40	R\$ 4.624,07	R\$ 4.770,66
	TIR	8%	11%	6%
	Payback	12 anos	10 anos	13 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 27.499,11	R\$ 48.670,67	R\$ 15.085,08

Manaus	VPL	- R\$ 3.690,17	- R\$ 3.625,24	- R\$ 3.941,83
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	16 anos	13 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 11.034,29	R\$ 25.388,63	R\$ 2.617,57
Brasília	VPL	- R\$ 4.034,48	- R\$ 3.959,61	- R\$ 4.294,97
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	16 anos	14 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 10.366,92	R\$ 24.444,93	R\$ 2.112,22
Fortaleza	VPL	R\$ 917,14	R\$ 849,19	R\$ 783,83
	TIR	6%	10%	4%
	Payback	13 anos	12 anos	15 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 49.964,81	R\$ 38.016,81	R\$ 9.379,95
Porto Alegre	VPL	R\$ 2.181,28	R\$ 2.076,68	R\$ 2.080,25
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	13 anos	11 anos	15 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 22.414,77	R\$ 41.481,17	R\$ 11.235,11

Fonte: O Autor (2015).

Ao analisar a tabela 20 verifica-se que a implantação de um sistema de microgeração de energia em uma residência com consumo de até 200 kWh/mês se torna viável mesmo considerando uma vida útil de 20 anos para o sistema instalado, 5 anos menor que a considerada anteriormente (Tabela 19). Desta forma analisam-se os dados de forma individual.

Assim os dados desta tabela podem mostrar em relação ao VPL e ao payback, num período de 20 anos, que ao investir inicialmente R\$19.014,10, ter-se-á um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, haverá um retorno líquido positivo de para todas as localidades com exceção de Brasília e Manaus. O VPL negativo ocorreu nas cidades com as tarifas de energia mais baixas o que proporciona um retorno financeiro menor em relação às cidades com tarifas maiores.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajuste proposto e atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

6.2.2 Geração com autoconsumo de 250 kWh/mês.

Nesta simulação, que tem por base a descrição anterior, na qual a única diferença entre elas refere-se ao índice de autoconsumo, o qual cai de 100% para 80%, prevendo assim um cenário de aumento de consumo de 200 kWh/mês para 250 kWh/mês.

A tabela 21 descreve os resultados da simulação, conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17 com uma vida útil de 25 anos.

Tabela 21 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 25 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	- R\$ 291,98	- R\$ 146,05	- R\$ 753,57
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	14 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 24.937,45	R\$ 53.860,29	R\$ 9.735,77
Rio Branco	VPL	R\$ 2.766,06	R\$ 2.823,70	R\$ 2.382,92
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	17 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 31.998,02	R\$ 65.001,69	R\$ 14.651,48
Manaus	VPL	- R\$ 5.197,60	- R\$ 4.910,03	- R\$ 5.785,03
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	19 anos	16 anos	24 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 13.611,11	R\$ 35.987,63	R\$ 1.850,14
Brasília	VPL	- R\$ 5.520,39	- R\$ 5.223,50	- R\$ 6.116,11
	TIR	3%	7%	0%
	Payback	19 anos	16 anos	24 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 12.865,83	R\$ 34.811,60	R\$ 1.331,26

Fortaleza	VPL	- R\$ 878,11	- R\$ 715,25	- R\$ 1.354,73
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	14 anos	20 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 23.584,17	R\$ 51.724,86	R\$ 8.793,59
Porto Alegre	VPL	R\$ 306,89	R\$ 435,53	- R\$ 139,34
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	13 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 26.320,14	R\$ 56.042,15	R\$ 10.698,43

Fonte: O Autor (2015).

Ao analisar a tabela 21, verificou-se que a implantação de um sistema de microgeração de energia em uma residência com consumo de até 250 kWh/mês se torna viável, com uma vida útil de 25 anos para o sistema instalado. Desta forma os dados serão analisados de forma individual.

Assim, os dados desta tabela podem mostrar em relação ao VPL e ao payback, num período de 25 anos, que ao investir inicialmente R\$19.014,10, terá um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, verifica-se que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, haverá um retorno líquido positivo de para todas as localidades com exceção de Fortaleza, Sorocaba, Brasília e Manaus. O VPL negativo ocorreu nas cidades com as tarifas de energia mais baixo sendo o valor da tarifa de Porto Alegre a mínima para apresentar um VPL positivo.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajusto proposto e atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo, mesmo quando o reajuste a tarifa foi inferior ao do índice do IPCA.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

Foi realizada também uma simulação em que a vida útil deste sistema fosse de apenas 20 anos e os resultados descritos na tabela 22 conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17.

Tabela 22 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 20 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	- R\$ 4.237,22	- R\$ 4.156,50	- R\$ 4.502,91
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	16 anos	14 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 9.973,96	R\$ 23.889,27	R\$ 1.814,66
Rio Branco	VPL	- R\$ 1.790,78	- R\$ 1.780,69	- R\$ 1.993,71
	TIR	5%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	17 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 14.715,83	R\$ 30.594,49	R\$ 5.405,30
Manaus	VPL	- R\$ 8.161,71	- R\$ 7.967,68	- R\$ 8.528,08
	TIR	1%	4%	-2%
	Payback	19 anos	16 anos	> 20 anos (24a)
	Saldo após equipamento pago	R\$ 2.367,21	R\$ 13.132,97	- R\$ 3.945,33

Brasília	VPL	- R\$ 8.419,95	- R\$ 8.218,46	- R\$ 8.792,94
	TIR	1%	4%	-2%
	Payback	19 anos	16 anos	> 20 anos (24a)
	Saldo após equipamento pago	R\$ 1.866,68	R\$ 12.425,19	- R\$ 4.324,34
Fortaleza	VPL	- R\$ 4.706,12	- R\$ 4.611,86	- R\$ 4.983,84
	TIR	3%	6%	0%
	Payback	16 anos	14 anos	20 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 9.065,10	R\$ 22.604,10	R\$ 1.126,45
Porto Alegre	VPL	- R\$ 3.758,13	- R\$ 3.691,23	- R\$ 4.011,52
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	16 anos	13 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 10.902,57	R\$ 25.202,37	R\$ 2.517,83

Fonte: O Autor (2015).

Ao analisar a tabela 22, verificou-se que a implantação de um sistema de microgeração de energia em uma residência com consumo de até 250 kWh/mês se torna viável, com uma vida útil de 20 anos para o sistema instalado. Desta forma analisarão os dados de forma individual.

Assim os dados desta tabela podem mostrar em relação ao VPL e ao payback, num período de 20 anos, que ao se investir inicialmente R\$19.014,10, tem-se um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, verifica-se que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, todas as cidades apresentaram, um retorno negativo de investimento. Se utilizar para análise apenas neste indicador, em nenhuma cidade o projeto seria viável a sua instalação.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil para reajuste maior ou igual à relação

“Reajuste x IPCA“, já para o reajuste menor que o IPCA, nas cidades de Brasília e Manaus a instalação do projeto se torna inviável já que pagamento só se realiza após 24 anos.

Desta forma pode-se afirmar que quando o reajuste for maior ou igual ao IPCA, não haverá retorno do investimento, mas o pagamento do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um saldo de caixa em relação ao montante inicialmente investido, mostrando a viabilidade do sistema.

6.2.3 Geração com autoconsumo de 150 kWh/mês

Nesta simulação, baseada na descrição anterior, onde a única diferença entre elas, é que o índice de autoconsumo, prevendo assim um cenário de diminuição de consumo de 200 kWh/mês para 150 kWh/mês.

A tabela de 23 descreve os resultados da simulação, conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17 para uma vida útil de 25 anos.

Tabela 23 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 25 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	- R\$ 291,98	- R\$ 146,05	- R\$ 753,57
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	14 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 24.937,45	R\$ 53.860,29	R\$ 9.735,77
Rio Branco	VPL	R\$ 2.766,06	R\$ 2.823,70	R\$ 2.382,92
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	17 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 31.998,02	R\$ 65.001,69	R\$ 14.51,48
Manaus	VPL	- R\$ 5.197,60	- R\$ 4.910,03	- R\$ 5.785,03
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	19 anos	16 anos	24 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 13.611,11	R\$ 35.987,63	R\$ 1.850,14

Brasília	VPL	- R\$ 5.520,39	- R\$ 5.223,50	- R\$ 6.116,11
	TIR	3%	7%	0%
	Payback	19 anos	16 anos	24 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 12.865,83	R\$ 34.811,60	R\$ 1.331,26
Fortaleza	VPL	- R\$ 878,11	- R\$ 715,25	- R\$ 1.354,73
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	14 anos	20 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 23.584,17	R\$ 51.724,86	R\$ 8.793,59
Porto Alegre	VPL	R\$ 306,89	R\$ 435,53	- R\$ 139,34
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	16 anos	13 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 26.320,14	R\$ 56.042,15	R\$ 10.698,43

Fonte: O Autor (2015).

Ao analisar a tabela 23, verificou-se que a implantação de um sistema de microgeração de energia em uma residência com consumo de até 150 kWh/mês se torna viável, com uma vida útil de 25 anos para o sistema instalado. Desta forma analisarão os dados de forma individual.

Outro dado importante é o fato de que a diferença de 50 kWh/mês que é injetada na rede em virtude do sistema gerar 200 kWh/mês e consumir apenas 150 kWh/mês faria com que houvesse um crédito junto à concessionária de energia elétrica local. Só que este crédito não será devolvido em espécie, mas sim em créditos de energia a serem debitados no mês seguinte ou num prazo máximo de 36 meses conforme REN 482 (ANEXO A).

Assim os dados desta tabela podem mostrar em relação ao VPL e ao payback, num período de 25 anos, que ao investir inicialmente R\$19.014,10, acarretara um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, haverá um retorno líquido positivo de para todas as localidades com exceção de Fortaleza, Sorocaba, Brasília e Manaus. O VPL negativo ocorreu nas cidades com as tarifas de energia mais baixo sendo o valor da tarifa de Porto Alegre a mínima para apresentar um VPL positivo.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajusto proposto e atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo, mesmo quando o reajuste a tarifa foi inferior ao do índice do IPCA.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se da antes do término da vida útil do mesmo e ainda terá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

Foi realizada também uma simulação em que a vida útil deste sistema fosse de apenas 20 anos e os resultados descritos na tabela 24 conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17.

Tabela 24 - Resultado da simulação com painéis solares/eólicos e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 20 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	- R\$ 4.237,22	- R\$ 4.156,50	- R\$ 4.502,91
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	16 anos	14 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 9.973,96	R\$ 23.889,27	R\$ 1.814,66

Rio Branco	VPL	- R\$ 1.790,78	- R\$ 1.780,69	- R\$ 1.993,71
	TIR	5%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	17 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 14.715,83	R\$ 30.584,49	R\$ 5.405,30
Manaus	VPL	- R\$ 8.161,71	- R\$ 7.967,68	- R\$ 8.528,08
	TIR	1%	4%	-2%
	Payback	19 anos	16 anos	> 20 anos (24a)
	Saldo após equipamento pago	R\$ 2.367,21	R\$ 13.132,97	- R\$ 3.945,33
Brasília	VPL	- R\$ 8.419,95	- R\$ 8.218,46	- R\$ 8.792,94
	TIR	1%	4%	-2%
	Payback	19 anos	16 anos	> 20 anos (24a)
	Saldo após equipamento pago	R\$ 1.866,68	R\$ 12.425,19	- R\$ 4.324,34
Fortaleza	VPL	- R\$ 4.706,12	- R\$ 4.611,86	- R\$ 4.983,84
	TIR	3%	6%	0%
	Payback	16 anos	14 anos	20 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 9.065,10	R\$ 22.604,10	R\$ 1.126,45
Porto Alegre	VPL	- R\$3.758,13	- R\$ 3.691,23	- R\$ 4.011,52
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	16 anos	13 anos	19 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 10.902,57	R\$ 25.202,37	R\$ 2.517,83

Fonte: O Autor (2015).

Assim os dados desta tabela podem mostrar em relação ao VPL e ao payback, num período de 20 anos, que ao investir inicialmente R\$ 19.014,10, ter-se-á um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, todas as cidades apresentaram, um retorno negativo de investimento. Se utilizar apenas neste indicador, em nenhuma cidade o projeto seria viável a sua instalação.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil para reajuste maior ou igual à relação “Reajuste x IPCA“, já para o reajuste menor que o IPCA, nas cidades de Brasília e Manaus a instalação do projeto se torna inviável já que pagamento só se realiza após 24 anos.

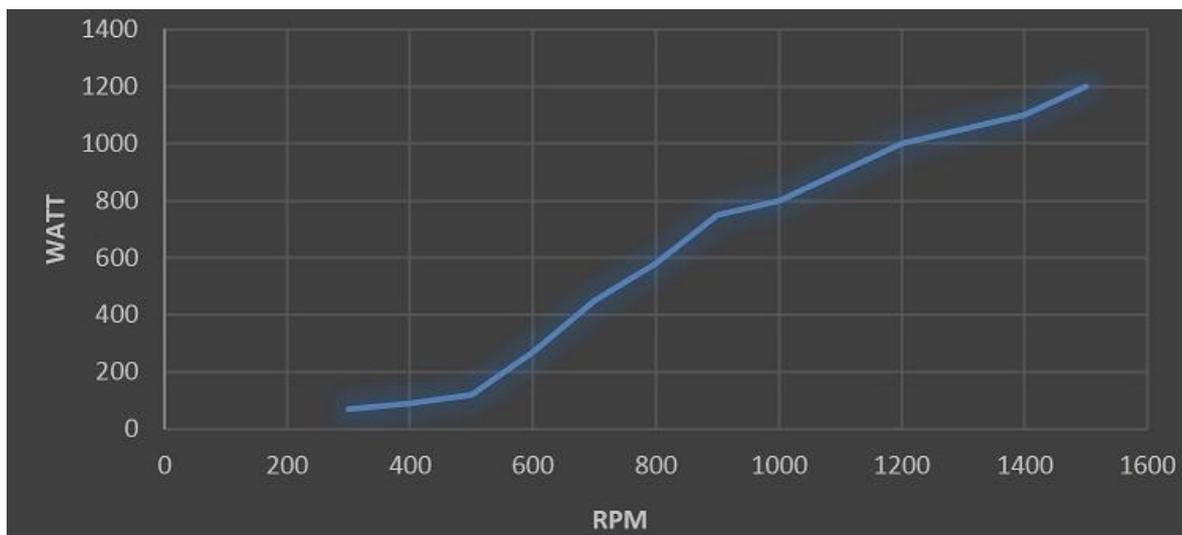
Desta forma pode-se afirmar quando do reajuste for maior ou igual ao IPCA, não haverá o retorno do investimento, mas o pagamento do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um saldo de caixa em relação ao montante inicialmente investido, mostrando a viabilidade do sistema.

6.3 Análise para geração com aerogeradores e conexão à rede.

Nesta simulação, está sendo usado apenas o sistema de geração de energia baseado em aerogeradores interligado a rede através de inversores e com baterias para que estas funcionem durante a ausência de vento. Fazendo a análise da velocidade do vento para a cidade de Sorocaba que é de 2,5 m/s conforme tabela 12, o aerogerador conseguiria produzir apenas de 15% a 20% de sua capacidade de geração de energia, dependendo do fabricante. A figura 38, mostra a relação de “vento X potencia” produzida no aerogerador adotado no estudo e segundo o fabricante a velocidade mínima de vento necessário para produzir energia é de 2 m/s e um máximo de 12m/s. Com esta velocidade de vento seria possível apenas movimentar as pás dos pequenos aerogeradores. Assim, trabalhando no melhor cenário, se gerará 20% da energia consumida e obterias da rede 80% da energia restante.

Para obter-se uma potência de 200 kWh/mês, segundo o fabricante do aerogerador utilizado, seria necessário que a velocidade do vento fosse de aproximadamente 7,6m/s (750 rpm) conforme descrito na figura 38.

Figura 38- Aerogerador ISTA BREEZE ® i-1,2KW



Fonte: Altinel Energy Turquia - Fabricante

A tabela 25 descreve a infraestrutura necessária para a realização deste sistema.

Tabela 25 - Equipamentos / Infraestrutura - Eólico

Equipamento	Modelo	Preço	Quantidade	Preço Final
Aerogerador	ISTA BREEZE ® i-1,2kW	R\$ 3.500,00	1	R\$ 3.500,00
Inversor	Galvo 2.0.2 - Light	R\$ 6.800,00	1	R\$ 6.800,00
Controlador	NT-3215RN	R\$ 1.060,00	1	R\$ 1.060,00
Bateria	Freedom DF700	R\$ 440,00	2	R\$ 880,00
Medidor Digital	ELO2113	R\$ 600,00	1	R\$ 600,00
Infraestrutura	Diversos	R\$ 1.926,00	1	R\$ 1.926,00
				Total R\$ 14.766,00

Fonte: O Autor (2015).

O aerogerador utilizado nesta simulação é mais caro que o utilizado no sistema solar/aerogerador, devido ao fato de o mesmo gerar 1,2kW de energia, enquanto que no sistema anterior gerava apenas 0,5kW.

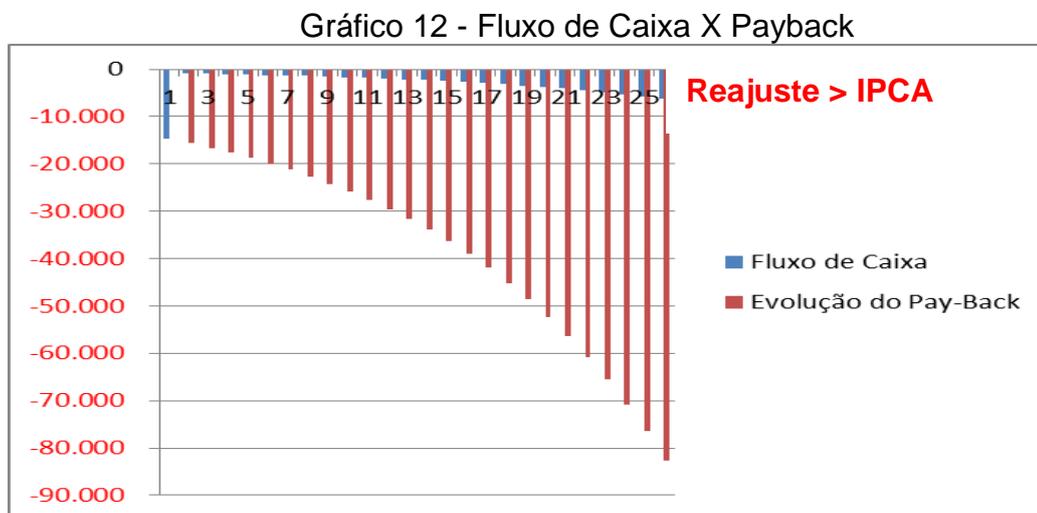
A tabela 26 descreve os resultados da simulação, conforme cenário descrito na tabela 25, já levando em consideração a melhor situação que seria o reajuste tarifário maior que o IPCA.

Tabela 26 - Resultado da simulação com geradores eólicos e bateria conectada a rede

Indicador Financeiro	Valor
VPL	-R\$ 35.257,23
TIR	XX
Payback	Não se paga
Saldo após equipamento pago	< 0 (negativo)

Fonte: O Autor (2015).

O gráfico 12 descreve a evolução do fluxo de caixa do projeto, bem como a análise do pagamento do payback, para a melhor situação financeira que seria o reajuste do valor da energia maior que o índice de inflação (IPCA).



Fonte: O Autor

Ao analisar-se a tabela 26 e o gráfico 12, verifica-se que a implantação de um sistema de microgeração de energia em uma residência com consumo de até 200 kWh/mês, baseado apenas em aerogeradores na cidade de Sorocaba se torna inviável devido à baixa velocidade dos ventos existentes na cidade. Fazendo a mesma análise nas demais cidades, pode-se afirmar que sistemas baseados apenas em aerogeradores não são viáveis financeiramente, podendo ser usados apenas como suporte à geração parcial de energia, como visto no item anterior.

6.4 Análise para geração com painéis solares e conexão à rede.

6.4.1 Geração com autoconsumo de 200 kWh/mês

Nesta simulação, está sendo usado apenas o sistema de geração de energia baseado em sistema fotovoltaico interligado a rede através de inversores e com baterias para que estas funcionem durante a ausência de iluminação natural. O sistema gerador é responsável por fornecer 100% da energia gasta na residência em análise, já levando em consideração o sistema de compensação de energia conforme descrito no artigo 1º do capítulo 3 da REN482/2012. A tabela 27 descreve a infraestrutura necessária para a realização deste sistema.

Tabela 27 - Equipamentos / Infraestrutura - Fotovoltaico

Equipamento	Modelo	Preço	Quantidade	Preço Final
Painel Solar	YL250P-29b	R\$ 999,00	6	R\$ 5.994,00
Inversor	Galvo 2.0.2 - Light	R\$ 6.800,00	1	R\$ 6.800,00
Controlador	NT-3215RN	R\$ 1.060,00	1	R\$ 1.060,00
Bateria	Freedom DF700	R\$ 440,00	2	R\$ 880,00
Medidor digital	ELO2113	R\$ 600,00	1	R\$ 600,00
Infraestrutura	Diversos	R\$ 2.300,10	1	R\$ 2.300,10
				Total
				R\$ 17.634,10

Fonte: O Autor (2015).

A tabela 28 descreve os resultados da simulação, conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17 e com uma vida útil de 25 anos.

Tabela 28 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede
- 200 kWh/mês - 25 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	R\$ 8.526,02	R\$ 8.409,31	R\$ 8.325,65
	TIR	9%	13%	7%
	Payback	12 anos	11 anos	14 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 43.443,00	R\$ 82.003,00	R\$ 23.173,00
Rio Branco	VPL	R\$ 12.604,36	R\$ 12367,88	R\$ 12.506,48
	TIR	11%	14%	8%
	Payback	11 anos	10 anos	12 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 52.854,17	R\$ 96.859,07	R\$ 29.725,46
Manaus	VPL	R\$ 1.986,06	R\$ 2.056,25	R\$ 1.615,87
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 28.338,29	R\$ 58.173,65	R\$ 12.656,99
Brasília	VPL	R\$ 1.555,62	R\$ 1.638,28	R\$ 1.174,44
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 27.344,58	R\$ 56.605,60	R\$ 11.965,15

Fortaleza	VPL	R\$ 7.745,39	R\$ 7.649,28	R\$ 7.522,94
	TIR	9%	12%	6%
	Payback	12 anos	11 anos	14 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 41.635,70	R\$ 79.156,62	R\$ 21.914,93
Porto Alegre	VPL	R\$ 9.325,38	R\$ 9.183,65	R\$ 9.143,46
	TIR	10%	13%	7%
	Payback	12 anos	11 anos	14 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 45.283,67	R\$ 84.913,01	R\$ 24.454,71

Fonte: O Autor (2015).

Assim os dados desta tabela podem mostrar em relação ao VPL e ao payback, num período de 25 anos, que ao investir inicialmente R\$ 17.634,10, ter-se-á um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Independente de o reajuste tarifário ser menor, maior ou igual ao IPCA, ter-se-á um retorno líquido de para todas as localidades, todas as cidades apresentaram um VPL positivo. Já em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajuste proposto e atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda terá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

Foi realizada também uma simulação em que a vida útil deste sistema fosse de apenas 20 anos e com os resultados descritos na tabela 29 conforme cenário descrito nas tabelas 15, 16 e 17.

Tabela 29 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 200 kWh/mês - 20 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	R\$ 3.108,45	R\$ 2.980,10	R\$ 3.042,60
	TIR	8%	11%	5%
	Payback	12 anos	11 anos	14 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 22.991,61	R\$ 41.445,67	R\$ 12.012,86
Rio Branco	VPL	R\$ 6.370,36	R\$ 6.147,84	R\$ 6.388,19
	TIR	9%	12%	7%
	Payback	11 anos	10 anos	12 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 29.214,41	R\$ 50.387,97	R\$ 16.800,39
Manaus	VPL	- R\$ 2.214,21	- R\$ 2.104,47	- R\$ 2.324,30
	TIR	5%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 12.749,60	R\$ 27.103,93	R\$ 4.332,87
Brasília	VPL	- R\$ 2.468,66	- R\$ 2.435,84	- R\$ 2.677,44
	TIR	5%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 12.082,22	R\$ 26.160,24	R\$ 3.827,52

Fortaleza	VPL	R\$ 2.483,25	R\$ 2.372,96	R\$ 2.401,36
	TIR	7%	10%	5%
	Payback	12 anos	11 anos	14 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 21.680,11	R\$ 39.723,11	R\$ 11.095,25
Porto Alegre	VPL	R\$ 3.747,24	R\$ 3.600,45	R\$ 3.697,77
	TIR	8%	11%	5%
	Payback	12 anos	11 anos	14 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 24.130,08	R\$ 43.196,48	R\$ 12.950,42

Fonte: O Autor (2015)

Assim os dados desta tabela podem mostrar em relação ao VPL e ao payback, num período de 20 anos, que ao investir inicialmente R\$ 17.634,10, haverá um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, tem-se um retorno líquido positivo de para todas as localidades com exceção de Brasília e Manaus. O VPL negativo ocorreu nas cidades com as tarifas de energia mais baixas o que proporcionará um retorno financeiro menor em relação às cidades com tarifas maiores.

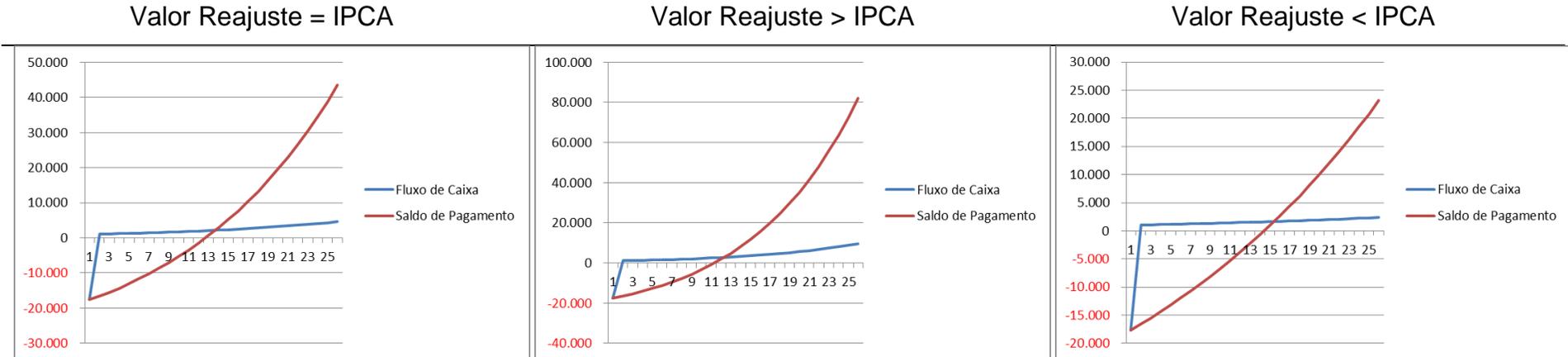
Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajusto proposto e atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda terá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

Nos gráficos de 13 a 18 pode observar o comportamento do fluxo de caixa, o payback e o saldo de pagamento do sistema analisado para cada uma das cidades em estudo.

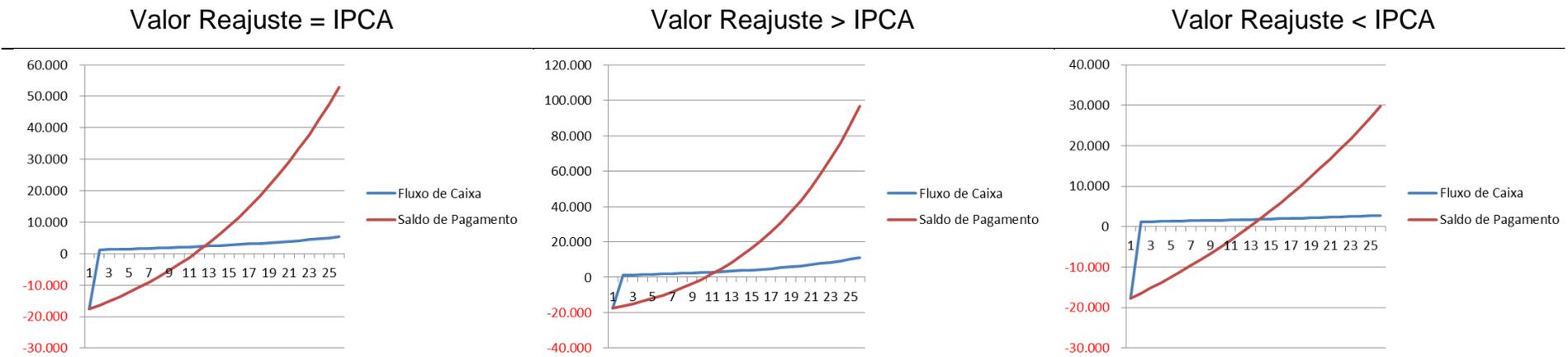
Nos gráficos de 19 a 21 pode-se ver a comparação Payback do TIR e do VPL entre as cidades pesquisadas conforme o reajusta da tarifa.

Gráfico 13 - Análise Financeira - Sorocaba



Fonte: O Autor

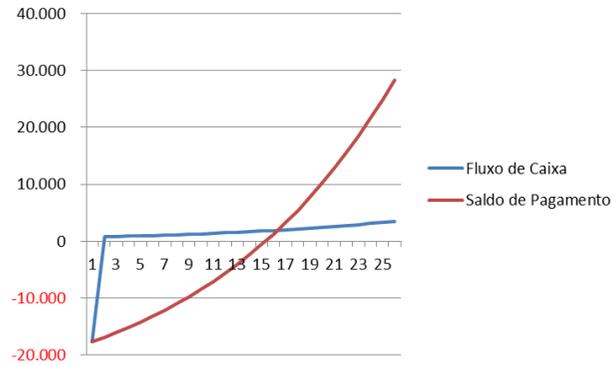
Gráfico 14 - Análise Financeira - Rio Branco



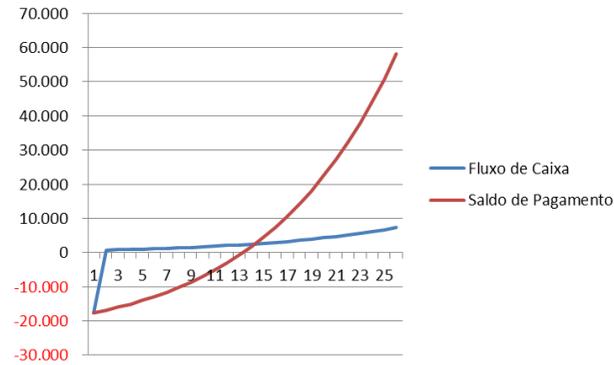
Fonte: O Autor

Gráfico 15 - Análise Financeira - Manaus

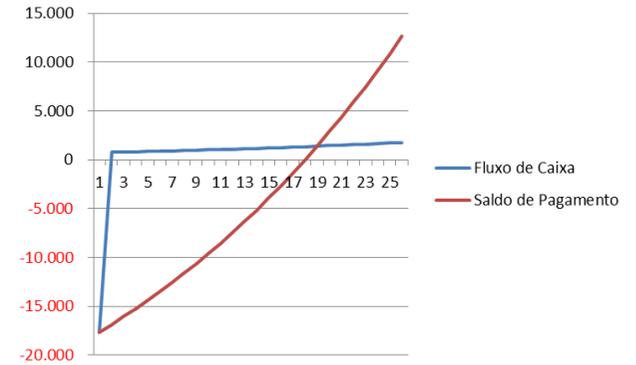
Valor Reajuste = IPCA



Valor Reajuste > IPCA



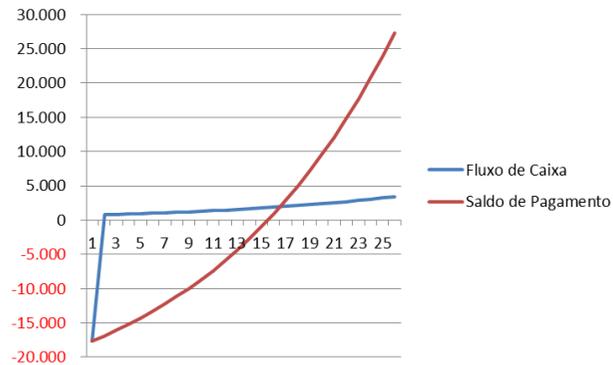
Valor Reajuste < IPCA



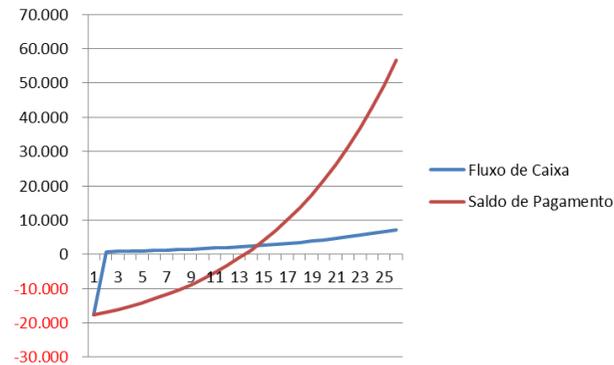
Fonte: O Autor

Gráfico 16 - Análise Financeira - Brasília

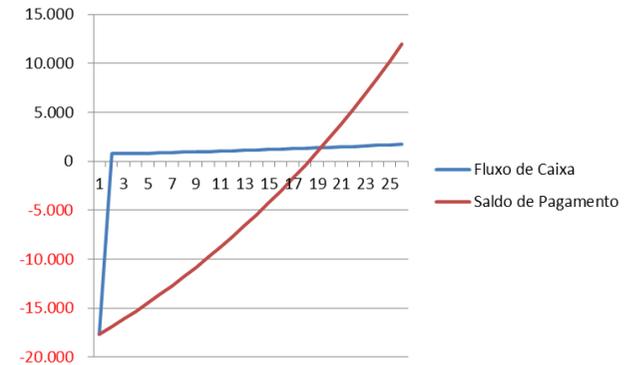
Valor Reajuste = IPCA



Valor Reajuste > IPCA



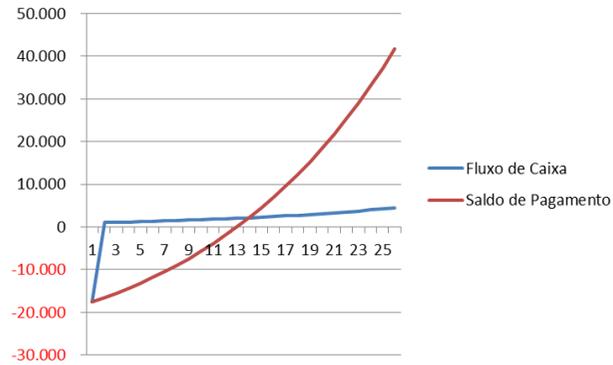
Valor Reajuste < IPCA



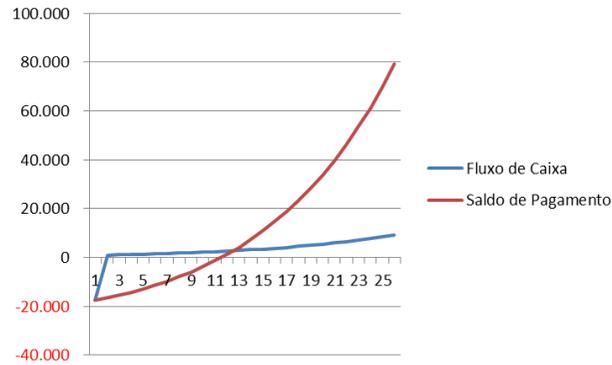
Fonte: O Autor

Gráfico 17 - Análise Financeira - Fortaleza

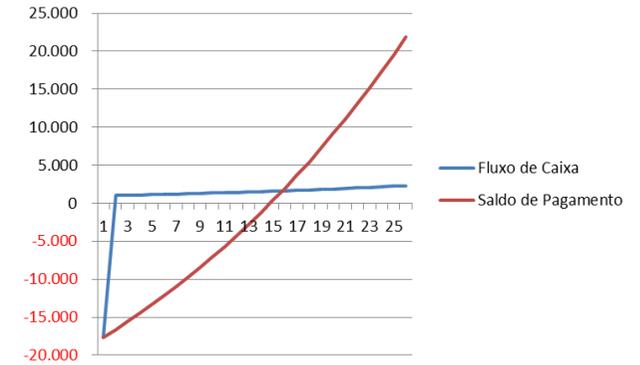
Valor Reajuste = IPCA



Valor Reajuste > IPCA



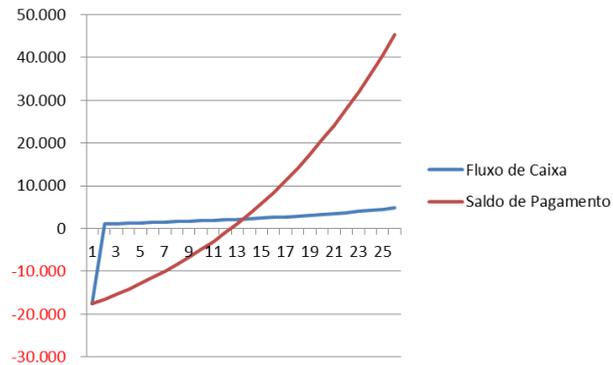
Valor Reajuste < IPCA



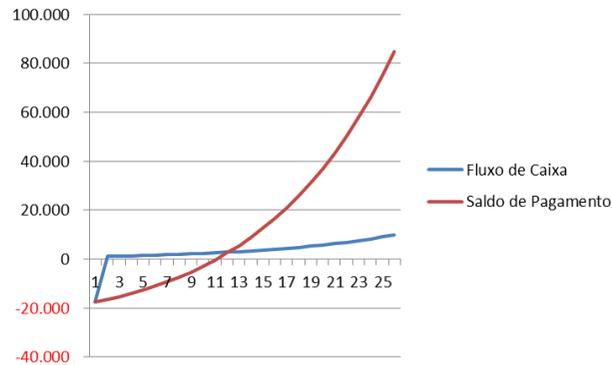
Fonte: O Autor

Gráfico 18 - Análise Financeira - Porto Alegre

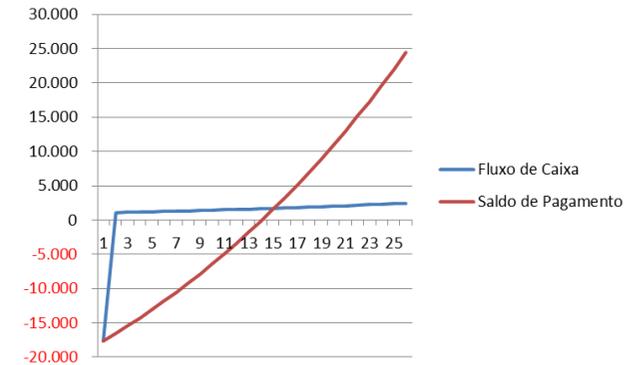
Valor Reajuste = IPCA



Valor Reajuste > IPCA



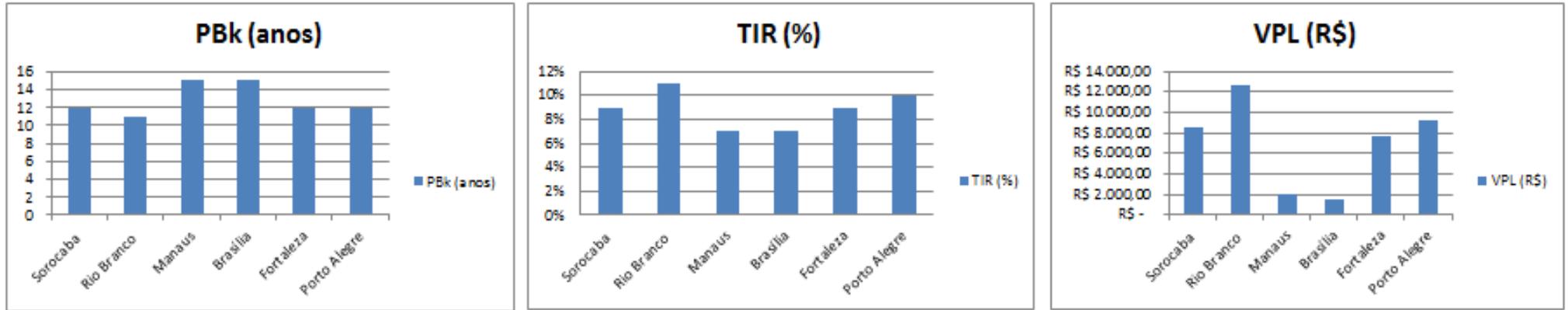
Valor Reajuste < IPCA



Fonte: O Autor

Gráfico 19 - Payback X TIR X VPL - Solar 200kW/mês (Reajuste = IPCA)

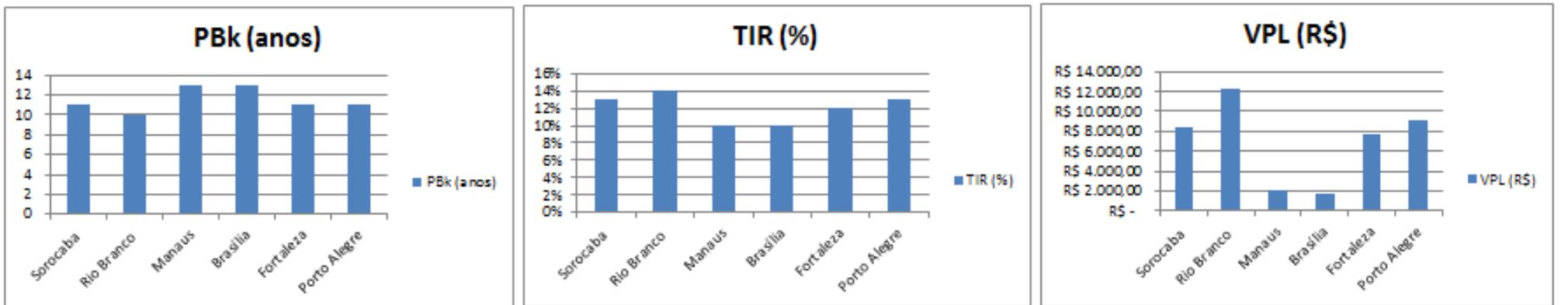
Reajuste = IPCA



Fonte: O Autor

Gráfico 20 - Payback X TIR X VPL - Solar 200kW/mês (Reajuste > IPCA)

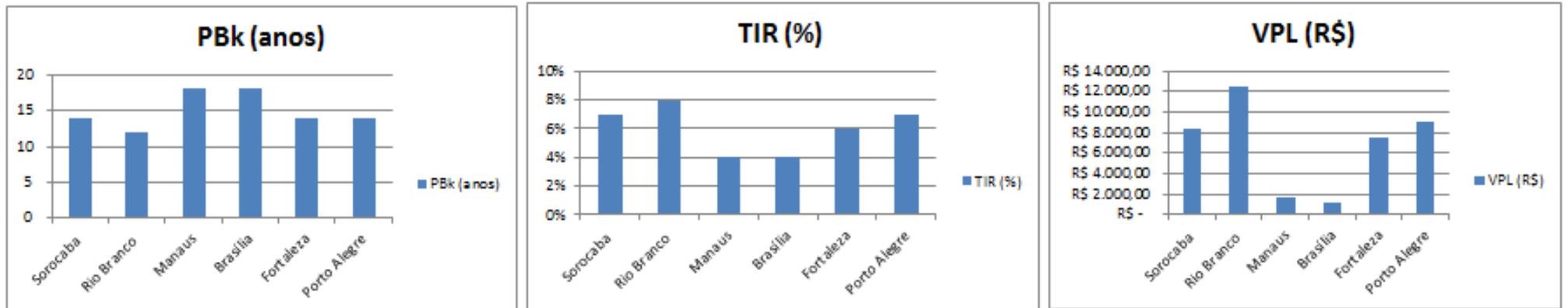
Reajuste > IPCA



Fonte: O Autor

Gráfico 21- Payback X TIR X VPL - Solar 200kW/mês (Reajuste < IPCA)

Reajuste < IPCA



Fonte: O Autor

6.4.2 Geração com autoconsumo de 250 kWh/mês

Nesta simulação, baseada na descrição anterior, onde a única diferença entre elas, é que o índice de autoconsumo, prevendo assim um cenário de aumento de consumo de 200 kWh/mês para 250 kWh/mês.

A tabela 30 descreve os resultados da simulação, conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17 para uma vida útil de 25 anos.

Tabela 30 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 25 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	R\$ 1.302,25	R\$ 1.392,17	R\$ 914,52
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 26.759,46	R\$ 55.682,31	R\$ 11.557,79
Rio Branco	VPL	R\$ 4.360,30	R\$ 4.361,93	R\$4.051,01
	TIR	8%	11%	5%
	Payback	14 anos	12 anos	16 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 33.820,04	R\$ 66.823,71	R\$ 16.473,50
Manaus	VPL	- R\$ 3.603,36	- R\$ 3.371,80	- R\$ 4.116,95
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	18 anos	14 anos	22 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 15.433,13	R\$ 37.809,65	R\$ 3.672,16

Brasília	VPL	- R\$ 3.926,16	- R\$ 3.685,28	- R\$ 4.448,02
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	18 anos	17 anos	23 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 14.687,84	R\$ 36.633,61	R\$ 3.153,28
Fortaleza	VPL	R\$ 716,13	R\$ 822,97	R\$ 313,36
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 25.406,19	R\$ 53.546,88	R\$ 10.615,61
Porto Alegre	VPL	R\$ 1.901,12	R\$ 1.973,75	R\$ 1.528,75
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 28.142,16	R\$ 57.864,17	R\$ 12.520,45

Fonte: O Autor (2015).

A análise da tabela 30 mostra os dados em relação ao VPL, o payback, a TIR e o saldo após o pagamento do equipamento num período de 25 anos, que ao investir inicialmente R\$17.634,10, terá um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, haverá um retorno líquido positivo de para todas as localidades com exceção de Brasília e Manaus. O VPL negativo ocorreu nas cidades com as tarifas de energia mais baixas o que nos dão um retorno financeiro menor em relação às cidades com tarifas maiores.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajusto proposto e atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do

equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

Foi realizada também uma simulação em que a vida útil deste sistema fosse de apenas 20 anos e com os resultados descritos na tabela 31 conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17.

Tabela 31 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 250 kWh/mês - 20 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	- R\$ 2.671,26	- R\$ 2.632,73	- R\$ 2.885,38
	TIR	4%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 11.689,26	R\$ 25.604,57	R\$ 3.529,96
Rio Branco	VPL	- R\$ 224,82	- R\$ 256,93	- R\$ 376,18
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	14 anos	12 anos	16 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 16.431,13	R\$ 32.309,80	R\$ 7.120,61
Manaus	VPL	- R\$ 6.595,75	- R\$ 6.443,91	- R\$ 6.910,55
	TIR	2%	5%	-1%
	Payback	18 anos	14 anos	> 20 anos (22a)

	Saldo após equipamento pago	R\$ 4.082,52	R\$ 14.848,27	- R\$ 2.230,03
Brasília	VPL	- R\$ 6.853,99	- R\$ 6.694,69	- R\$ 7.175,41
	TIR	2%	5%	-1%
	Payback	18 anos	16 anos	> 20 anos (23a)
	Saldo após equipamento pago	R\$ 3.581,99	R\$ 14.140,50	- R\$ 2.609,04
Fortaleza	VPL	- R\$ 3.140,16	- R\$ 3.088,09	- R\$ 3.366,31
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 10.780,40	R\$ 24.319,40	R\$ 2.841,76
Porto Alegre	VPL	- R\$ 2.192,17	- R\$ 2.167,47	- R\$ 2.394,00
	TIR	5%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 12.617,88	R\$ 26.917,68	R\$ 4.233,13

Fonte: O Autor (2015).

A análise da tabela 31 mostra os dados em relação ao VPL, o payback, a TIR e o saldo após o pagamento do equipamento num período de 20 anos, que ao investir inicialmente R\$17.634,10. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, todas as cidades apresentaram, um retorno negativo de investimento. Se utilizar este indicador para análise, em nenhuma cidade do projeto seria viável a sua instalação.

Já em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil para reajuste maior ou igual à relação “Reajuste x IPCA”, já para o reajuste menor que o IPCA, nas cidades de

Brasília e Manaus a instalação do projeto se torna inviável já que pagamento só se realiza após 22 anos.

Desta forma pode-se afirmar quando do reajuste for maior ou igual ao IPCA, não haverá retorno do investimento, mas o pagamento do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um saldo de caixa em relação ao montante inicialmente investido, mostrando a viabilidade do sistema.

6.4.3 Geração com autoconsumo de 150 kWh/mês

Nesta simulação, baseada na descrição anterior, onde a única diferença entre elas, é que o índice de autoconsumo, prevendo assim um cenário de diminuição de consumo de 200 kWh/mês para 150 kWh/mês.

A tabela 32 descreve os resultados da simulação, conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17 para uma vida útil de 25 anos.

Tabela 32 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 25 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	R\$ 1.302,25	R\$ 1.392,17	R\$ 914,52
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 26.759,46	R\$ 55.682,31	R\$ 11.557,79
Rio Branco	VPL	R\$ 4.360,30	R\$ 4.361,93	R\$ 4.051,01
	TIR	8%	11%	5%
	Payback	14 anos	12 anos	16 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 33.820,04	R\$ 66.823,71	R\$ 16.473,50

Manaus	VPL	- R\$ 3.603,36	- R\$ 3.371,80	- R\$ 4.116,95
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	18 anos	15 anos	22 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 15.433,13	R\$ 37.809,65	R\$ 3.672,16
Brasília	VPL	- R\$ 3.926,16	- R\$ 3.685,28	- R\$ 4.448,02
	TIR	4%	7%	1%
	Payback	18 anos	16 anos	23 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 14.687,84	R\$ 36.633,61	R\$ 3.153,28
Fortaleza	VPL	R\$ 716,13	R\$ 822,97	R\$ 313,36
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 25.406,19	R\$ 53.546,88	R\$ 10.615,61
Porto Alegre	VPL	R\$ 1.901,12	R\$ 1.973,75	R\$ 1.528,75
	TIR	7%	10%	4%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 28.142,16	R\$ 57.864,17	R\$ 12.520,45

Fonte: O Autor (2015).

A análise da tabela 32 mostra os dados em relação ao VPL, o payback, a TIR e o saldo após o pagamento do equipamento num período de 25 anos, que ao investir inicialmente R\$17.634,10, terá um retorno positivo ao longo da vida útil do equipamento. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, haverá um retorno líquido positivo de para todas as localidades com exceção de Brasília e Manaus. O VPL

negativo ocorreu nas cidades com as tarifas de energia mais baixas o que proporciona um retorno financeiro menor em relação às cidades com tarifas maiores.

Em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil independente do índice de reajusto proposto e atrelado a esta realidade, o saldo de retorno após o pagamento do equipamento instalado até o fim de sua vida útil, em todas as cidades apresentaram saldo positivo.

Desta forma pode-se afirmar que em qualquer cenário de análise, o retorno do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um retorno financeiro em relação ao montante inicialmente investido.

Foi realizada também uma simulação em que a vida útil deste sistema fosse de apenas 20 anos e os resultados descritos na tabela 41 conforme cenário descrito nas tabelas 15,16 e 17.

Tabela 33 - Resultado da simulação com painéis solares e bateria conectada a rede - 150 kWh/mês - 20 anos

Reajuste Tarifário X IPCA				
Cidade	Indicador Financeiro	Valor Reajuste = IPCA	Valor Reajuste > IPCA	Valor Reajuste < IPCA
Sorocaba	VPL	-R\$ 2.671,26	-R\$ 2.632,73	-R\$ 2.885,38
	TIR	4%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 11.689,26	R\$ 25.604,57	R\$ 3.529,96
Rio Branco	VPL	-R\$ 224,82	-R\$ 256,93	-R\$ 376,18
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	14 anos	12 anos	16 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 16.431,13	R\$ 32.309,80	R\$ 7.120,61

Manaus	VPL	-R\$ 6.595,75	-R\$ 6.443,91	-R\$ 6.910,55
	TIR	2 %	5 %	-1%
	Payback	18 anos	15 anos	> 20 anos (22a)
	Saldo após equipamento pago	R\$ 4.082,52	R\$ 14.848,27	-R\$ 2.230,03
Brasília	VPL	-R\$ 6.853,99	-R\$ 6.694,69	-R\$ 7.175,41
	TIR	2%	5%	-1%
	Payback	18 anos	16 anos	> 20 anos (23a)
	Saldo após equipamento pago	R\$ 3.581,99	R\$ 14.140,50	-R\$ 2.609,04
Fortaleza	VPL	R\$ 716,13	R\$ 822,97	R\$ 313,36
	TIR	6%	9%	3%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 25.406,19	R\$ 53.546,88	R\$ 10.615,61
Porto Alegre	VPL	-R\$ 2.192,17	-R\$ 2.167,68	-R\$ 2.394,00
	TIR	5%	8%	2%
	Payback	15 anos	13 anos	18 anos
	Saldo após equipamento pago	R\$ 12.617,88	R\$ 26.917,68	R\$ 4.233,13

Fonte: O Autor (2015).

A análise da tabela 33 mostra os dados em relação ao VPL, o payback, a TIR e o saldo após o pagamento do equipamento num período de 20 anos, que ao investir inicialmente R\$17.634,10. Para a análise do VPL, pode-se verificar que independentemente do tipo de reajuste tarifário aplicado em relação ao IPCA, todas as cidades apresentam, um retorno negativo de investimento. Se utilizar este indicador, em nenhuma cidade o projeto seria viável a sua instalação.

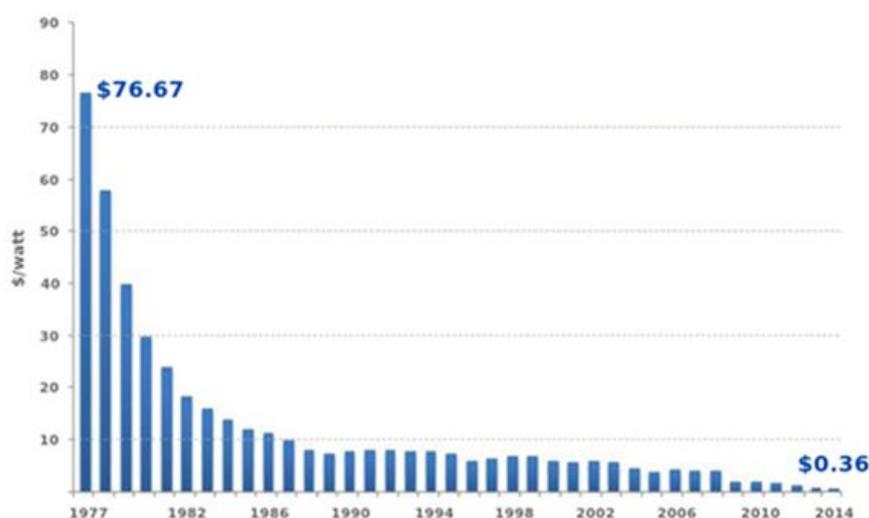
Já em relação ao payback todas as cidades em estudo apresentaram um retorno do investimento antes do fim de sua vida útil para reajuste maior ou igual à relação “Reajuste x IPCA”, já para o reajuste menor que o IPCA, nas cidades de Brasília e Manaus a instalação do projeto se torna inviável já que pagamento só se realiza após 22 anos.

Desta forma pode-se afirmar que quando o reajuste for maior ou igual ao IPCA, não haverá retorno de investimento, mas o pagamento do investimento se dá antes do término da vida útil do mesmo e ainda haverá um saldo de caixa em relação ao montante inicialmente investido, mostrando a viabilidade do sistema.

7 CUSTO FINAL DA ENERGIA GERADA PELO SISTEMA

Um dos fatores mais importantes para o barateamento da geração de energia solar vem do fato de que o custo dos painéis solares vem caindo vertiginosamente com o passar do tempo. Conforme o Gráfico 22 vê-se que num período de 37 anos passou-se de US\$ 76,67/Watt gerado para US\$ 0,36/Watt gerado.

Gráfico 22 - Preço das Células Fotovoltaicas US\$ x Watt



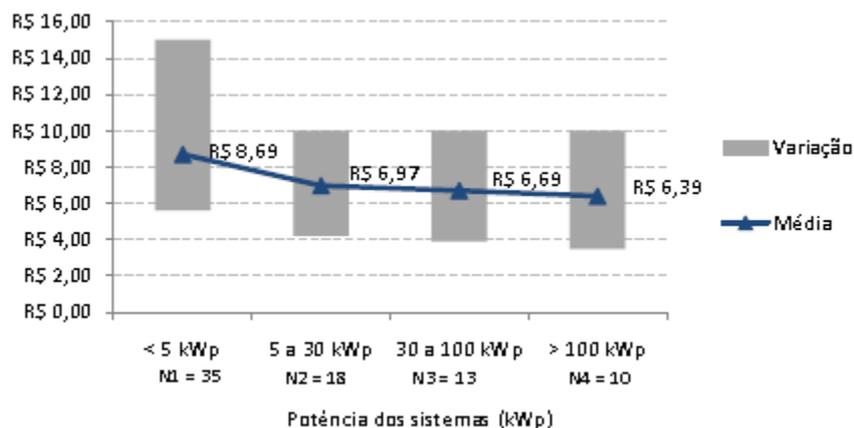
Fonte: Bloomberg. New Energy Finance & pv.energytrend.com

Um dos fatores mais importantes numa instalação é a economia de escala que ela apresenta. Assim sendo normalmente, quanto maior a instalação de um sistema, maior será o benefício que este terá em seu custo final, visto que custos fixos são diluídos por potência instalada, os inversores utilizados mais econômicos (R\$ x W) e o material de infraestrutura podem ser mais bem negociados entre as partes, em função do volume de compra (BARBOSE et al., 2014).

De acordo com Manoel & Kozen (2014) o gráfico 23 descreve o preço médio dos sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil, corroborando o que foi descrito por BARBOSE (2014). Ao analisar este gráfico verifica-se que para sistemas com menos de 5 kWp de potência haverá os preços mais elevados por kWp instalados, e com o aumento da potência instalada este valor tende a diminuir. Assim sendo é possível visualizar que para projetos entre 5 e 30 kWp estes são, em média, 20% mais baratos do que instalações de sistemas de até 5 kWp. O mesmo não ocorre para faixas de potências maiores, apresentando desta forma uma taxa de redução menor.

Isto se deve ao fato de que, apesar de um maior ganho em escala, seu custo de instalação, devido à infraestrutura pode ser maior.

Gráfico 23 - Preço médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil em 2013



Fonte: Manoel & Konzen (2014).

A tabela 34 descreve as características do sistema utilizado para o estudo de caso.

Tabela 34 - Características do sistema estudado

Potência Instalada (kWp)	Área (m2)	Peso (Kg)	Placas de 250Wp	Custo (R\$)	Potência Fornecida anual (kWh/ano)
1,50	9 - 10	13	6	17.634,10	2.400

Fonte: Dados preparados pelo autor

Desta forma tem-se o custo de R\$ 11,75/KWp no sistema proposto não muito diferente do que formulado por Manoel & Kozen (2014), já que nesta época os estudos foram realizados com base no valor cambial de 2012 (€ 1 = R\$ 2,30 e US\$ 1 = R\$ 1,75),

Para determinar o valor do KWh do estudo feito, adota-se inicialmente que o sistema apresenta uma vida útil de 25 anos e que este terá uma manutenção mínima, assim sendo terá a seguinte situação:

- ✓ Custo de Investimento = R\$ 17.634,10
- ✓ Custo de Manutenção 25 anos = R\$ 5.600,00
- ✓ Custo Total = Investimento + Manutenção = R\$ 17.634,10 + R\$ 5.600,00 = R\$ 23.234,10

- ✓ Energia Gerada em 25 anos = 25 anos * 2400 kWh/ano = 60.000KWh (apx).
- ✓ Preço/KWh = Custo total (Investimento+manutenção) dividido pela energia gerada
- ✓ Preço da Energia Gerada = R\$ 19.134,10 / 60.000 kWh = R\$0,39/kWh

Como no sistema analisado, previa-se também que a duração do mesmo seria de 20 anos e adotando-se que este também terá uma manutenção mínima, ocorrerá a seguinte situação:

- ✓ Custo de Investimento = R\$ 17.634,10
- ✓ Custo de Manutenção 20 anos = R\$ 3.500,00
- ✓ Custo Total = Investimento + Manutenção = R\$ 17.634,10 + R\$ 4.200,00 = R\$ 21.546,10
- ✓ Energia Gerada em 20 anos = 20 anos * 2400 kWh/ano = 48.000kWh (apx).
- ✓ Preço/KWh = Custo total (Investimento+manutenção) dividido pela energia gerada
- ✓ Preço da Energia Gerada = R\$ 19.134,10 / 60.000 kWh = R\$0,45/kWh

A tabela 35 apresenta um resumo dos preços do kWh do sistema em análise.

Tabela 35 - Preço kWh do sistema estudado

Tempo Vida Útil (anos)	R\$ / kWh
20	0,45
25	0,39

Fonte: O autor

A análise da tabela 35 nos permite comparar o valor do R\$/kWh entre o sistema estudado e o do cobrado na conta de luz. Assim verifica-se que os preços estão bem parecidos sendo que no sistema estudado estão permanecerão constantes ao longo do tempo e o preço cobrado pela concessionária de energia é reajustado anualmente.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O tema da pesquisa deste trabalho foi a análise da geração de energia elétrica domiciliar, baseada nas condições solares e/ou eólicas para execução em residências de baixo consumo. Tomou-se como referencia uma residência cujo consumo de energia fosse à ordem de 200 kWh/mês.

Ao analisar o cenário atual de energia no Brasil, verifica-se que o aumento de consumo é crescente e por estar baseado em uma estrutura centralizada de produção através de grandes centrais hidrelétricas, que devido a sua complexidade de instalação acabam defasando-se no tempo em relação à produção de energia elétrica através da construção de novas unidades e a entrega da mesma ao consumidor final.

Como alternativa ao atual modelo de produção centralizada tem-se através de legislação específica (ANEEL, 2012b) que criam as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, diretamente na rede da concessionária. Desta forma o antigo consumidor passa a ser um co-gerador de energia elétrica em parceria com a concessionária.

A produção de energia em uma residência depende de alguns fatores como a legislação local vigente definida pela concessionária local e da tecnologia a ser utilizada no sistema que depende de fatores urbanos onde esta residência esta localizada, como por exemplo, velocidade do vento, índice de insolação ou radiação solar diário, tarifas aplicadas.

As formas de GD são baseadas em sistemas solares e eólicos. Segundo Ricardo Abramovay (2014) o mais importante é criar-se condições para que países em desenvolvimento tenham disponibilizado esta capacidade de geração de energia descentralizada, baseada em fontes renováveis.

Com o desenvolvimento tecnológico atualmente a tendência é de que os custos dos painéis solares venham a cair ainda mais devido ao aumento na produção dos mesmos (Crane e Kennedy Jr, apud Abramovay, 2014), o mesmo se estende a produção de baterias, viabilizando cada vez mais estas fontes renováveis de energia.

Ao analisar o resultado da pesquisa baseado em VPL, TIR, Payback e Saldo de caixa após pagamento do equipamento, pode-se concluir que nas cidades analisadas se torna viável a produção de energia renovável através de um sistema baseado em energia solar. Já o sistema baseado em energia eólica não se tornou viável em função da baixa velocidade dos ventos que sopram na localidade em estudo devido a sua geografia. Já o sistema solar e eólico é viável, mas seu resultado não é superior ao puramente solar, pois como dito anteriormente a baixa velocidade dos ventos inviabiliza este sistema nestas cidades.

Outro dado importante na análise realizada é comparar os dados da tabela 22 onde o valor médio da tarifa paga nas localidades em estudo foi de R\$ 0,48 / kWh com os dados da tabela 43 que apontou uma tarifa final para o sistema em estudo no valor de R\$ 0,39 / kWh para 25 anos e R\$ 0,45 / kWh para 20 anos. Valores estes bem próximos, fazendo com que o sistema em estudo se torne bem atrativos a sua instalação. Com o passar do tempo os valores da tabela 22 tende a crescer enquanto que os valores da tabela 43 tendem a ficarem fixos.

Este tipo de análise é particular para cidades em estudo e pode ser expandida para qualquer localidade do Brasil, mediante a análise dos parâmetros de irradiação solar e principalmente da velocidade do vento do local em estudo.

Como consequência do aumento da geração distribuída no Brasil esta pode minimizar os impactos ao meio ambiente pelo fato de evitar a instalação de novas unidades de geração e transmissão de grande porte (RODRÍGUEZ, 2002). É possível mensurar o impacto ambiental causado no meio ambiente, mas é imensurável o impacto causado nas pessoas que habitam as terras a serem alagadas com a criação de uma nova usina hidrelétrica.

A maioria destas pessoas nasceram e têm uma história de vida neste local, já que lá estão as lembranças de uma vida, os entes queridos que estejam enterrados e outros sentimentos e ao serem deslocadas a uma nova cidade se sentiram como forasteiros neste novo lar..

Com a GD é possível o uso de fontes renováveis e limpas de energia, fazendo com que usinas baseadas em tecnologia nuclear, sejam adiadas a sua construção, que apesar de ser considerada uma energia limpa quanto à emissão de poluentes responsáveis pelo efeito estufa, mas ainda têm-se dois fatores de risco como o

acidente acontecido em Chernobyl na Ucrânia em 1986 e mais recentemente o acidente na Central Nuclear de Fukushima I em 11 de março de 2011 e o outro fator de risco é não possuir solução adequada ao rejeito radioativo produzida.

REFERÊNCIAS

ABDALA, L. N. et al. **Como as cidades inteligentes contribuem para o desenvolvimento de cidades sustentáveis? Uma revisão sistemática de literatura.** International Journal of Knowledge Engineering and Management, Florianópolis, v. 3, n.5, p. 98-120, mar./jun. 2014.

ABRAMOVAY, R. Inovações para que se democratize o acesso à energia, sem ampliar as emissões. **Ambiente & Sociedade**, São Paulo, v. 27, n. 3, p. 1-18, jul./set. 2014.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. **Renewable Energy**, Amsterdam, v. 22, p. 197-204, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 2. ed. Brasília, DF, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2005atlas.cfm>>. Acesso em: 18 set. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 3. ed. Brasília, DF, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica 175.** [2012a]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/017/resultado/nota_tecnica_175_copel.pdf>. Acesso em: 18 set. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL).. **Resolução Normativa nº. 482 de 17 de abril de 2012.** [2012b]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Solicitação de Informação – Banco de Dados.** [2014a]. Disponível em: <www.aceessoainformacao.gov.br>. Acesso em: nov. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Conceituação.** [2014b]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=92>>. Acesso em: 23 out. 2014.

AJMONE-MARSAN, M. et al. The emerging energy web. **The European Physical Journal. Special Topics**, Les Ulis, v. 214, p. 547-569 , 2012.

AMMONIT. **Energia Eólica**. Disponível em: <<http://www.ammonit.com/pt/energia-eolica/energia-eolica>>. Acesso em: 18 set. 2014.

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS. **Cidade Inteligente Búzios**. Disponível em: <<https://www.ampla.com/ampla-e-a-sociedade/programas-e-projetos/cidade-inteligente.aspx>>. Acesso em: 01 maio 2015.

ASSAF NETO, A. **Finanças corporativas e valor**. São Paulo: Atlas, 2009.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G. **Curso de Administração financeira**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

ASSAF NETO, A.; SILVA, C. A. T. **Administração do capital de giro**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11704: Sistemas Fotovoltaicos: Classificação**. Rio de Janeiro, 2008.

ABRADEE ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE) . Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 01 jul. 2015.

ASSUMPÇÃO, A. F. **Smart cities na América Latina: realidade e inovações - estudo de caso: projeto cidade inteligente Búzios**. Disponível em: <http://actacientifica.servicioit.cl/biblioteca/gt/GT2/GT2_AssumpcaoA.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2014.

ATLAS Solarimétrico do Brasil. Recife : Editora Universitária da UFPE, 2000.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BACEN). **Taxa Selic**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/htms/selic/selicdia.asp>>. Acesso em: 01 jan. 2015.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BACEN). **Séries Estatísticas**. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: nov. 2014.

BARBOSA, T. A. de S. **Análise do estudo de impacto ambiental da PCH Ninho da Águia**. Proposta de otimização do processo de licenciamento ambiental utilizando uma matriz simplificada. 2014. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

BARBOSE, G.; WEAVER, S. DARGHOUTH, N. **Tracking the sun VII**. an historical summary of the installed price of photovoltaics in the United States from 1998 to 2013. [Berkeley]: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2014. Disponível em: <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/Tracking%20the%20Sun%20VII_Report_0.pdf>. Acesso em: 27/08/2014.

BARRETO, E. J. F. et al. **Sistemas híbridos**. Soluções energéticas para a Amazônia. Programa Luz para Todos. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2008.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 108 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BENEDITO, R.; MACEDO, W. N.; ZILLES, R. A produção de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede: barreira econômica, pontos de conexão e mecanismos de incentivo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2., 2008, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: ABENS, 2008.

BOGIOLO, G. G.; MIRANDA, T. A. de. **Smart Grid e PLC: uma análise da regulação europeia e desenvolvimento de um sistema simples de integração destas tecnologias**. 2013. 151 f. Monografia (Graduação em Engenharia Industrial Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

BORTOLETO, E. M. **A implantação de grandes hidrelétricas: desenvolvimento, discurso e impactos**. Disponível em: <http://www.maternatura.org.br/hidreletricas/biblioteca_docs/grandes%20hidrelétricas.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2015.

BRASIL. Decreto nº 5,163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 jul. 2004. [2004b]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 20 jan. 2015.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. [2004a] Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 20 jan. 2015.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Tecnologias disponíveis**. [2015c] Disponível em: <<http://www.mct.gov.br>>. Acesso em: 10 jan. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Empresa de pesquisa energética**. Plano decenal de expansão de energia 2022. MME/EPE. Brasília, DF: [s.n.], 2013.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Resolução CONAMA Nº 001/1996. Dispõe sobre os critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 17 fev. 1996. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res0186.html>>. Acesso em: 10 mar. 2015.

CAMACHO, M. A. da G. **Modelo para implantação e acompanhamento de programa corporativo de gestão de energia**. 2009. 178 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009.

CARAGLIN, A.; NIJKAMP, P. **An Advanced triple-helix network model for smart cities performance**. Amsterdam: Faculty of Economics and Business Administration, 2011. (Research Memorandum 2011-45).

CARDOSO, E. de M. **Apostila educativa energia nuclear**. Rio de Janeiro: Comissão Nacional de Energia Nuclear, [2004?]. p. 10-11.

CASTRO, R. M. C.; ARCIFA, M. S. Comunidades de peixes do reservatório do sul do Brasil. **Revista Brasileira de Biologia**, São Carlos, v. 47, p. 493-500, 1987.

CAVALCANTE, F. Análise de projetos de investimento. **Up-To-Date**, São Paulo, ano I, n. 8, 1998.

CEARÁ SOLAR. Disponível em: <<http://Cearasolar.net>>. Acesso em: 01 out. 2014.

CENTRO DE REFERENCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SERGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Energia solar princípios e aplicações**. 2006.

CENTRO DE REFERENCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SERGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Fontse de Dados Eólicos e Solares**. Disponível em: <Http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=fontes_dados_vento_sol>. Acesso em: 05 jan. 2015.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO (CHESF). BRASCEP Engenharia. **Fontes energéticas brasileiras, inventário/ tecnologia**. Energia eólica. De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento. Rio de Janeiro, 1987.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL). **Conexão de micro e minigeração distribuída sob sistema de compensação de energia elétrica**. 2013. (Norma Técnica). Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2014.

CORREIA, W. Avanços do projeto cidade inteligente Búzios. In: FORUM LATINO – AMERICANO DE SMART GRID, 6., 2013, São Paulo. **[Slides...]** São Paulo, 2013.

COSTA, D. **Defesa do Estado**. Rio de Janeiro: Centro Brasileiro de Estudos Estratégicos, 1996.

CUNHA-SANTINO, M. B.; BIANCHINI Jr., I. Estequiometria da decomposição aeróbia de galhos, cascas serapilheira e folhas. In: ESPÍNDOLA, E. (Org.). **Recursos hidroenergéticos: usos, impactos e planejamento integrado**. São Carlos: Rima, 2002. p. 185-197.

DEUTSCHE WELLE (DW). **Em franca expansão na China, energia eólica sofre revés na Alemanha**. Disponível em: <<http://www.dw.de/em-franca-expans%C3%A3o-na-china-energia-e%C3%B3lica-sofre-rev%C3%A9s-na-alemanha/a-17663565>>. Acesso em: 16 jul. 2014.

DUTRA, R. **Energia eólica: princípios e tecnologia**. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2009.

EISBERG, R.; RESNICK, R. **Física quântica**: átomos, moléculas, sólidos, núcleos e partículas. 13. ed. Rio de Janeiro: Campus, c1979.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia – PNE 2030**, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>>. Acesso em: 20 out. 2014.

ENERGIA PURA. Disponível em: <<https://www.energiapura.com>>. Acesso em: 01 out. 2014.

ERICKSON, P. A. **Practical guide to environmental impact assessment**. San Diego: Academic Press, 1994.

FALCÃO, D. M. Smart grids e microrredes: o futuro já é presente. In: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 8., 2009, Rio de Janeiro, 2009. **Anais...** Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <<http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/simpase2009/documentos/IT%2044%20-%20Smart%20Grids%20e%20Microrredes%20O%20Futuro%20j%C3%A1%20%C3%A9%20Presente.pdf>>. Acesso em: 21 set 2014.

FALCÃO, D. M. **Por que precisamos de redes elétricas mais inteligentes?** Santa Maria: SEPOC/SESP, 2014.

FERREIRA, H. L. et al. Distributed generation and distribution market diversity in Europe. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 39, n. 9, p. 5561-5571, Sept. 2011.

FERREIRA, H.L. et al. Characterisation of electrical energy storage technologies. **Energy**, Amsterdam, v. 53, p. 288-298, May 2013.

FICHAUX, N. et al. **Design limits and solutions for very large wind turbines**: a 20 MW turbine is feasible. [Brussels]: The Sixth Framework Programme, 2011.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 94 f. Dissertação (Mestrado em

Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2006.

GELLER, H. S. **Revolução energética**: políticas para um futuro sustentável. Rio de Janeiro: Relemu Dumará, 2003. 299 p.

GIORDANO, V.; FULLI, G. A business case for smart grid technologies: a systemic perspective. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 40, p. 252-259, Jan. 2012.

GOLDEMBERG, J. **Energia, meio ambiente & desenvolvimento**. 2. ed. São Paulo: EDUSP/CESP, 2003. 225 p.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables: version 16. **Progress in photovoltaics: research and applications**, Sydney, v. 8, p. 377-384, 2000.

GRUBB, M. J.; MEYER, N. I. Wind energy: resources, systems and regional strategies. In: JOHANSSON, T. B. et al. **Renewable energy**: sources for fuels and electricity. Washington, D.C.: Island Press, 1993. Cap. 3.

GRZEIDAK, E. et al. Qualidade da energia elétrica no contexto de smart grid. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 9., 2011, Cuiabá. **Anais...** Cuiabá, 2011. Cap. 4, p. 48-56.

HALLIDAY, D.; RESNIK, R.; WALKER, J. **Fundamentos de física**: mecânica. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008. v. 1, 370 p.

HOJI, M. **Administração financeira e orçamentária**. São Paulo: Atlas, 2010.

ITAIPU Binacional. **Perguntas Frequentes**. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/perguntas-frequentes>>. Acesso em: 20 fev. 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Smartgrids Roadmap**. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2015.

JENKINS, N. et al. **Embedded generation**. London: Institution of Electrical Engineers, 2000.

KAHELER, J. W. M. **Un outil d'Aide à la décision et de gestion des actions pour la maîtrise de la demande d'énergie**: de la conception au développement. 1993. 257 f. Thèse (Doctorat en Sciences Appliquées) - École des Mines de Paris, Paris 1993.

LANDIM, R. **Sob a luz dos holofotes**. São Paulo, 2011. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/mercado/me1006201128.htm>>. Acesso em: 16 dez. 2014.

LEMES JÚNIOR, A. B.; RIGO, C. M.; CHEROBIM, A. P. M. S. **Administração financeira**: princípios fundamentos e práticas brasileiras. 5. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

MANOEL, P. S.; KONZEN, G. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica em 2013**. Florianópolis: Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2014.

MARTÍNEZ-ANIDO, C. et al. European power grid reliability indicators, what do they really tell? **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 90, p. 79-84, Sept. 2012.

MARTINS, F. R.; GUARNIEIRI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, São Paulo, v. 30, n. 1, p. 1304, 2008.

MEGLIORINI, E.; VALLIM, M. A. **Administração financeira**: uma abordagem brasileira. São Paulo: Pearson, 2009.

MINHA CASA SOLAR. Disponível em: <<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/>>. Acesso em: 01 out. 2014.

MORAES, N. P. **Estudo de implantação de células a combustível em sistemas híbridos para produção de energia elétrica**. 2011. 158 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Federal do ABC, Santo André, 2011.

MOSLEHI, K.; KUMAR, R. A reliability perspective of the smart grid. **IEEE Transactions On Smart Grid**, Piscataway, v. 1, n. 1, June 2010.

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

MOURA FÉ, A. L. Projeto de smart grid de Búzios é indicado entre os 10 mais inovadores do mundo. **Infraestrutura Urbana**, ed. 19, out. 2012. Disponível em: <<http://infraestruturaurbana.pini.com.br/solucoes-tecnicas/19/artigo267591-3.aspx>>. Acesso em: 22 jul. 2015.

MOVIMENTO DOS ATINGIDOS POR BARRAGENS (MAB). Disponível em: <<http://www.mabnacional.org.br/>>. Acesso em: 26 mar. 2015.

MÜLLER, A. C. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: Makron Books, 1995.

NATIONAL CLIMATIC DATA CENTER (NCDC). Disponível em: <<http://www.ncdc.noaa.gov/>>. Acesso em: 02 fev. 2015.

NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION (NOAA). National Center For Environmental Information. Disponível em: <<http://www.ncdc.noaa.gov/>>. Acesso em: 01 out. 2014.

NEOSOLAR. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br>>. Acesso em: 01 out. 2014.

NIGRIS, M. De; COVIELLO, M. F. **Smart grids in Latin America and the Caribbean**. Santiago: Economic Commission for Latin America and the Caribbean, 2012. (Project Document).

OLIVO, R. L. F. **Modelos financeiros e avaliação de projetos**. Valinhos, SP: Anhanguera Educacional, 2010. [Adaptação de: OLIVO, Rodolfo L. F. *Análise de Investimentos*. Campinas: Alínea, 2008.].

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE). **Curso de la generación distribuida**. SABA System, 2014. Disponível em: <<http://www.olade.org/elearning>>. Acesso em: 15 out. 2014.

PEREIRA JR., L. C. **A interação entre geradores solares fotovoltaicos e veículos elétricos conectados à rede elétrica pública**. 2011. 136 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

PURVINS, A.; PAPAIOANNOU, I. T.; DEBARBERIS, L. Application of battery-based storage systems in household-demand smoothening in electricity-distribution grids. **Energy Conversion and Management**, Amsterdam, v. 65, p. 272-284, Jan. 2013.

RETSSCREEN. Disponível em: <http://www.retscreen.net/pt/home.php>>. Acesso em: 20 abr. 2015.

REDES INTELIGENTES BRASIL (RIB) . Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/>>. Acesso em: 20 jan. 2015.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída**: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2002. 118 f. Dissertação (Mestrado Planejamento de Sistemas Energéticos) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

R&X TECHNICAL GROUP (RXTECH). Disponível em: <<http://www.rxtech-power.com.cn>>. Acesso em: 01 out. 2014.

SÃO PAULO. Secretaria de Energia. **Simulador Consumo Residencial**. Disponível em: http://www.energia.sp.gov.br/portal.php/simulador_consumo_residencial. Acesso em: 10 dez. 2014.

SHEPHERD, D. G. Historical development of the windmill. In: SPERA, S. A. (Ed.). **Wind turbine technology**: fundamental concepts of wind turbine engineering. New York: ASME Press, 1994. p 1-46.

SIMÕES, M. G.; FRANCESCHETTI, N. N.; BIMAL, K. B. Otimização de um sistema de geração de energia eólica através de controle fuzzy. **SBA Controle & Automação**, Campinas, v. 10, n. 01, jan./abr. 1999.

SOLBES, J.; TARÍN, F. Algunas dificultades en torno a la conservación de la energía. **Enseñanza de las Ciencias**, Barcelona, v. 16, n. 3, p. 387-397, nov. 1998.

SOUSA, W. L. de. **Impacto ambiental de hidrelétricas**: uma análise comparativa de duas abordagens. 2000. 160 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

TIME LIFE. **Forças físicas**. São Paulo: Abril, 1987. (Ciência e Natureza, v. 1).

TUNDISI, J. G. Reservatórios como sistemas complexos: teoria, aplicações e perspectivas para usos múltiplos. In: HENRY, R. **Ecologia de reservatórios: estrutura, função e aspectos sociais**. Botucatu: FUNDIBIO: FAPESP, 1999. p. 19-38.

UNITED STATES. Department of Energy. Disponível em: <<http://www.energy.gov/>>. Acesso em: 03 set. 2014.

ANEXO A – REN 482/12

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº. 482 de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19 abr. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em

energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o *caput* e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia - TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia - TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

CAPÍTULO IV

DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o *caput* é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no *caput* e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do *caput*, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO VI

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 - Introdução, e 4 do Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 19.04.2012, seção 1, p. 53, v. 149, n. 76 e o retificado no D.O. de 08.05.2012 e 19.09.2012.

(Retificada a nota explicativa (1) da Tabela 2 da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, pelo DSP SRD/ANEEL 720 de 25.03.2014).

ANEXO B - CONVÊNIO ICMS 6, DE 5 DE ABRIL DE 2013

- Publicado no DOU de 12.04.13, pelo Despacho 73/13.

Estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa Nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, na sua 149ª reunião ordinária, realizada em Ipojuca, PE, no dia 5 de abril de 2013, tendo em vista o disposto no art. 9º, § 1º, inciso II, e § 2º, da Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996, e nos arts. 102, 128 e 199 do Código Tributário Nacional - CTN (Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966), resolve celebrar o seguinte

C O N V Ê N I O

Cláusula primeira A emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa Nº 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de 17 de abril de 2012, deverá ser efetuada de acordo com a disciplina prevista neste convênio, observadas as demais disposições da legislação aplicável.

Cláusula segunda A empresa distribuidora deverá emitir, mensalmente, a Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica, modelo 6, relativamente à saída de energia elétrica com destino a consumidor, na condição de microgerador ou de minigerador, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, com as seguintes informações:

I - o valor integral da operação, antes de qualquer compensação, correspondente à quantidade total de energia elétrica entregue ao destinatário, nele incluídos:

a) os valores e encargos inerentes à disponibilização da energia elétrica ao destinatário, cobrados em razão da conexão e do uso da rede de distribuição ou a qualquer outro título, ainda que devidos a terceiros;

b) o valor do ICMS próprio incidente sobre a operação, quando devido;

II - quando a operação estiver sujeita à cobrança do ICMS relativamente à saída da energia elétrica promovida pela empresa distribuidora:

a) como base de cálculo, o valor integral da operação de que trata o inciso I;

b) o montante do ICMS incidente sobre o valor integral da operação, cujo destaque representa mera indicação para fins de controle;

III - o valor correspondente à energia elétrica gerada pelo consumidor em qualquer dos seus domicílios ou estabelecimentos conectados à rede de distribuição operada pela empresa distribuidora e entregue a esta no mês de referência ou em meses anteriores, que for aproveitado, para fins de faturamento, como dedução do valor integral da operação de que trata o inciso I, até o limite deste, sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

IV - o valor total do documento fiscal cobrado do consumidor, o qual deverá corresponder ao valor integral da operação, de que trata o inciso I, deduzido do valor indicado no inciso III.

Cláusula terceira O consumidor que, na condição de microgerador ou de minigerador, promover saída de energia elétrica com destino a empresa distribuidora, sujeita a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica:

I - ficará dispensado de se inscrever no Cadastro de Contribuintes do ICMS e de emitir e escriturar documentos fiscais quando tais obrigações decorram da prática das operações em referência;

II - tratando-se de contribuinte do ICMS, deverá, relativamente a tais operações, emitir, mensalmente, Nota Fiscal eletrônica -NF-e, modelo 55.

Cláusula quarta A empresa distribuidora deverá, mensalmente, relativamente às entradas de energia elétrica de que trata a cláusula terceira:

I - emitir NF-e, modelo 55, até o dia 15 (quinze) do mês subsequente, englobando todas as entradas de energia elétrica na rede de distribuição por ela operada, decorrentes de tais operações, fazendo nela constar, no campo "Informações Complementares", a chave de autenticação digital do arquivo de que trata o item 3.6 do Anexo Único, obtida mediante a aplicação do algoritmo MD5 - "MessageDigest 5" de domínio público;

II - escriturar, no Livro Registro de Entradas, a NF-e referida no inciso I, ficando vedada a escrituração da NF-e de que trata o inciso II da cláusula terceira;

III - elaborar relatório conforme o disposto no Anexo Único no qual deverão constar, em relação a cada unidade consumidora, as seguintes informações:

a) o nome ou a denominação do titular;

b) o endereço completo;

c) o número da inscrição do titular no Cadastro de Pessoas Físicas (CPF), se pessoa natural, ou no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ), se pessoa jurídica, ambos da Receita Federal do Brasil (RFB);

d) o número de inscrição no Cadastro de Contribuintes do ICMS;

e) o número da instalação;

f) a quantidade e o valor da energia elétrica por ela remetida à rede de distribuição.

§ 1º O relatório de que trata o inciso III deverá:

I - conter os totais das quantidades e dos valores da energia elétrica objeto das operações nele discriminadas, correspondentes à entrada englobada de energia elétrica indicados na NF-e referida no inciso I do *caput* da cláusula quarta;

II - ser gravado em arquivo digital que deverá ser:

a) validado pelo programa validador, disponível para "download" no site do fisco da unidade federada;

b) transmitido ao fisco estadual, no mesmo prazo referido no inciso I do *caput* da cláusula quarta mediante a utilização do programa "Transmissão Eletrônica de Documentos -TED", disponível no site do fisco da unidade federada.

§ 2º As unidades federadas poderão, a seu critério, dispensar os contribuintes do cumprimento das obrigações previstas nesta cláusula e na cláusula terceira, em relação às operações internas, referentes à circulação de energia elétrica destinada aos seus respectivos territórios.

Cláusula quinta O destaque do ICMS nos documentos fiscais referidos no inciso II da cláusula terceira e no inciso I da cláusula quarta deste Convênio deverá ser realizado conforme o regime tributário aplicável nos termos da legislação da unidade federada de destino da energia elétrica.

Cláusula sexta Este convênio entrará em vigor na data de sua publicação, produzindo efeitos para os fatos geradores ocorridos a partir de 1º de maio de 2013.

ANEXO ÚNICO

1. Apresentação

1.1. Este manual visa orientar a manutenção e prestação de informações, em meio eletrônico, da energia elétrica injetada pelos consumidores sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, nos termos da cláusula quarta.

2. Das Informações

2.1. As informações de que trata o item 1.1 devem ser mantidas à disposição do fisco em meio eletrônico, de acordo com as especificações indicadas neste manual e, quando exigido, os documentos e arquivos de que trata este Manual devem ser apresentados no prazo de 5 (cinco) dias

contados da data da notificação fiscal, sem prejuízo do acesso imediato às instalações, equipamentos e demais informações mantidas em meio eletrônico.

3. Dados Técnicos da geração dos Arquivos

3.1. Formato do Arquivo de Injeção de Energia

3.1.1. Formatação: compatível com MS-DOS;

3.1.2. Tamanho do registro: variável, acrescido de CR/LF (CarriageReturn/LineFeed) ao final de cada registro;

3.1.3. Separador de campo: caractere ponto e vírgula (,);

3.1.4. Organização: seqüencial;

3.1.5. Codificação: ASCII.

3.2. Formato dos Campos

3.2.1. Numérico (N), sem sinal, inteiro, podendo conter apenas algarismos;

3.2.2. Valor, sem sinal, com 2 ou 3 casas decimais, podendo conter apenas algarismos e o caractere vírgula como ponto decimal, sem separador de milhar. Ex: 12345,67;

3.2.3. Data (D), formato dd/mm/aaaa;

3.2.4. Alfanumérico (X), letras, números e caracteres especiais válidos. Não pode conter os seguintes caracteres: ponto e vírgula (,); CR (CarriageReturn) e LF (LineFeed);

3.2.5. Observação: com exceção do campo data (D), todos os campos são de tamanho variável, limitado ao tamanho máximo definido no leiaute, não devendo ser informados os zeros e brancos não significativos.

3.3. Geração dos Arquivos

3.3.1. Os arquivos deverão ser gerados mensalmente, contendo as informações da energia injetada no período de referência;

3.4. Identificação dos Arquivos

3.4.1. Os arquivos serão identificados no formato:

A A A A M M T S T . T X T

3.4.2. Observações:

3.4.2.1. O nome do arquivo é formado da seguinte maneira:

3.4.2.1.1. Ano (AAAA) - ano da referência;

3.4.2.1.2. Mês (MM) - mês da referência;

3.4.2.1.3. Tipo (T) - tipo do arquivo: 'I' - Injeção de Energia;

3.4.2.1.4. Status (ST) - status do arquivo 'N' - normal ou 'S' - substituto

3.4.2.1.5. Extensão (TXT) - extensão do arquivo deve ser 'TXT'.

3.5. Identificação da mídia

3.5.1. Cada mídia deverá ser identificada, por meio de etiqueta, com as seguintes informações:

3.5.1.1. A expressão "Registro Fiscal" e indicação do Convênio ICMS que estabeleceu o leiaute dos registros fiscais informados;

3.5.1.2. Razão Social e Inscrição Estadual do estabelecimento informante;

3.5.1.3. Período de apuração ao qual se referem as informações prestadas, no formato MM/AAAA;

3.5.1.4. Status da apresentação: Normal ou Substituição;

3.6. Controle da autenticidade dos arquivos

3.6.1. O controle da autenticidade e integridade será realizado por meio da utilização do algoritmo MD5 (MessageDigest 5, vide item 8, de domínio público, na recepção dos arquivos;

3.6.2. O arquivo que apresentar divergência na chave de codificação digital será imediatamente devolvido ao contribuinte para saneamento das irregularidades, emitindo-se notificação para que seja reapresentado ao fisco estadual, no prazo de 5 dias;

3.6.3. A falta de atendimento à notificação para reapresentação do arquivo devolvido por divergência na chave de codificação digital, no prazo definido no item acima ou a apresentação de arquivos com nova divergência na chave de codificação digital sujeitará o contribuinte às sanções administrativas cabíveis, inclusive lavratura de Auto de Infração e Imposição de Multas.

3.7. Substituição ou retificação de arquivos

3.7.1. A criação de arquivos para substituição ou retificação de qualquer arquivo magnético obedecerá aos procedimentos descritos em disciplina específica da respectiva UF.

4. Arquivo

4.1. Tipos de Registros

4.1.1. O arquivo será composto dos seguintes tipos de registros:

a) Registro de Controle, destinado à identificação do estabelecimento informante e às totalizações;

b) Registro de Injeção de Energia, contendo as informações das unidades consumidoras.

4.1.2. O Registro de Controle deverá ser o primeiro registro do arquivo, seguindo-se a ele os Registros de Injeção de Energia, classificados pelo número da instalação da unidade consumidora, em ordem crescente.

4.1.3. O Registro de Controle deverá conter os seguintes campos:

Nº	CONTEÚDO	FORMATO	TAMANHO MÍNIMO	TAMANHO MÁXIMO
1	Tipo "1" (Controle)	N	1	1
2	CNPJ	N	14	14
3	IE	X	6	14
4	Razão Social	X	3	50
5	Endereço	X	3	50
6	CEP	X	9	9
7	Bairro	X	1	30
8	Município	X	1	30
9	UF	X	2	2
0	Responsável pela apresentação	X	3	30
1	Cargo	X	3	20
2	Telefone	X	11	12
3	E- Mail	X	5	40
4	Qtde. de registros de injeção de energia	N	1	7
5	Qtde. de energia injetada (kWh)(c/ 3 decimais)	V	4	15
6	Valor Total (com 2 decimais)	V	4	15

4.1.4. Os Registros de Injeção de Energia deverão conter os seguintes campos, classificados pelo Número da Instalação da Unidade Consumidora, em ordem crescente:

N	CONTEÚDO	F	T	TA
---	----------	---	---	----

	o		ORMATO	AMANHO MÍNIMO	MANHO MÁXIMO
1	0	Tipo "2" (Injeção de Energia)	N	1	1
2	0	Número da Instalação	X	1	12
3	0	CNPJ ou CPF	N	11	14
4	0	IE	X	6	14
5	0	Nome ou denominação	X	3	35
6	0	Endereço	X	3	50
7	0	CEP	X	9	9
8	0	Bairro	X	1	30
9	0	Município	X	1	30
0	1	UF	X	2	2
1	1	Qtde. de energia injetada (kWh)(c/ 3 decimais)	V	4	13
2	1	Valor Total (com 2 decimais)	V	4	13

4.2. Observações sobre o Registro de Controle

4.2.1. Campo 01 - Tipo do Registro: preencher com "1";

4.2.2. Identificação do Estabelecimento Informante

4.2.2.1. Campo 02 - CNPJ;

4.2.2.2. Campo 03 - Inscrição Estadual, sem formatação;

4.2.2.3. Campo 04 - Razão social ou denominação;

4.2.2.4. Campo 05 - Endereço completo (tipo e nome do logradouro, número, complemento);

4.2.2.5. Campo 06 - CEP, no formato 99999-999;

4.2.2.6. Campo 07 - Bairro;

- 4.2.2.7. Campo 08 - Município;
- 4.2.2.8. Campo 09 - Sigla da unidade da federação;
- 4.2.3. Identificação da pessoa responsável pela informação;
 - 4.2.3.1. Campo 10 - Nome do responsável;
 - 4.2.3.2. Campo 11 - Cargo do responsável;
 - 4.2.3.3. Campo 12 - Telefone de contato;
 - 4.2.3.4. Campo 13 - E-mail de contato;
- 4.2.4. Informações relativas aos Registros de Injeção de Energia
 - 4.2.4.1. Campo 14 - Quantidade de Registros de Injeção de Energia;
 - 4.2.4.2. Campo 15 - Somatória da quantidade de energia injetada, em kWh, com 3 decimais após a vírgula;
 - 4.2.4.3. Campo 16 - Somatória do Valor Total, com 2 decimais após a vírgula;
- 4.3. Observações sobre o Registro de Injeção de Energia
 - 4.3.1. Campo 01 - Tipo do Registro: preencher com "2";
 - 4.3.2. Informações referentes à Unidade Consumidora
 - 4.3.2.1. Campo 02 - Número da Instalação da unidade consumidora, utilizado pelo contribuinte;
 - 4.3.2.2. Campo 03 - CNPJ (14 algarismos) ou CPF (11 algarismos) da unidade consumidora ou do consumidor, sem formatação. Em se tratando de pessoa não obrigada à inscrição no CNPJ ou CPF, preencher o campo com a expressão "ISENTO";
 - 4.3.2.3. Campo 04 - Inscrição Estadual da unidade consumidora ou do consumidor, sem formatação. Em se tratando de pessoa não obrigada à inscrição estadual, preencher o campo com a expressão "ISENTO";
 - 4.3.2.4. Campo 05 - Razão social, denominação ou nome, completos, da unidade consumidora ou do consumidor;
 - 4.3.2.5. Campo 06 - Endereço completo (tipo e nome do logradouro, número, complemento);
 - 4.3.2.6. Campo 07 - CEP, no formato 99999-999;
 - 4.3.2.7. Campo 08 - Bairro;
 - 4.3.2.8. Campo 09 - Município;
 - 4.3.2.9. Campo 10 - Sigla da unidade da federação;
 - 4.3.3. Informações referentes à Energia Injetada

4.3.3.1. Campo 11 - Quantidade de energia injetada, em kWh, com 3 decimais após a vírgula. Ex: 4321,000;

4.3.3.2. Campo 12 - Valor Total, com 2 decimais. Ex: 1234,56;

5. Da validação do arquivo de injeção de energia

5.1. O arquivo de Injeção de Energia, gerado nos termos dos itens 3 e 4 deste anexo, deverá ser validado por meio de programa específico, disponibilizado pela Secretaria da Fazenda.

6. Da transmissão dos arquivos

6.1. O arquivo deverá ser transmitido, por meio de programa específico, disponibilizado pelo fisco estadual, nos termos de disciplina própria.

7. Da gravação dos arquivos

7.1. Deverão ser gravados em meio eletrônico óptico não-regravável, do tipo CD-R ou DVD-R:

7.1.2. O arquivo de Injeção de Energia, gerado nos termos dos itens 3 e 4 deste anexo, e validado nos termos do item 5 deste anexo;

7.1.3. O recibo da transmissão do arquivo, nos termos do item 6 deste anexo;

8. MD5 - MessageDigest 5

8.1. O MD5 é um algoritmo projetado por Ron Rivest da RSA Data Security e é de domínio público. A função do algoritmo é produzir uma chave de codificação digital (hashcode) de 128 bits, para uma mensagem (cadeia de caracteres) de entrada de qualquer tamanho.