

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALINE LIDIANE RIBEIRO

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA:
VIABILIDADE NO SEGMENTO RESIDENCIAL**

Itajubá, Maio de 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA:
VIABILIDADE NO SEGMENTO RESIDENCIAL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Co-Orientador: Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz

Itajubá, Maio de 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALINE LIDIANE RIBEIRO

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA:
VIABILIDADE NO SEGMENTO RESIDENCIAL**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 23 de maio de 2017, conferindo ao autor o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Dorel Soares Ramos
Eduardo Crestana Guardia
José Wanderley Marangon Lima

Itajubá, Maio de 2017

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela vida e oportunidade de realizar essa dissertação.

Agradeço minha família pelo apoio e suporte em todas as decisões de minha vida.

Aos professores Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima e ao Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz pela orientação, dedicação e preocupação com minha pesquisa.

RESUMO

A geração de energia sem impactos ambientais é o objetivo atual de vários países que buscam obter uma matriz energética sustentável. Neste contexto, cada vez mais se utiliza no mundo a energia fotovoltaica devido à sua característica renovável, à fácil instalação, à manutenção simples, à flexibilidade e de poder ser divisível. Comparada a outras fontes, o seu alto custo ainda torna pouco atrativa economicamente, razão de sua pequena exploração em vários lugares no mundo, principalmente no Brasil. Com a finalidade de aproveitar esse recurso energético, o governo brasileiro adotou incentivos para sistemas fotovoltaicos que, aos poucos, vem surtindo os seus efeitos.

Inicialmente, este trabalho apresenta um levantamento do potencial fotovoltaico existente nos telhados residenciais de determinadas cidades e uma análise da atratividade econômica com os incentivos regulatórios existentes e financiamentos disponíveis no Brasil. Não apenas se limitando ao cenário brasileiro atual, é avaliada também a comercialização da energia gerada pelo setor residencial, pois em muitos países esta possibilidade já é viável.

Uma das variáveis importantes na tomada de decisão quanto à instalação de sistemas fotovoltaicos é o nível de insolação. Apesar de ser menos sensível que outras variáveis climáticas no que se refere ao aquecimento global, este nível pode se alterar ao longo do período de vida útil do empreendimento. Por essa razão, foi feita a avaliação do comportamento dos níveis de radiação solar das capitais do nordeste no futuro. As estimativas foram obtidas através dos modelos climáticos globais Hadgem e Miroc e pelo modelo regional ETA.

Palavras chave: Potencial técnico fotovoltaico, viabilidade econômica, comercialização de energia, mudanças climáticas.

ABSTRACT

The generation of electricity without environmental impacts is a current goal in several countries for getting a sustainable energy matrix. In this context, it is increasingly used the photovoltaic energy due its renewable characteristic, easy installation, simple maintenance, flexibility and divisible. Compared to the others sources, its high cost still make energy photovoltaic economically unattractive and can explain its small exploration in several places in the world. In order to increase the use of this energy resource, Brazilian government adopted incentives for the photovoltaic projects, which little by little, has had their effects.

Initially, this work presents the existing photovoltaic potential on the residential roofs in some Brazilian cities. Then it is made an analysis of economic attractiveness with existing regulatory incentives and available financing programs in Brazil. Not only limiting the analysis to the current Brazilian scenario, it is evaluated the commercialization of the energy generated by residential sector assuming a free market already established in many other countries.

One of important variable in a decision making regarding the installation of photovoltaic systems is the insolation level. Despite being less sensitive than others climate variables when climate changes are considered, this level may also change over the lifespan of the enterprise. For this reason, it was made an evaluation of the behavior of solar radiation levels for key cities in the future. The estimates were obtained through the global climate models Hadgem and Miroc and by regional model ETA 40.

Keywords: Technical potential photovoltaic, viability economic, commercialization of the energy, climatic changes.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Variação do custo do Wp -----	15
Figura 2: Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica global anual -----	16
Figura 3: Estrutura do Sol -----	21
Figura 4: Movimento de Translação da Terra -----	22
Figura 5: Curva da variação da declinação -----	23
Figura 6: Diagrama de Energia -----	24
Figura 7: Espectro solar com comprimento de onda com até 2 μm (Duffie & Beckman, 2013) -----	25
Figura 8: Curva da variação da radiação extraterrestre durante um ano -----	26
Figura 9: Componentes da radiação solar -----	27
Figura 10: Plano do Horizonte do Observador -----	27
Figura 11: Plano referente à superfície terrestre -----	28
Figura 12: Curva da variação da equação do tempo -----	30
Figura 13: Materiais condutores, semicondutores e isolantes -----	31
Figura 14: Dopagem do Silício -----	32
Figura 15: Junção PN -----	33
Figura 16: Efeito fotovoltaico -----	34
Figura 17: Circuito elétrico da célula fotovoltaica -----	34
Figura 18: Curva I-V -----	36
Figura 19: Curva P-V -----	37

Figura 20: circuito elétrico equivalente da célula fotovoltaica-----	38
Figura 21: Símbolo do módulo fotovoltaico-----	38
Figura 22: Período de comutação, bloqueio e condução das chaves eletrônicas -----	39
Figura 23: Circuito de ponte completa -----	40
Figura 24: Sinal de onda quadrada -----	40
Figura 25: Sinal de tensão senoidal aproximado por pulsos-----	40
Figura 26: Delimitação dos telhados selecionados para mapeamento -----	45
Figura 27: Área de Mapeamento dos Telhados de Itajubá-----	46
Figura 28: Área de Mapeamento dos Telhado de Aguanil -----	48
Figura 29: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para edifícios de Aguanil -----	50
Figura 30: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para domicílios residenciais do tipo casa	50
Figura 31: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para domicílios residenciais do tipo prédios -----	51
Figura 32: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para edifícios da Universidade Federal de Itajubá -----	51
Figura 33: Componente sazonal do consumo residencial para região do sudeste -----	53
Figura 34: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaico e Demanda Média Mensal dos Prédios e Casas dos bairros de Itajubá -----	54
Figura 35: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaico e Carga a Média Mensal dos Prédios e Casas da cidade de Aguanil -----	55
Figura 36: Curva da potência medida no inversor do sistema fotovoltaico no dia 19-03-2016--	63
Figura 37: Curva da potência medida no inversor do sistema fotovoltaico no dia 13-03-2016--	64
Figura 38: Curva da potê`ncia medida no inversor do sistema fotovoltaico no dia 15-03-2016-	64

Figura 39: Horas de Sol Pleno -----	65
Figura 40: Composição do valor final da tarifa de energia -----	71
Figura 41: Fluxo de caixa para Sistema Fotovoltaico de 200kWh mensais-----	75
Figura 42: Fluxo de caixa para Sistema Fotovoltaico de 400kWh mensais-----	75
Figura 43: Fluxo de caixa para Sistema Fotovoltaico de 800kWh mensais-----	76
Figura 44: Fluxo de caixa para o Sistema Fotovoltaico em Itajubá -----	81
Figura 45: Fluxo de caixa para o Sistema Fotovoltaico em Aguanil-----	82
Figura 46: Potencial Técnico Fotovoltaico das Capitais da Região Nordeste -----	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Médias Mensais Diárias de Radiação Solar das cidades de Itajubá e Aguanil	49
Tabela 2: Radiação Média Global em Itajubá, Minas Gerais	61
Tabela 3: Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos	67
Tabela 4: Energia Gerada por Sistema Fotovoltaico projetado pelo consumo e pelo área máxima de telhado disponível.....	69
Tabela 5: Custo por kWp de sistemas de geração fotovoltaicos	70
Tabela 6: Fluxo de caixa dos sistemas PV de 1,30 kWp, 2,34 kWp e 4,68 kWp.	73
Tabela 7: Fluxo de Caixa Descontado Acumulado	74
Tabela 8: VPL dos projetos de sistemas fotovoltaicos.....	77
Tabela 9: TIR dos sistemas fotovoltaicos projetados.....	77
Tabela 10: Comparação dos resultados das análises econômicas aplicadas	78
Tabela 11: Resultado da análise econômica para o projeto em Itajubá	82
Tabela 12: Resultado da análise econômica para o projeto em Aguanil.....	82
Tabela 13: Número de domicílios do tipo casa e apartamentos	83
Tabela 14: Potencial Técnico Fotovoltaico das Capitais da Região Nordeste.....	84
Tabela 15: Médias Mensais Diárias de Radiação Solar em Fortaleza e São Luís	87
Tabela 16: Comparação do VPL e Payback para o sistema de 2,34 kWp.....	83
Tabela 17: Comparação do VPL e Payback para o sistema de 4,68 kWp.....	84
Tabela 18: Comparação do VPL e Payback para o sistema de 2,14 MWp.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IPCC	<i>Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas</i>
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
EPIA	<i>Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica</i>
NR	<i>Resolução Normativa</i>
WRC	<i>World Radiation Center</i>
FF	<i>Fator de Forma</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
GIS	<i>Geographic Information System</i>
IBGE	<i>Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística</i>
CEMIG	<i>Companhia Energética de Minas Gerais</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>
CPF	<i>Cadastro de Pessoa Física</i>
CNPJ	<i>Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica</i>
ICMS	<i>Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços</i>
CONFAZ	<i>Conselho Nacional de Políticas Fazendária</i>
PIS	<i>Programa de Integração Social</i>
COFINS	<i>Contribuição para Financiamento da Seguridade Social</i>
VP	<i>Valor Presente</i>
TMA	<i>Taxa Mínima de Atratividade</i>
VPL	<i>Valor Presente Líquido</i>
TIR	<i>Taxa Interna de Retorno</i>
BT	<i>Baixa Tensão</i>

WACC	<i>Weight Average Capital Cost</i>
BNDES	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento</i>
CAMP	<i>Capital Asset Pricing</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
AR5	<i>Quinto Relatório Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas</i>
MIROC	<i>Modelo de Investigação Interdisciplinar do Clima</i>
CCRS	<i>Centro de Pesquisa do Sistema Clima</i>
HADGEM	<i>Modelo de Ambiente Global Hadley Cente</i>
NCEP	<i>Centro Nacional de Previsão Ambiental</i>
INPE	<i>Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais</i>
CPTEC	<i>Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos</i>
RCP	<i>Representative Concentration Pathways</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	RELEVANCIA DO TEMA	13
1.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	14
1.3	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	17
1.4	COMPOSIÇÃO DA DISSERTAÇÃO	18
2	ENERGIA SOLAR.....	20
2.1	O SOL	20
2.2	CARACTERÍSTICA DA ENERGIA DO SOL.....	21
2.3	CONSTANTE SOLAR.....	23
2.4	DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL E IRRADIÂNCIA SOLAR EXTRATERRESTRE ...	24
2.5	RADIAÇÃO SOLAR	26
2.6	ÂNGULOS SOLARES.....	27
2.7	ÂNGULO HORÁRIO DO SOL, HORA SOLAR E HORA OFICIAL	29
2.8	CONVERSÃO DA ENERGIA SOLAR EM ENERGIA ELÉTRICA	30
2.9	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	35
	2.9.1 Equipamentos Do Sistema Fotovoltaico	35
3	AVALIAÇÃO DO POTENCIAL TÉCNICO FOTOVOLTAICO	42
3.1	POTENCIAL TÉCNICO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	42
3.2	ÁREA DE TELHADO.....	42
	3.2.1 Métodos de Mapeamento de Telhados	42
	3.2.2 Mapeamento de Telhados	43

3.2.3	Radiação Solar	48
3.2.4	Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos e Inversores	49
3.2.5	Cálculo do Potencial Técnico Fotovoltaico	49
3.3	DEMANDA ESTIMADA.....	52
3.4	COMPARAÇÃO DA DEMANDA COM O POTENCIAL TÉCNICO FOTVOLTAICO	53
4	ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS.....	56
4.1	ANÁLISE REGULATÓRIA	56
4.2	RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012.....	56
4.3	SISTEMA DE MEDIÇÃO.....	58
4.4	DISPONIBILIDADE	58
4.5	TRIBUTOS	59
4.6	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTVOLTAICA.....	59
4.6.1	Projetos para Suprir as Demandas dos Domicílios	62
4.6.2	Análise da Geração Fotovoltaica com Aproveitamento Completo do Telhado	67
4.7	ANÁLISE ECONÔMICA	69
4.7.1	Orçamentos	69
4.7.2	Tarifa de Energia Elétrica	70
4.7.3	Fluxo de Caixa	72
4.7.4	Principais Índices de Análise de Investimento.....	75
4.7.5	Comercialização Da Energia Excedente.....	78
5	VARIAÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR	83
5.1	POTENCIAL FOTVOLTAICO NO NORDESTE.....	83
5.2	ESTIMATIVA DA VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR	85

5.3	MODELOS CLIMÁTICOS	85
5.3.1	Modelo de Investigação Interdisciplinar do Clima – MIROC	85
5.3.2	Modelo de Ambiente Global Hadley Center – HADGEM	85
5.3.3	Modelo Climático Regional	86
5.4	VARIAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR NAS CAPITALS DA REGIÃO NORDESTE PARA O FUTURO.....	86
5.4.1	Variação das Médias Mensais de Radiação Solar	87
5.5	VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR EM ITAJUBÁ.....	91
5.5.1	Impacto da Variação da Radiação Solar na Análise de Investimento.....	91
6	CONCLUSÃO.....	94
6.1	CONCLUSÕES GERAIS	94
6.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	95
7	REFERÊNCIAS.....	96

1 INTRODUÇÃO

1.1 RELEVANCIA DO TEMA

O setor energético mundial aderiu ao conceito de sustentabilidade assim que os efeitos das mudanças climáticas foram relatados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) (Field, et al., 2014) (Barros, et al., 2014). O setor elétrico é um dos responsáveis pela alta emissão de gases de efeito estufa, por isso a utilização de fontes renováveis para a geração de energia é a estratégia sustentável escolhida pelo setor para mitigar essas alterações no clima.

A energia solar é uma das fontes de energia renovável que vem sendo explorada em todo mundo. A cada ano o potencial fotovoltaico instalado aumenta e em 2013 o potencial instalado era de 37 GW e em 2014 era de 40 GW. Na Europa, países como Itália, Alemanha e Grécia possuem mais de 7% da sua demanda suprida por sistemas fotovoltaicos (SolarPower Europe, 2015). O Brasil é um país de referência mundial quando se fala de energia sustentável, pois sua matriz energética é composta na maioria por fontes renováveis. A energia solar no nível sistêmico, isto é, em instalações de grande porte, começou a ser introduzida no sistema brasileiro em 2013, quando o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permitiram a entrada de usinas solares em leilões públicos. O alto custo não permitiu que os projetos de energia solar competissem com as demais fontes de energia mais baratas. No ano seguinte, foi realizado o primeiro leilão exclusivo para fontes de energias renováveis, que resultou com a contratação de 31 projetos de usinas solares e potência total de 890 MWp (Stilpen & Cheng, 2015). Em dezembro de 2016, a ANEEL aprovou um leilão para contratação de energia reserva contendo 419 empreendimentos de geração proveniente de energia solar e totalizando numa oferta de 13.388 MW de potência (ANEEL, 2016). Atualmente, a energia solar está presente no sistema de geração do país com um pequeno potencial instalado, entretanto, as estratégias e incentivos do governo pela redução do custo do Wp vêm ocasionando no aumento de instalações fotovoltaicas.

O primeiro critério para gerar energia elétrica através do sol é determinar um local disponível com um bom nível de radiação solar. Esses dois aspectos favorecem o Brasil na

exploração de energia fotovoltaica em relação ao mundo, pois o país possui grandes áreas disponíveis em seu território e altos índices de radiação, alcançando níveis de radiação global iguais a 5,9 kWh/m² na região nordeste e 5,6 kWh/m² no sudeste (Pereira, Martins, Abreu, & Ruther, 2006). A energia solar pode ser aproveitada como fonte em grandes plantas solares ou por sistemas de geração menores que utilizam áreas de telhados de residências, supermercados e prédios. Essas características tornaram a energia solar a principal fonte utilizada em Geração Distribuída (GD), que é a geração de energia elétrica por centrais geradoras, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada da rede (ANEEL, 2012). A GD passou a ser regulada no setor elétrico brasileiro em 2012, com a criação da Resolução Normativa N° 482 (REN 482/2012) pela ANEEL. Essa resolução normativa oferece a qualquer consumidor a oportunidade de tornar-se um gerador de energia através de um sistema de compensação de créditos, onde o consumidor é compensado pela energia elétrica excedente gerada e injetada na rede (ANEEL, 2012). Desde a criação da REN 482/2012, o número de consumidores que passaram a gerar energia elétrica e injetar na rede através de sistemas fotovoltaicos aumenta a cada ano. Em 2016, a ANEEL registrou 4.955 conexões de mini e micro geração distribuídas no sistema elétrico utilizando como fonte a energia fotovoltaica (MME, 2016). Apesar dos incentivos do governo, a energia solar fotovoltaica ainda não se consolidou no mercado energético brasileiro onde alguns desafios como o seu custo, a falta de financiamento específico em condições atrativas e certa resistência por parte dos consumidores frente à nova tecnologia.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Em todo o mundo houve esforços e investimentos de vários países para reduzir o custo da energia renovável. A energia solar é uma das mais visadas desde o início da busca mundial pelo desenvolvimento sustentável, pois vários países procuram incentivos e investimentos em tecnologia para explorar esse recurso energético, principalmente por aqueles cuja matriz energética é composta majoritariamente por fontes não renováveis, visto que desejavam diminuir a emissão de gases de efeito estufa (Avril, Mansilla, Busson, & Lemaire, 2012).

Os incentivos adotados pelos países para aumentar a competitividade da energia renovável dependem do horizonte de tempo das estratégias visadas pelos governos. As tarifas “Feed-in” e quotas de obrigação têm sido utilizadas como incentivos convencionalmente praticados. A tarifa “feed-in” consiste no controle do preço da energia renovável pelo governo, garantindo uma margem de lucro e competição adequada no mercado. A Quota de Obrigação é uma determinação da quantidade de energia renovável pelo governo que deve ser atendida pelas empresas geradoras de energia elétrica. Para uma estratégia com alcance de curto prazo os incentivos utilizados são os subsídios e sistemas de tributação que favorecem a energia renovável ao invés da energia com fontes convencionais. Programas de desenvolvimento para apoiar e promover a energia renovável também são utilizados, mas em geral ficam muito restritos à retórica não incorporados aos planos econômicos dos governos (Ayoub & Yuji, 2012).

Com os incentivos aplicados pelos governos de vários países foi possível o avanço tecnológico e o aumento da capacidade instalada de energia fotovoltaica no mercado mundial, o que proporcionou a redução do custo por Wp como é apresentado na Figura 1 (IRENA, 2016).

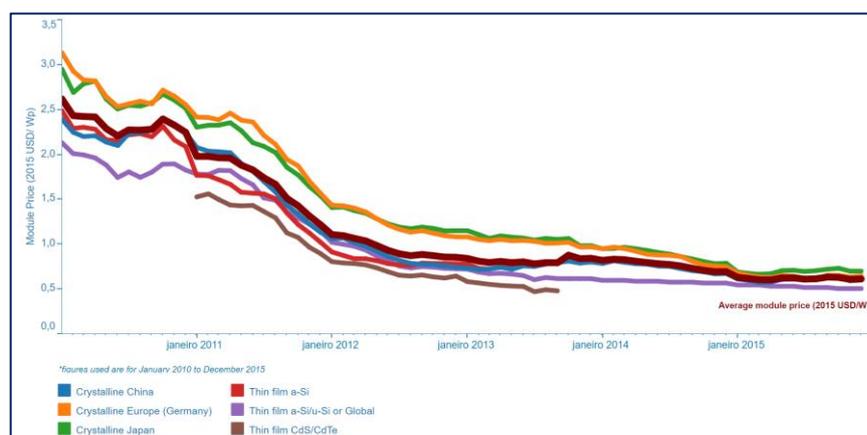


Figura 1: Variação do custo do Wp

De acordo com a Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica (EPIA), o setor de energia fotovoltaica apresentou uma capacidade instalada de 178 GW em todo o mundo em 2014, com crescimento em 100 vezes em um período de 14 anos. Só no ano de 2014 foram 40 GW instalados, sendo 10,6 GW na China, 9,7 GW no Japão, 6,5 GW nos Estados Unidos e 7,0

GW na Europa. A Figura 2 apresenta a evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica global ao longo dos anos (SolarPower Europe, 2015).

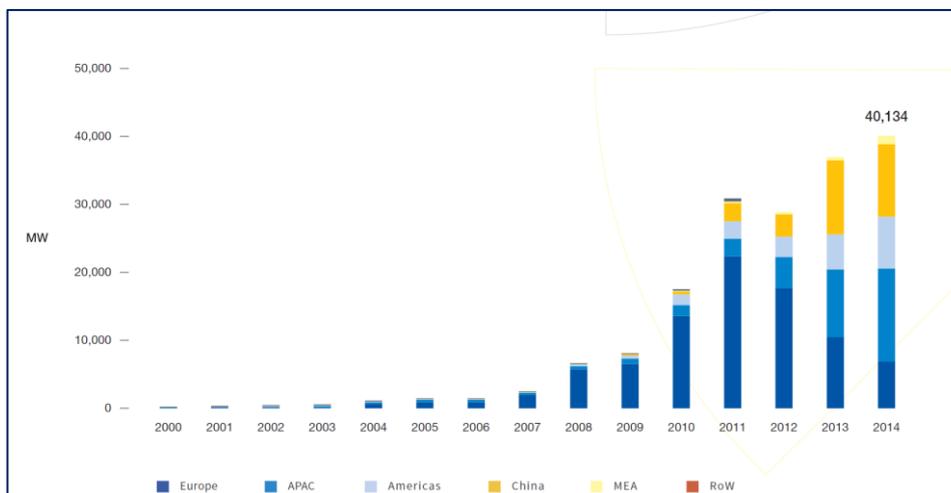


Figura 2: Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica global anual

Uma das características da energia fotovoltaica é a facilidade de instalação de uma planta geradora, onde a necessidade é restringida apenas na obtenção de áreas desocupadas com um bom nível de radiação solar. Por essas condições, o aproveitamento de energia solar é abordado em plantas centralizadas de larga escala ou pequenas centrais distribuídas e conectadas diretamente na rede, conhecidas como micro ou mini geração distribuídas.

Considerando a geração distribuída, os consumidores conectados à rede de distribuição podem gerar energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados de seus edifícios. Portanto, um novo tipo de investidor é criado no setor de geração capaz de gerar energia próximo a carga, em pequenas capacidades e descentralizada (SolarPower Europe, 2015). Como ocorre em outros países, o Brasil também sofre com o alto custo dos sistemas fotovoltaicos, que é o maior empecilho para a expansão da energia fotovoltaica. A estratégia em incentivar a instalação de energia renovável e aumentar o mercado consumidor dessa tecnologia pelo governo brasileiro ocorreu pela criação da REN 482/2012 (Avril, Mansilla, Busson, & Lemaire, 2012), (ANEEL, 2012).

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

A proposta da dissertação é analisar investimentos em geração solar fotovoltaica para consumidores conectados na rede de distribuição. A REN 482/2012 permitiu a conexão de sistema de geração distribuída à rede de elétrica, proporcionando aos consumidores a opção de gerar sua própria energia e torná-los agente geradores do sistema. Em novembro de 2015, a ANEEL aprovou alguns aprimoramentos da REN 482/2012 e criou a REN 687/5015, alterou o prazo de validade dos créditos de energia de 36 meses para 60 meses, simplificou os procedimentos de solicitação de conexão de micro e mini geração à rede e criou a possibilidade do autoconsumo remoto e a geração compartilhada (ANEEL, 2015).

Este trabalho procura avaliar a viabilidade econômica de projetos de geração fotovoltaicos para consumidores residenciais e comerciais, considerando o sistema de crédito de energia e a legislação determinada pela REN 482/2012 e sucedâneas. Foi verificado o potencial técnico fotovoltaico de duas regiões urbanas e residenciais através do uso dos telhados das edificações e analisada a porcentagem da demanda local possível para suprir com a geração de energia fotovoltaica instalada.

Para a análise econômica foram adotadas três hipóteses: a primeira considerou a instalação do sistema fotovoltaico para suprir apenas o consumo individual dos domicílios, conforme determina a legislação vigente. A segunda considerando a instalação do sistema fotovoltaico ocupando toda a superfície do telhado, com a venda da energia elétrica excedente, supondo a possibilidade de negociação desta energia no mercado. A terceira hipótese considera a possibilidade de entregar toda a área de telhado dos domicílios para um investidor, ou seja, todos os telhados de uma região são alugados a um único investidor e compõem um único projeto de geração fotovoltaica para a comercialização da energia elétrica.

A energia solar é fonte de energia renovável e por isso sofre com as mudanças climáticas, por isso foi proposto uma análise básica dos níveis de radiação solar para o futuro nas capitais da região nordeste do Brasil. As estimativas foram realizadas por modelos climatológicos que avaliam as mudanças do clima considerando dois cenários de emissão de gases de efeito estufa.

Dessa maneira, este trabalho avalia o potencial técnico fotovoltaico em telhados, focando no interesse econômico do consumidor residencial com a possibilidade deste se tornar um investidor em geração de energia. Por último, avalia o potencial técnico fotovoltaico das capitais nordestinas, região com as maiores médias de radiação solar do país.

As principais contribuições desse trabalho estão mencionadas a seguir:

- O levantamento do potencial técnico fotovoltaico das regiões estudadas, através de uma metodologia de estimativa de área útil de telhado com boa precisão.
- Pesquisa do custo atual de aquisição de sistemas fotovoltaicos para plantas de larga escala e para plantas de mini e micro geração, dados que foram obtidos diretamente das empresas.
- Metodologia para projetos de sistemas de geração fotovoltaicos e sistemas de aquecimentos de água com o aproveitamento ótimo da área de telhado.
- Análise econômica dos projetos fotovoltaicos, adotando os critérios atuais de remuneração aos investidores em mini e micro geração que estão explícitos na REN 482/2012.
- Análise econômica de um cenário hipotético, onde o mercado permita que os pequenos geradores conectados à rede possam vender a energia elétrica, visto que até o presente momento a remuneração pela energia excedente é apenas por créditos de energia a serem descontados no futuro.
- Estimativa do potencial técnico fotovoltaico das capitais da região nordeste e do comportamento da radiação solar nessas cidades para o futuro.

1.4 COMPOSIÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos que apresentam os processos para análise econômica de sistemas de geração fotovoltaicos. No primeiro capítulo é feita uma apresentação do contexto do assunto para justificar e apresentar os critérios que motivaram este trabalho.

O segundo capítulo expõe os conceitos teóricos e básicos sobre a energia solar. É feita uma apresentação dos conceitos sobre propagação dessa energia até a superfície atmosférica e

as perdas ocorridas até a superfície terrestre. Além disso, foram abordados os conceitos da geometria angular que envolve a emissão dos raios solares que melhoram a compreensão sobre propagação dos raios quando incidem na superfície terrestre e auxiliam no dimensionamento e na instalação dos sistemas fotovoltaicos.

No terceiro capítulo é realizado o levantamento do potencial técnico fotovoltaicos de regiões escolhidas como piloto para o estudo e uma estimativa da demanda local. Foi apresentada a metodologia de cálculo de área de telhado, do potencial técnico fotovoltaico e da demanda estimada.

O quarto capítulo faz uma abordagem sobre os critérios regulatórios e tributários atuais que são aplicados aos sistemas de geração distribuída. Neste capítulo é apresentado a metodologia para dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos em domicílios residenciais, analisando ainda sua viabilidade econômica para as condições regulatórias vigentes e para um cenário hipotético, onde a energia elétrica pode ser comercializada.

No quinto capítulo é feito o levantamento do potencial técnico fotovoltaico das capitais da região nordeste. Um estudo prévio das variações das médias mensais diárias de radiação solar para cada cidade é realizado para o futuro, onde os modelos climáticos são adotados para estimar a grandeza adotando dois cenários de emissão de gases de efeito estufa.

Por fim, no capítulo 6, são feitas as conclusões e são apresentadas propostas de continuidade deste trabalho.

2 ENERGIA SOLAR

Neste capítulo serão abordados os conceitos teóricos envolvendo a energia solar, considerando desde as características físicas do sol, a propagação dos raios solares até a sua incidência na superfície terrestre. É também apresentado o processo de conversão dos raios solares em energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos.

2.1 O SOL

O Sol é uma estrela composta de matéria gasosa extremamente quente que possui um diâmetro de aproximadamente $1,39 \times 10^9$ metros e está localizado a mais ou menos $1,5 \times 10^{11}$ m da Terra. A temperatura é a mesma de um corpo negro, igual a 5.777 Kelvin e sua densidade é aproximadamente 100 vezes a da água (Duffie & Beckman, 2013).

O processo de geração de energia no Sol está relacionado com as reações termonucleares, onde o processo principal é a reação de fusão de quatro prótons e resulta em um átomo de hélio e liberação de energia. Essas reações ocorrem no núcleo da estrela e a energia gerada é transmitida para as camadas superiores através de processos de radiação e convecção.

A Figura 3 apresenta a estrutura física do Sol. As camadas são identificadas pelas diferenças em suas características físicas como a temperatura, a densidade, as reações físicas e químicas, etc. Para identificá-las, o Sol pode ser considerado uma esfera de raio igual a R , a primeira camada é o núcleo que corresponde à região que vai do centro do Sol até $0,7R$. A região onde R é menor que $0,23R$ contém a maior quantidade de massa, aproximadamente 40% da massa total e responsável por 90% da energia gerada pelo Sol. Para a região entre $0,23R$ até $0,7R$ a temperatura chega a 130.000 K e o processo de convecção se torna importante para transferir energia para as demais camadas. A região acima de $0,7R$ até $1R$ é a região determinada como camada convectiva, nela a temperatura do sol cai para a 5.000 K e sua densidade para 10^{-5} kg/m³ (Duffie & Beckman, 2013).

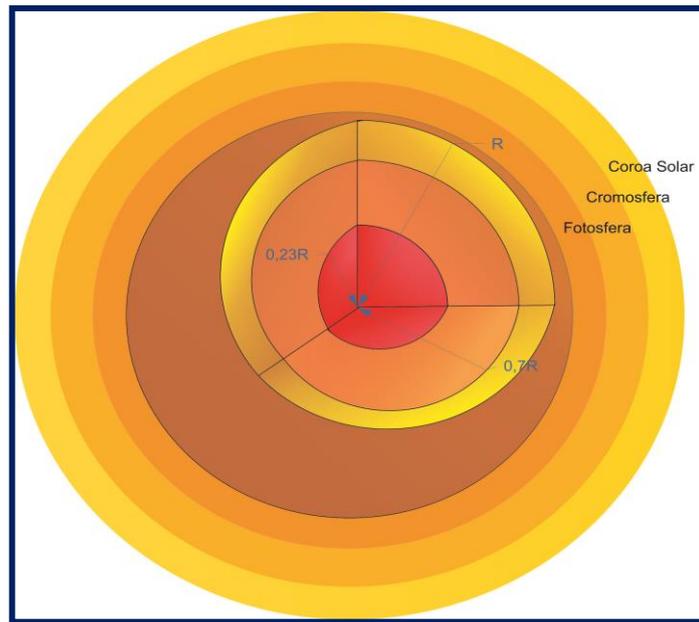


Figura 3: Estrutura do Sol

A atmosfera do Sol pode ser dividida em três camadas. A primeira é a região acima da superfície solar chamada de fotosfera, com baixa densidade é a camada composta de gases fortemente ionizados capazes de absorver e emitir energia em forma de espectros de radiação. A segunda camada é a cromosfera que é uma camada gasosa com temperaturas maiores que a fotosfera e com densidade menor. A terceira camada é a coroa solar que é a camada acima da cromosfera (Duffie & Beckman, 2013).

2.2 CARACTERÍSTICA DA ENERGIA DO SOL

O Sol está a uma distância da Terra de $1,495 \times 10^{11}$ m e os dois astros sofrem efeitos das forças gravitacionais que são estabelecidas pela Lei de Gravitação Universal de Isaac Newton (The Star Garden, s.d.). O resultado dessas forças é o movimento de translação da Terra em torno do Sol. A primeira Lei de Kepler estabelece que a trajetória desse movimento é uma elipse e o Sol ocupa um de seus focos com uma pequena excentricidade (CRESESB, 2014).

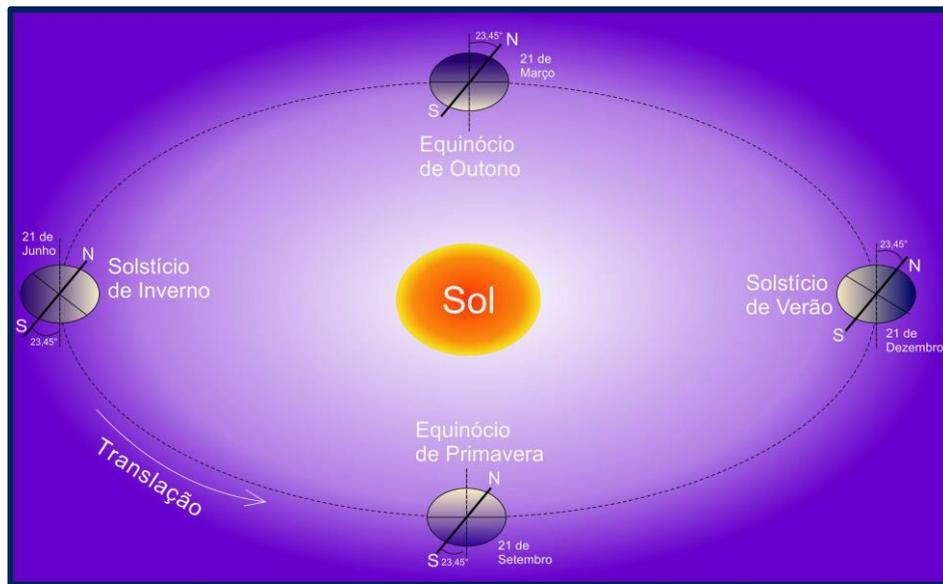


Figura 4: Movimento de Translação da Terra

O movimento de translação terrestre possui o período de um ano, nesse período os ângulos dos raios solares que incidem na superfície variam de acordo com o posicionamento da Terra.

O ângulo de inclinação em que os raios solares incidem na superfície da atmosfera da Terra em relação a linha do Equador é chamado de Declinação Solar. A variação angular da Declinação Solar ocorre entre $+23,45^\circ$ e $-23,45^\circ$ nos solstícios de inverno e de verão. Nos equinócios de outono e primavera os raios solares se alinham com o plano da linha do Equador, portanto a Declinação Solar é igual à zero (CRESESB, 2014). A equação da Declinação Solar é calculada pela equação 1:

$$\text{sen}(\delta) = -\text{sen}(23,45^\circ) \times \cos \left[\left(\frac{360}{365,25} \right) \times (n + 10) \right] \quad (1)$$

Onde:

n é o dia juliano que vai de 1 a 365;

δ é o ângulo de declinação solar.

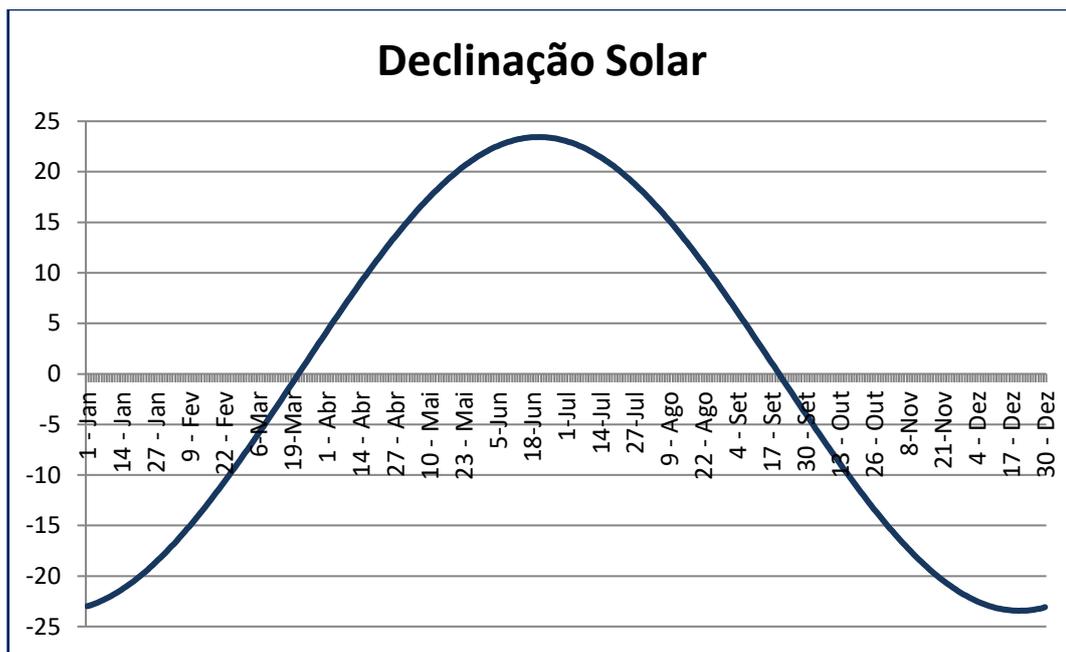


Figura 5: Curva da variação da declinação

2.3 CONSTANTE SOLAR

Devido à relação espacial entre a Terra e o Sol, a energia emitida pelo Sol e que incide sobre a superfície da atmosfera terrestre resulta em um fluxo de energia constante. A definição da Constante Solar é a energia emitida pelo sol por uma unidade de tempo sobre uma unidade de área perpendicular a direção de propagação da radiação solar. A medição da constante solar acontece através de foguetes e naves espaciais, que medem a energia solar no topo da atmosfera terrestre e comprovaram que a Constante Solar é um valor constante. O World Radiation Center (WRC) adota a constante solar com um valor de 1367 W/m^2 (Duffie & Beckman, 2013).

A energia gerada no Sol que atinge a superfície da atmosfera da Terra pode ser estipulada através da Constante Solar como mostra a equação 2. Para isso, é adotado que a Terra possui formato esférico e com raio igual a 6.371 km , sendo a Constante Solar igual a 1.367 W/m^2 , obtém-se a energia total que chega à atmosfera da Terra é igual a 174 mil TW (CRESESB, 2014).

$$\text{Energia Solar} = \text{Constante_Solar} \times (\text{Raio_Terra})^2 \quad (2)$$

O fluxo de energia solar que atinge o topo da atmosfera não é totalmente absorvido pela superfície terrestre, 47 % do fluxo desta energia é refletido para o espaço pela própria atmosfera, 7% é absorvido por nuvens e partículas contidas na atmosfera e refletida para o espaço. Apenas 46% do fluxo de energia solar recebido no topo da atmosfera da Terra é absorvido pela superfície. Portanto, os 174 mil TW que chegam na Terra, apenas 81,78 mil TW é absorvido pela superfície terrestre como mostrado no diagrama de energia na Figura 6 (CRESESB, 2014).

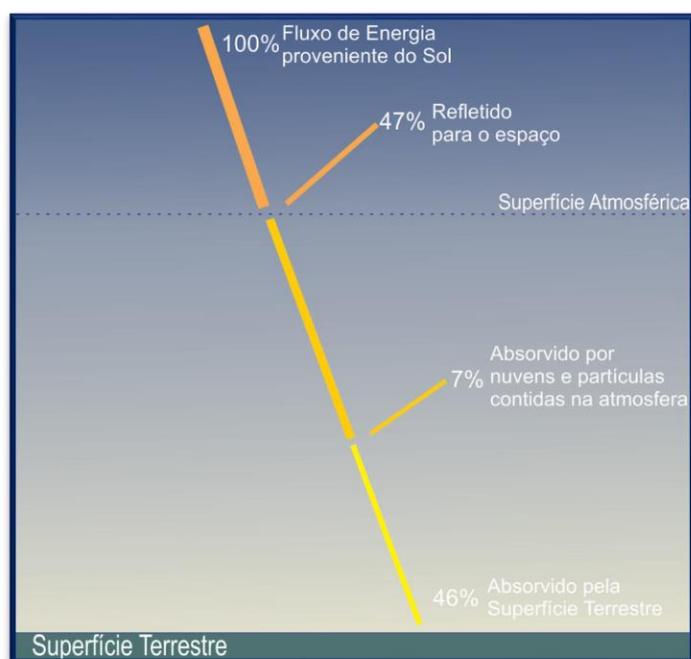


Figura 6: Diagrama de Energia

2.4 DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL E IRRADIÂNCIA SOLAR EXTRATERRESTRE

Irradiância solar extraterrestre é a radiação emitida pelo Sol que está no espaço. A Distribuição Espectral consiste na distribuição da energia total contida na radiação solar extraterrestre de acordo com seu comprimento de onda. A Figura 7 mostra a curva da Distribuição Espectral da radiação extraterrestre de acordo com o padrão do WRC.

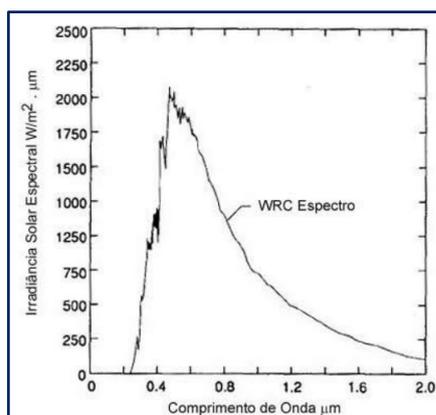


Figura 7: Espectro solar com comprimento de onda com até 2 μm
(Duffie & Beckman, 2013)

A irradiância solar extraterrestre possui pequenas variações durante o ano. Essas variações são causadas pelos fenômenos eletromagnéticos que ocorrem no interior do Sol, como as manchas solares e pode ser calculada pela equação 3 (Duffie & Beckman, 2013).

$$I = I_0 \times \left(1 + 0,033 \times \cos \left(\frac{360}{365,25} \times n \right) \right) \quad (3)$$

Onde:

I : Irradiância solar extraterrestre [W/m^2];

I_0 : Constante Solar [W/m^2];

n : dia juliano que vai de 1 a 365.

A Figura 8 apresenta o comportamento da radiação solar extraterrestre durante o ano, a variação entre a radiação máxima e mínima é de $0,09 \text{ W}/\text{m}^2$ (CRESESB, 2014).

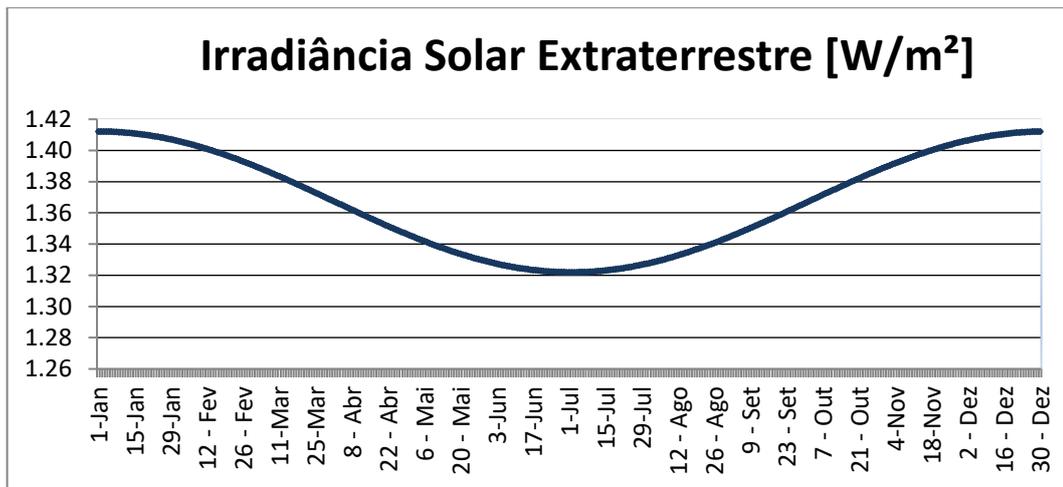


Figura 8: curva da variação da radiação extraterrestre durante um ano

2.5 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar que chega à superfície terrestre é constituída de três componentes como apresentado na Figura 9. A radiação direta com raios com direção no sentido do sol, a radiação difusa com raios emitidos em várias e a radiação refletida pelo ambiente que é determinada pelo coeficiente de reflexão da superfície refletora, chamado de albedo. Em dias onde não há nuvens tem-se pelo menos 20% de radiação difusa e em dia de céu totalmente nublado tem-se 100% de radiação difusa (CRESESB, 2014).

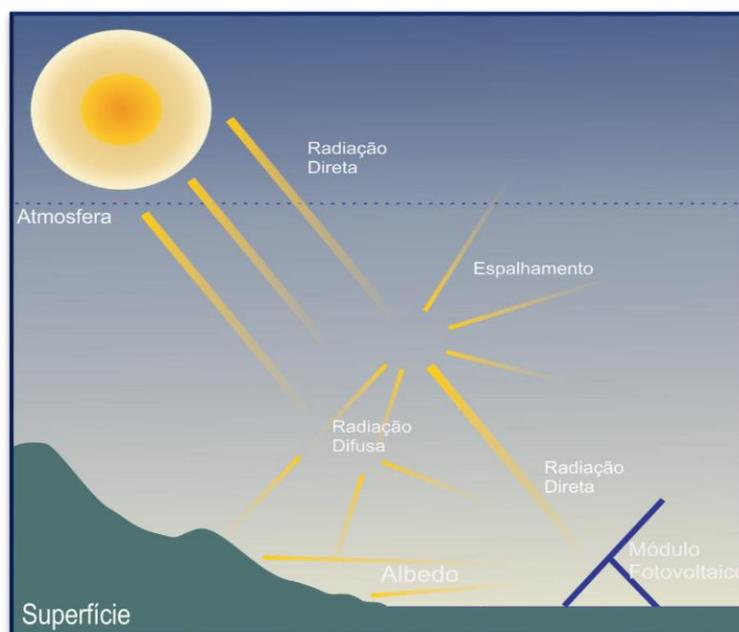


Figura 9: Componentes da radiação solar

2.6 ÂNGULOS SOLARES

A análise dos raios solares que incidem na superfície terrestre é realizada a partir de conceitos geométricos e auxiliam em projetos que visam o aproveitamento da energia solar. Para determinar os ângulos, primeiramente são adotados os planos e os eixos de referências conforme mostrado nas Figuras 10 e Figura 11.

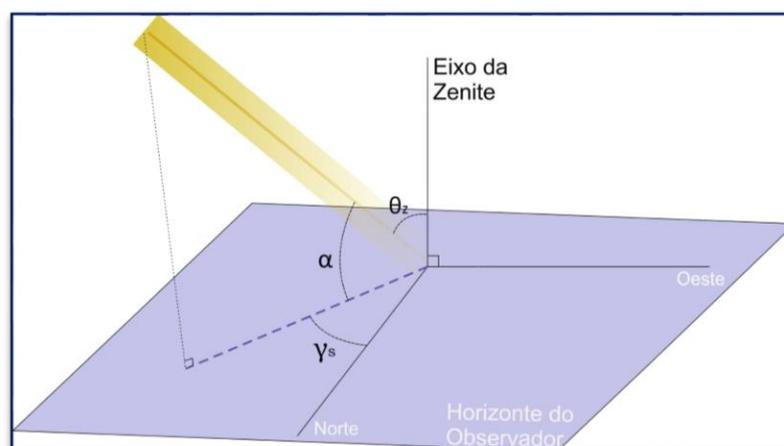


Figura 10: Plano do Horizonte do Observador

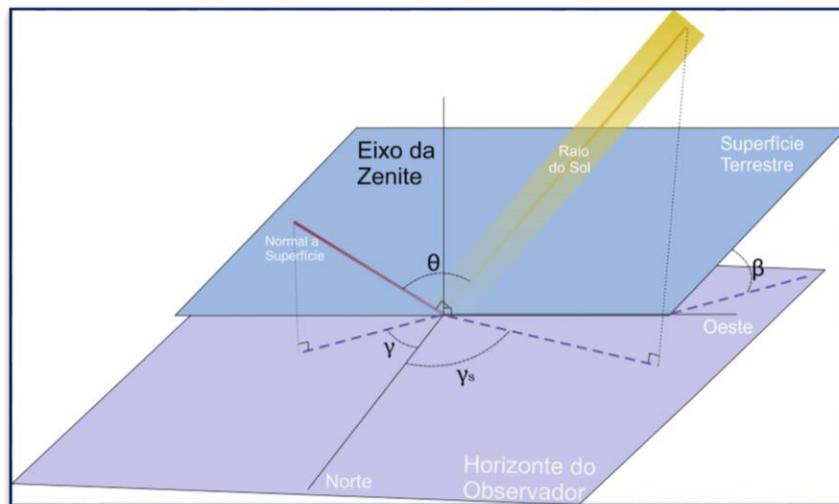


Figura 11: Plano referente à superfície terrestre

São adotados dois planos de referência, o primeiro é o plano do horizonte do observador, que contém os eixos que indicam as direções geográficas e o eixo de Zênite, que está perpendicular ao plano do horizonte observador como é apresentado na Figura 10. O segundo plano refere-se à superfície terrestre que está inclinada do plano do horizonte do observador de um ângulo β apresentado na Figura 11.

Os ângulos formados entre os dois planos e os eixos são:

- θ_z : ângulo formado entre o raio solar e o eixo de Zênite;
- α : Ângulo entre o raio solar e a sua projeção no plano do horizonte do observador.
- O ângulo da Zênite e o ângulo solar são complementares como pode ser observado na Figura 10.
- γ_s : Ângulo Azimutal do sol é o ângulo entre a projeção do raio solar no plano do horizonte do observador e o eixo de direção Norte.
- γ : Ângulo Azimutal da superfície é o ângulo entre a projeção da normal da superfície no plano do horizonte do observador e o eixo Norte.
- θ : Ângulo de incidência é o ângulo formado entre o raio solar e a norma do plano da superfície.

Os ângulos solares determinam o posicionamento e a instalação adequada dos módulos fotovoltaicos, ou de placas solares para o máximo aproveitamento da energia incidente.

2.7 ÂNGULO HORÁRIO DO SOL, HORA SOLAR E HORA OFICIAL

O potencial energético solar depende do período de tempo em que os raios solares incidem em uma superfície.

O Ângulo Horário do Sol é o deslocamento angular do Sol durante o dia, ou seja, é a abertura angular entre o ângulo do nascer e o pôr do Sol, dependendo da sua trajetória ao longo do dia que ocorre do sentido Leste para Oeste. É calculado em função do ângulo da Zênite e da latitude do local de acordo com a equação 4.

$$\omega_s = \text{COS}^{-1} \left(-\frac{\text{sen}\varnothing \times \text{sen}\delta}{\text{cos}\varnothing \times \text{cos}\delta} \right) = \text{cos}^{-1}(-\text{tg}\varnothing \times \text{tg}\delta) \quad (4)$$

Onde:

δ : Ângulo de Zênite;

ω_s : Ângulo de duração do dia em graus;

\varnothing : Latitude do local.

O Ângulo Horário do Sol é medido em graus e para converter em unidades de tempo que é a Hora Solar, é adotado como critério que a cada 15° do deslocamento angular é igual a 1 hora, de acordo com o (CRESESB, 2014).

O tempo de horas de sol ou hora solar não é exatamente igual a hora oficial que é a hora medida pelo relógio. A conversão da hora solar em hora oficial é obtida pela equação 5.

$$\text{Hora solar} - \text{Hora oficial} = 4 \times (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (5)$$

Onde:

L_{st} : Latitude do meridiano mais próximo do local;

L_{loc} : Latitude do local;

E : Equação do tempo.

Na equação 5, que converte a hora solar em hora oficial, aparece o parâmetro E , que é chamado de equação do tempo e está expresso nas equações 6 e 7. Um fato interessante é que a equação do tempo é variável durante o ano entre 16 minutos positivos e 14 minutos negativos como mostra a Figura 12.

$$E = (0,000075 + 0,001868 \times \cos(\Omega) - 0,032077 \times \sin(\Omega) - 0,014615 \times \cos(2 \times \Omega) - 0,04089 \times \sin(2 \times \Omega)) \times (229,18) \quad (6)$$

$$\Omega = 2\pi \times \frac{(n - 1)}{365} \quad (7)$$

Onde:

n : dia juliano que vai de 1 a 365.

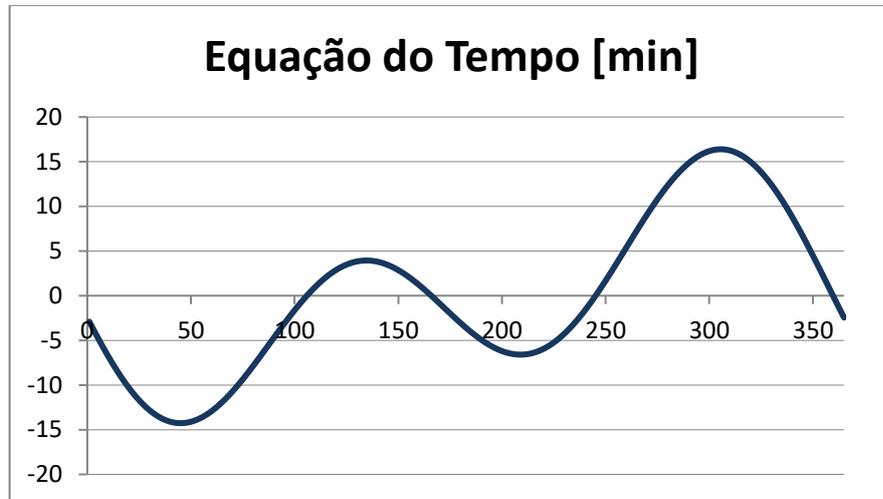


Figura 12: Curva da variação da equação do tempo

2.8 CONVERSÃO DA ENERGIA SOLAR EM ENERGIA ELÉTRICA

A energia recebida pela superfície terrestre é utilizada para geração de energia elétrica ou energia térmica, o interesse na energia solar ocorre por sua característica renovável e limpa.

Neste trabalho será tratada a conversão direta da radiação solar em energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos.

Sistemas fotovoltaicos são compostos de módulos fotovoltaicos, inversores e controladores de carga.

O principal equipamento em um sistema fotovoltaicos são os módulos construídos por um conjunto de células fotovoltaicas conectadas e encapsuladas, cujo objetivo é converter energia luminosa em energia elétrica.

Os materiais utilizados na construção de células fotovoltaicas dependem de suas características elétricas. As características em relação à condução de electricidades são diferentes para cada tipo de material. Eles podem ser classificados em isolantes, semicondutores e condutores e são determinados pela existência de bandas de energia.

As bandas de energia são regiões do material que apresentam preenchimento de portadores de carga positiva ou carga negativa. A banda de Valência é região que possui portadores de cargas positivas também conhecidas como lacunas. A banda de Condução é a região preenchida por portadores de carga negativa, os elétrons. A banda Bandgap, também conhecida como Gap é a região que separa as outras duas bandas. O potencial eletrovoltaico da banda Gap determina a classificação do material pela condução de electricidade. Para materiais com a banda Gap igual a zero eV são classificados como condutores, para materiais com a banda Gap menor ou igual a 3 eV são materiais semicondutores e matérias com a banda Gap maior que 3eV são consideração matérias isolantes como apresentado na Figura 13.

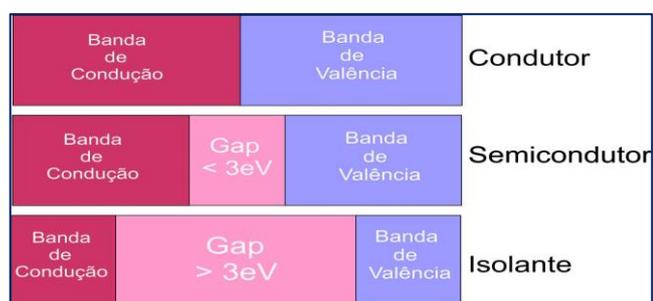


Figura 13: Materiais condutores, semicondutores e isolantes

As células fotovoltaicas são construídas com materiais semicondutores dopados. A dopagem é um processo químico que consiste em adicionar ao semicondutor outro material que possa favorecer a geração de energia elétrica.

O semicondutor mais utilizado na produção de painéis fotovoltaicos é o Silício. Esse semicondutor contém um átomo de Silício que é tetravalente, ou seja, possui quatro elétrons em sua camada de valência que fazem ligações covalentes com elétrons de átomos vizinhos. No processo de dopagem adiciona em uma região do semicondutor um elemento que seja pentavalente como o elemento Fosforo. O Fosforo é um elemento que possui cinco elétrons em sua camada de valência, quatro deles fazem ligações covalentes com o átomo de Silício. O elétron restante fica fracamente ligado ao núcleo do átomo de origem, deixando a região com excesso de elétrons, ou seja, com carga negativa. Essa região do material é a banda de Valência do semicondutor. Na outra região do material adiciona-se elementos trivalentes, como o Boro que possui três elétrons em sua camada de valência e que fazem ligações covalentes com três átomos do Silício. A falta de um elétron para fazer ligação com o elétron do Silício restante, deixa a região com carga positiva, essa região que deveria ser ocupada por um elétron para realizar a ligação covalente é um portador de carga positiva ou lacuna. Essa região dopada com átomos trivalentes é a Banda de Condução.

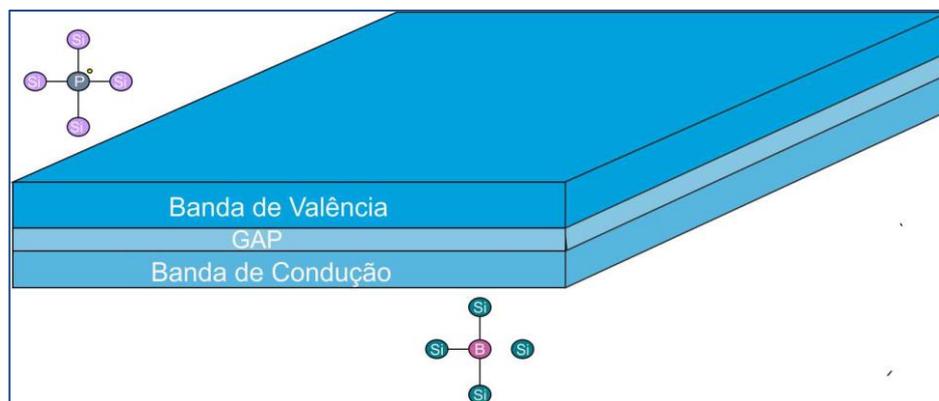


Figura 14: Dopagem do Silício

Em temperatura ambiente, os elétrons dos materiais semicondutores apresentam energia suficiente para se movimentarem livremente. Portanto, os elétrons da banda de valência se movimentam para a banda de condução, deixando a região eletricamente positiva com íons de $F(+)$, formando a região N. As lacunas da banda de Condução são preenchidas pelos elétrons

vindos da camada de Valência e a região fica eletricamente negativa pelo íon B(-), formando a região P. Essa transferência de portadores ocorre até a geração de um campo elétrico e uma diferença de potencial no interior do material, devido a concentração de portadores com carga positiva e carga negativa das regiões N e P, assim cessa a movimentação dos portadores e cria a uma zona de depressão na junção PN do semiconductor como mostrado na Figura 15.

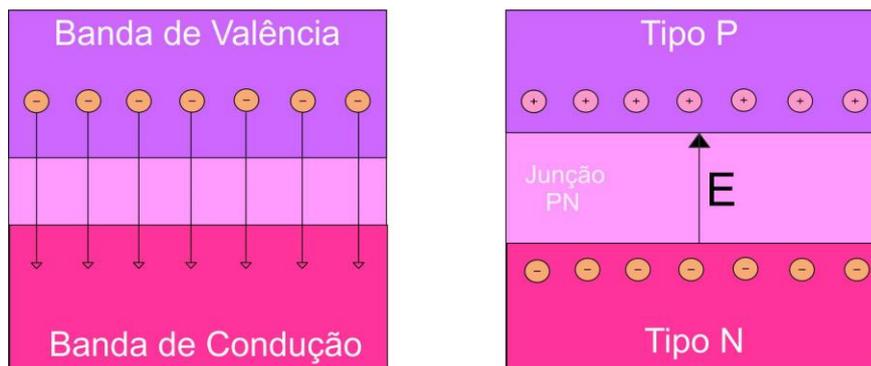


Figura 15: Junção PN

Sem excitação externa, as correntes criadas pela excitação térmica dos portadores apresenta um equilíbrio dinâmico, resultando em uma corrente nula no interior do semiconductor. As correntes formadas pela movimentação dos portadores são duas. A corrente de deriva, ou I_D que é a corrente formada pelo efeito do campo elétrico nos portadores. A corrente de difusão, ou I_d que é formada pela diferença de concentrações de elétrons e lacunas nos dois lados da junção PN.

A energia elétrica é gerada nos módulos fotovoltaicos quando os raios de luz incidentes em sua superfície contendo fótons com energia maior que a energia da banda Gap, produz pares de elétron-lacuna, fenômeno conhecido como fotogeração. A energia excedente é dissipada causando o efeito de tematização e aquecendo o material. Devido ao campo elétrico da junção PN, o elétron é acelerado para a região N e a lacuna para a região P, gerando uma corrente elétrica. Esse é o efeito fotovoltaico responsável por converter a energia luminosa em energia elétrica associada a uma corrente e uma diferença de potencial.

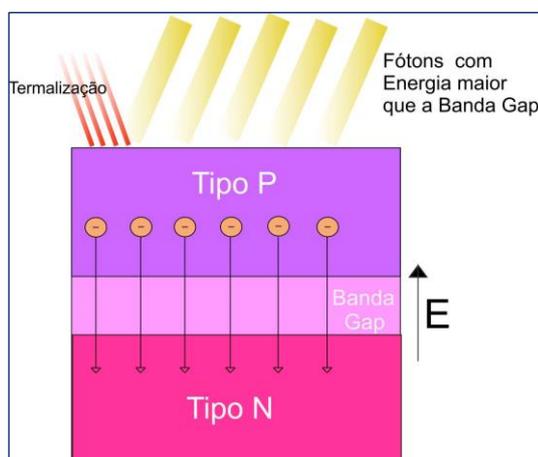


Figura 16: Efeito fotovoltaico

Os pares de elétron-lacunas gerados na região fora da zona de depressão podem sofrer recombinação dos portadores em menor número, lacunas na região N e elétrons na região P. A recombinação pode ocorrer de forma direta ou indireta. A recombinação direta ocorre quando um elétron da banda de Valência retorna para a banda de Condução, causando emissão de energia sob a forma de fóton. A recombinação indireta é quando elétrons se transferem para níveis de energia mais baixos na banda Gap por defeitos na estrutura das ligações entre átomos.

Para utilização da energia gerada pelo módulo fotovoltaico, são necessários contatos elétricos no material semiconductor nas regiões N e P como apresentado na Figura 17. Devido a diferença de potencial entre os dois contatos, uma corrente elétrica irá circular no circuito elétrico externo.

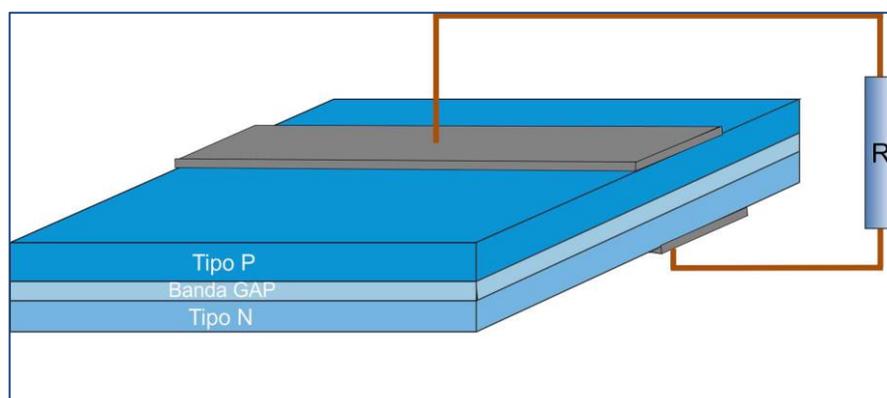


Figura 17: Circuito elétrico da célula fotovoltaica

2.9 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas fotovoltaicos apresentam duas configurações, isolados ou conectados à rede elétrica de distribuição. Os sistemas fotovoltaicos isolados são sistema de geração de energia elétrica instalados em lugares onde a rede elétrica de distribuição não está disponível, eles apresentam armazenadores de energia para suprir o consumo em períodos de ausência ou geração insuficiente de energia elétrica. Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição, a energia elétrica gerada pode ser injetada na própria rede elétrica que irá suprir a carga nos períodos de ausência ou insuficiência de geração de energia elétrica.

2.9.1 Equipamentos Do Sistema Fotovoltaico

2.9.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser fabricados por processos industriais diferentes, com características físicas, eficiências e custos diferenciados para cada modelo. Os módulos mais comuns são os fabricados com o Silício e são fabricados por dois tipos de tecnologia.

Os primeiros módulos fotovoltaicos em escala industrial foram os de Silício monocristalino, cuja fabricação utiliza a técnica de Czochalsk. As células são produzidas a partir de lingotes de Silício ultrapuro em forma cilíndrica que são fatiados e tratados. A célula tem seus lados cortados em forma arredondada para otimizar o espaço na estrutura dos módulos, possui uma coloração azul escuro ou preto uniforme, resultado da alta pureza do Silício. São módulos mais caros, porém são os mais eficientes no mercado. A eficiência fica entre 14% a 21% e vida útil de até 30 anos (PORTAL SOLAR, 2016).

Os módulos fotovoltaicos de Silício policristalino são fabricados pela fusão de blocos de Silício Cristalino de modo a preservar seus múltiplos cristais. O formato do bloco é quadrado para facilitar o corte das células. Como o grau de pureza do Silício é menor que o utilizado nos módulos de Silício monocristalino, a eficiência também é menor e está na faixa de 13% a 16,5%. Com um custo menor que os monocristalino e uma eficiência considerável, os módulos fotovoltaicos de Silício policristalino são os mais utilizados em todo o mundo (PORTAL SOLAR, 2016).

Outro tipo de módulo fotovoltaico são os de filme fino. Essa tecnologia consiste no depósito de uma ou várias camadas de material com propriedades fotovoltaicas em uma estrutura de apoio. Matérias fotovoltaicas utilizados para fazer as camadas são Silício Amorfo, Telureto de Cádmio, Cobre, Índio e Gálio Seleneto. A eficiência dos painéis fotovoltaicos de filme fino está na faixa de 7% a 13%, por apresentarem uma eficiência relativamente baixa ocupam uma área maior que os módulos fotovoltaicos de Silício (PORTAL SOLAR, 2016).

2.9.1.2 Características Elétricas das Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são como um diodo semiconductor que produzem corrente elétrica a partir da junção PN quando expostos a fótons de luz.

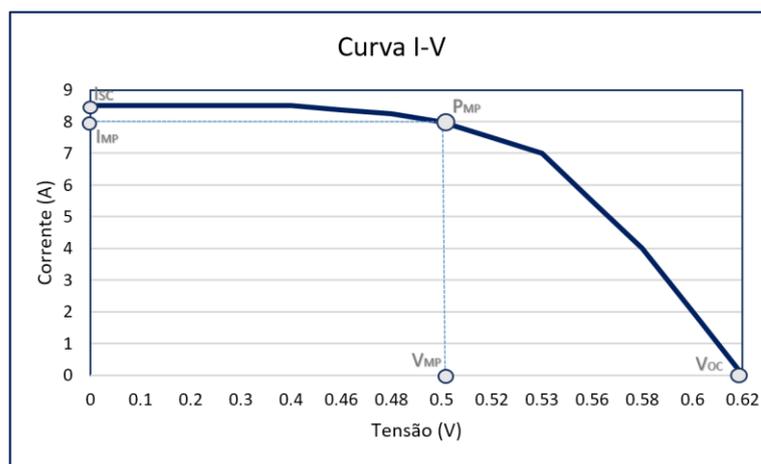


Figura 18: Curva I-V

A Figura 18 apresenta a curva I-V característica de uma célula fotovoltaica de Silício, com a corrente elétrica em função da diferença de potencial. Os parâmetros determinados pela curva I-V são a Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}), a tensão de Circuito-Aberto (V_{oc}), potência máxima (P_{mp}), corrente no ponto de potência máxima (I_{mp}) e a tensão no ponto de potência máxima (V_{mp}).

Outra curva característica da célula fotovoltaica é a curva P-V e determina o ponto de potência máxima como mostrado na Figura 19.

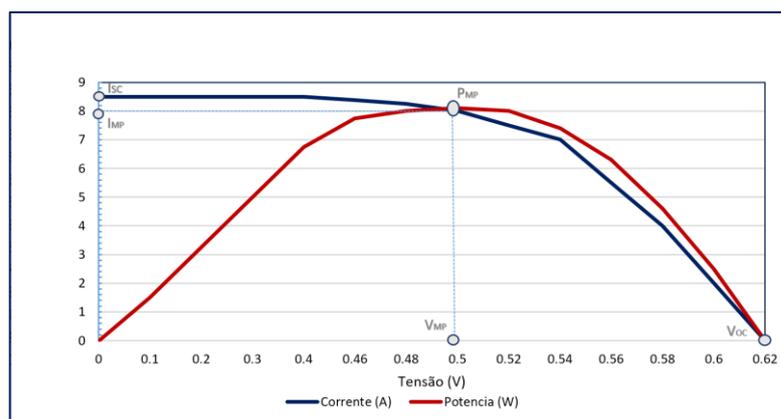


Figura 19: Curva P-V

Outros dois importantes parâmetros elétricos são o Fator de Forma e a Eficiência dos módulos fotovoltaicos.

O Fator de Forma (FF) é o parâmetro que corresponde à razão entre a máxima potência produzida na célula pelo produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto, sendo calculado pela equação 8.

$$FF = \frac{V_{MP} \times I_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (8)$$

Onde:

V_{MP} : Tensão no ponto de potência máxima;

I_{MP} : Corrente no ponto de potência máxima;

V_{OC} : Tensão de circuito-aberto;

I_{SC} : Corrente de curto-circuito.

A Eficiência é a relação entre a potência elétrica produzida na célula fotovoltaica pela potência de energia luminosa incidente na mesma.

Uma célula fotovoltaica é representada eletricamente por um circuito elétrico equivalente composto de uma fonte de corrente, um diodo que representa a junção PN sem excitação externa e por duas resistências, uma em série e a outra em paralelo.

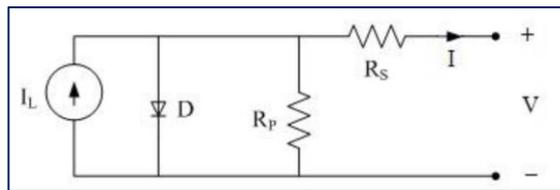


Figura 20: circuito elétrico equivalente da célula fotovoltaica

A simbologia utilizada para representar um módulo fotovoltaico é descrita pela norma NBR 10899 que é mostrada pela Figura 21.

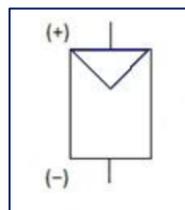


Figura 21: Símbolo do módulo fotovoltaico

2.9.1.3 Inversores

Os módulos fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua e para injetá-la na rede elétrica é necessário transformá-la em corrente alternada, com tensão e frequência adequadas. Esta tarefa é realizada pelos inversores, que são construídos por chaves eletrônicas controláveis que conduzem ou bloqueiam a corrente elétrica por meio de um sinal de controle, convertendo a tensão contínua em tensão alternada. As chaves utilizadas são conhecidas como tiristores como SCR, TRIAC e GTO e transistores BJT, MOSFET e IGBT (CRESESB, 2014).

O funcionamento das chaves controladas pode ser descrito em três etapas, mostrada na Figura 22. A etapa 1 onde as chaves estão bloqueadas e corresponde ao período onde t é menor que t_1 e ocorre condução de corrente elétrica. A etapa 2 é a comutação, quando a chave recebe o comando para entrar em condução e ocorre no período entre t maior que t_1 e menor que t_2 . A etapa 3 é a condução quando a chave passa a conduzir e acontece em t maior que t_3 e menor que t_4 .

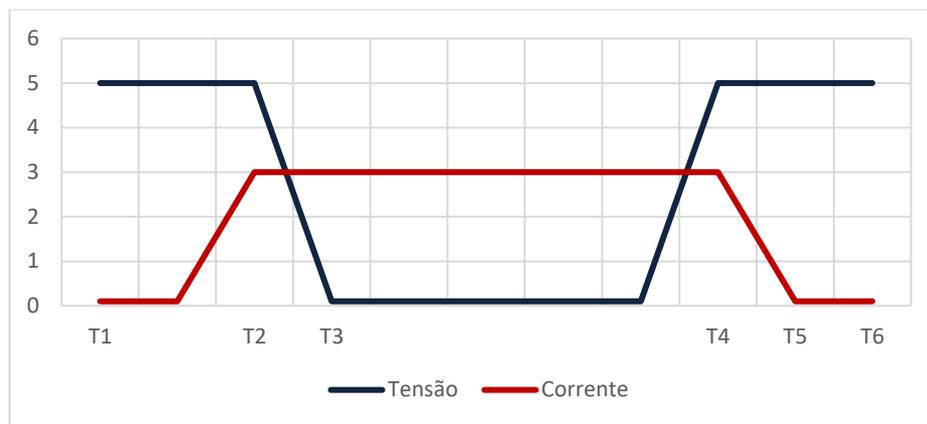


Figura 22: Período de comutação, bloqueio e condução das chaves eletrônicas

Os inversores são classificados pelo controle de comutação dos dispositivos eletrônicos, sendo autocomutados ou comutados pela rede. Os inversores de comutação pela rede são controlados pelo circuito elétrico de potência onde estão conectados. Apresentam funcionamento simples e estrutura robusta, porém baixa qualidade nas tensões e correntes de saída. São utilizados em unidades de porte elevado e em acionamentos de motores elétricos de grande porte. Os inversores autocomutados possuem um terminal de controle de comutação que permite a condução ou o bloqueio dos dispositivos eletrônicos em qualquer instante do ciclo. A operação ocorre pelo controle de modulação por largura de pulso que mantém um valor mais estável da tensão de saída.

O princípio de funcionamento dos inversores de corrente contínua para corrente alternada (CC-CA), é baseado na frequência de comutação dos dispositivos eletrônicos responsáveis pelo chaveamento do circuito. Em um circuito de ponte completa que está mostrado na Figura 23, apresenta as chaves S1, S2, S3 e S4 que representam os chaveamentos do processo de conversão. A comutação dessas chaves em pares resulta na conversão de CC-CA. Comutando simultaneamente as S1 e S4 e bloqueando S3 e S2, a tensão aplicada na Carga é de + Vcc, e ao comutar as chaves S2 e S3 e bloqueando S1 e S4 a tensão aplica na carga é - Vcc. Alternando essa comutação em uma frequência de 60 Hz, a tensão aplicada na carga é uma onda quadrada apresentada na Figura 24. As distorções harmônicas existentes nesse sinal são elevadas e são reduzidas através do controle de comutação e mudança do ângulo de defasagem. O processo é realizado pelo aumento da quantidade de pulso, o que aproxima o sinal de saída senoidal como mostrado na Figura 25. A utilização de filtros melhora a forma de onda e diminui

os harmônicos, porém os filtros são caros e consomem bastante potência. A tensão de saída RMS é calcula pela equação 9.

$$V_{rms} = \frac{2 \times \sqrt{2}}{\pi} \times V_{cc} \times \cos\left(\frac{\pi \times t_c}{T}\right) \quad (9)$$

Onde:

V_{rms} : Tensão eficaz;

V_{cc} : Tensão contínua;

t_c : Tempo de comutação;

T : Período do ciclo comutação.

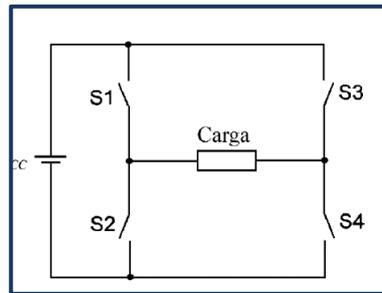


Figura 23: Circuito de ponte completa

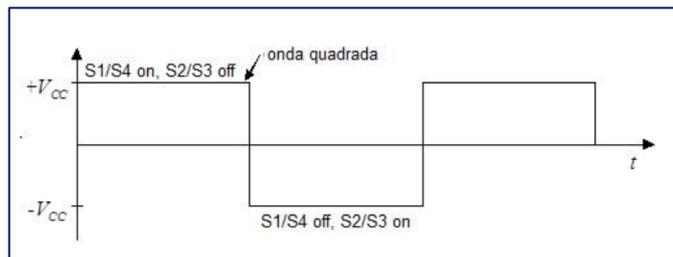


Figura 24: Sinal de onda quadrada

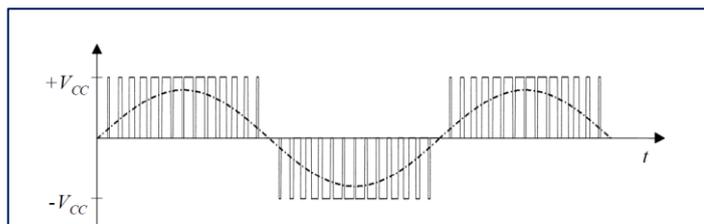


Figura 25: Sinal de tensão senoidal aproximado por pulsos

2.9.1.4 Sistemas de Armazenamentos de Energia

Em sistemas elétricos isolados são projetados para operarem de forma ilhada e por isso necessitam de componentes de armazenamento de energia para períodos de geração nula ou insuficiente para suprir a demanda da carga.

Os armazenadores mais comuns são as baterias químicas. Eles são dispositivos armazenam energia elétrica sobre a forma de energia química através dos processos eletroquímicos de oxidação e redução, as reações acontecem no interior das células ou vasos eletroquímicos. A utilização da energia armazenada é possível conectando a bateria carregada a um sistema elétrico e a energia química armazenada é convertida em energia elétrica. As baterias utilizadas com esse objetivo são recarregáveis e as mais utilizadas são as do tipo Chumbo-ácido. Outras tecnologias de baterias como Níquel-Cádmio, Níquel-hidreto metálico e íons de Lítio apresentam melhores características como maior eficiência e vida útil, porém são mais caras. Além das baterias químicas existe um conjunto de outras tecnologias que cumprem esta função dependendo do tempo de utilização, potência, resposta dinâmica necessária, etc (CRESESB, 2014).

2.9.1.5 Controladores de Carga

Os controladores de carga são equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos que apresentam armazenamento de energia. Eles são responsáveis pela proteção do banco de bateria contra cargas e descargas excessivas, esses distúrbios ocorrem pela sensibilidade dos geradores fotovoltaicos ou por falhas de equipamentos e poder gerar causa sobrecarga ou subcarga. Essas variações diminuem a vida útil do banco de baterias que são componentes importantes para sistemas isolados (CRESESB, 2014).

Os controles de carga atuam pelo estado das baterias, desconectando os geradores fotovoltaicos quando atingem a carga plena e interrompe o carregamento quando o nível de segurança não é atingido. O dimensionamento dos controladores depende do tipo de bateria e seu regime de operação. A corrente e a tensão de operação do sistema influenciam o custo do controlador e na disponibilidade do equipamento no mercado.

3 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL TÉCNICO FOTOVOLTAICO

3.1 POTENCIAL TÉCNICO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A estimativa do potencial técnico fotovoltaico de uma área determina a capacidade de geração de energia solar e essa informação é relevante para avaliar o seu impacto no sistema elétrico. O levantamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apurou um potencial estimado dos telhados residenciais de 287 TWh/ano ou aproximadamente 32 GW médios no Brasil. Esse valor corresponde a 2,3 vezes o consumo residencial ocorrido em 2013, o que evidencia a possibilidade do suprimento de parte da carga do sistema através da geração fotovoltaica (Emprea de Pesquisa Energética - EPE, 2014). Esta estimativa global deve ser reavaliada para cada região em função do tipo de habitação e do adensamento populacional que são fatores determinantes para dimensionar a área disponível de telhado. Outro fator importante é o nível de insolação que varia de região para região.

3.2 ÁREA DE TELHADO

O potencial técnico fotovoltaico é proporcional à área disponível e ao nível de radiação solar do local. Nesse estudo será abordado o potencial técnico fotovoltaico das áreas de telhado dos edifícios residenciais, espaço do domicílio que deve apresentar boas condições de incidência de radiação solar, com menor probabilidade de sombreamento e sem ocupação para outros fins.

O primeiro dado necessário para estimar o potencial fotovoltaico é a área disponível, neste caso, área dos telhados da região avaliada. O método de mapeamento e cálculo da área adequada depende do tamanho da região definida e da precisão desejada para a análise.

3.2.1 Métodos de Mapeamento de Telhados

O método *valor constante* é simples e rápido para estimar a área total de telhado de grandes regiões, mesmo sendo um método pouco preciso pode oferecer um valor satisfatório dependendo do objetivo do estudo. Esse método supõe uma área média de telhado para cada

edifício residencial do tipo casa e uma área média para cada apartamento. Um valor considerável é de 85 m² para edifícios residenciais e 15m² para os apartamentos (Ghisi, Montibeller, & Schimidt, 2004). A área total de telhado é determinada multiplicando a área média de telhado pelo número de edifícios residenciais do tipo casa e apartamentos, que podem ser obtidos através de sensores demográficos. A área de telhado total estimada é a soma das áreas médias de telhado para todos os edifícios do tipo casa e apartamento. Muitos edifícios utilizam seus telhados para outros fins como instalação de caixas d'água, antenas e terraços que diminui a área disponível. Além disso, é possível ocorrer sombreamento de outros edifícios, de árvores e do próprio relevo sobre o telhado em alguns períodos. Desta forma, a área de telhado aproveitada para sistema fotovoltaico é reduzida por um fator de aproveitamento que varia com o local e características dos edifícios. A faixa de variação situa entre 30% a 65% da área total de telhado (NREL, 2013).

Outro método de mapeamento de telhado consiste na utilização de software como Geographic Information System (GIS), programas que fundamentam a análise em dados geográficos e espaciais. O processo apresenta resultados rápidos, objetivos e precisos, porém com maior demanda de processamento computacional que os outros métodos (NREL, 2013).

O método de seleção manual é baseado na seleção dos telhados pela observação visual de imagens de satélites. Este método apresenta uma precisão maior que o método de valor constante, porém para regiões muito grandes, torna-se muito trabalhoso e demorado (NREL, 2013). No entanto, acredita-se que este seja o método ideal para dimensionar investimentos específicos em determinadas regiões, pois se tem uma maior precisão sem necessitar de medidas tomadas em campo.

3.2.2 Mapeamento de Telhados

Para este trabalho, o método de mapeamento escolhido foi o de seleção manual e a ferramenta utilizada foi a Solariza, que é uma plataforma iterativa desenvolvida pelo Greenpeace, cujo objetivo é mapear todo o potencial fotovoltaico para desenvolver projetos e incentivar a energia solar no país. Através de imagens de satélite, o usuário pode descobrir a área de telhado da sua residência, a área ocupada pelos módulos fotovoltaico, o potencial

fotovoltaico, o custo aproximado do sistema fotovoltaico e a economia gerada por ele (solariza.org.br/, 2015). Neste trabalho foi utilizado apenas os dados de área de telhado.

Os telhados foram mapeados individualmente considerando o modelo de estrutura física e o contorno do espaço da superfície de cada telhado. Cada telhado foi delineado de acordo com seu modelo de construção que pode ser um telhado do modelo plano ou inclinado como apresentado na Figura 26. Os telhados inclinados são os que possuem estruturas formadas por quatro ou mais superfícies de coberturas inclinadas e posicionadas em direções diferentes. O contorno desses telhados é feito cobrindo cada superfície e analisando qual delas recebe maior incidência de radiação solar, essas superfícies são as mais adequadas para a instalação dos módulos fotovoltaicos. As inclinações das superfícies de cobertura são requeridas pela plataforma Solariza para o cálculo da área de telhado, neste trabalho foi adotado uma inclinação padrão de 30° para todos os telhados inclinados.

A Figura 26 apresenta um telhado inclinado com quatro superfícies de cobertura, onde as superfícies com maior radiação são identificadas pelo contorno na cor vermelha e laranja. A identificação de quais superfícies serão instalados os painéis é importante no caso de telhado inclinados, pois a estrutura dos módulos é construída paralela à superfície de cobertura o que impõe aos módulos a mesma direção e inclinação do telhado. Em telhados planos o contorno mede toda superfície de cobertura que é paralela a base do domicílio, assim a radiação solar incidente é igual em toda superfície do telhado. O ângulo de inclinação dos módulos é ajustado pela estrutura onde são instalados e adota-se o ângulo da latitude local como ângulo ótimo de inclinação. A orientação dos módulos é sempre voltada para a linha do equador e como os locais analisados estão localizados no hemisfério sul, a orientação dos módulos serão direcionados para o Norte.

Telhado Inclinado		Telhado Plano	
			
N° do telhado	277443	N° do telhado	277444
Criado	7 segundos atrás	Criado	8 segundos atrás
Área total do telhado	359m ²	Área total do telhado	118m ²
Área do sistema	117 m ²	Área do sistema	28 m ²
Tamanho do sistema	15,95 Kilowatt	Tamanho do sistema	3,84 Kilowatt
Eletricidade gerada	27.405 kWh por ano (aproximadamente 14 casas)	Eletricidade gerada	5.617 kWh por ano (aproximadamente 3 casas)
60% ▼ Porcentagem Útil 30° ▼ ângulo		60% ▼ Porcentagem Útil	

Figura 26: Delimitação dos telhados selecionados para mapeamento

A área de telhado medida pela ferramenta é toda a superfície do telhado contornada e delimitada pelos limites estruturais da cobertura. Os módulos fotovoltaicos são instalados em áreas desocupadas e com boa incidência de radiação solar, o que exclui as áreas do telhado com muito sombreamento causados por prédios e árvores, ou aquelas utilizadas para caixa d'água ou antenas.. Em alguns casos, observa-se que aquecedores solares de água ocupam parte do telhado, eles devem ser instalados com prioridade em relação aos módulos, pois são mais eficientes no processo aquecimento de água. Telhados inclinados possuem superfícies inclinadas e voltadas para direções diferentes, as superfícies com direções com pouca incidência de radiação solar não são consideradas adequadas para a instalação dos módulos, um exemplo são as superfícies delimitadas na cor azul mostrada na Figura 26, e portanto desconsideradas. Para determinar a área de telhado adequada foi aplicado um fator de aproveitamento sobre a área total. O fator de aproveitamento reduz a área total de telhado para a área útil à instalação dos módulos. As imagens fornecidas pelo aplicativo Solariza permitem avaliar individualmente cada telhado e aplicar o fator de aproveitamento adequado. Para o caso em estudo, foi adotado um fator de aproveitamento padrão de 60% para a maioria dos telhados, sendo que apenas em casos onde as arvores ou prédios causavam muito sombreamento foi considerado um valor menor.

Foram consideradas duas regiões para o processo de mapeamento e medição da área de telhado. A região onde estão localizados dos bairros da cidade de Itajubá, BPS e Pinheiro e a

região da cidade de Aguanil, ambas localizadas em Minas Gerais e mostrada na Figura 27 e na Figura 28.

Nos bairros de Itajubá, encontra-se um número de residências com características propícias para a instalação de sistemas fotovoltaicos, pois os domicílios pertencem a classe média, setor da sociedade onde se nota maior interesse em investimento de geração fotovoltaica. Os domicílios apresentam telhados com boas características físicas para essa finalidade como tamanhos consideráveis e formatos adequados. O mapeamento desta região resultou em uma área de telhado total de 235.425 m² e a área total útil para os sistemas fotovoltaicos de 65.884 m². Os telhados mapeados foram divididos em três grupos, o primeiro nos telhados dos edifícios da Universidade Federal de Itajubá, o segundo nos telhados de domicílios com um ou dois andares classificados como casa e o terceiro por edifícios com mais de dois andares classificados como prédios. Os telhados dos edifícios da Universidade Federal de Itajubá apresentam área de 50.129 m², sendo 13.212 m² adequados para instalação de módulos. Os domicílios do tipo casa possuem 170.745 m² de telhado, onde 49.572 m² são disponíveis para instalação dos módulos e para os edifícios do tipo prédios a área total é de 14.551m², sendo 3100 m² uteis para módulos fotovoltaicos.

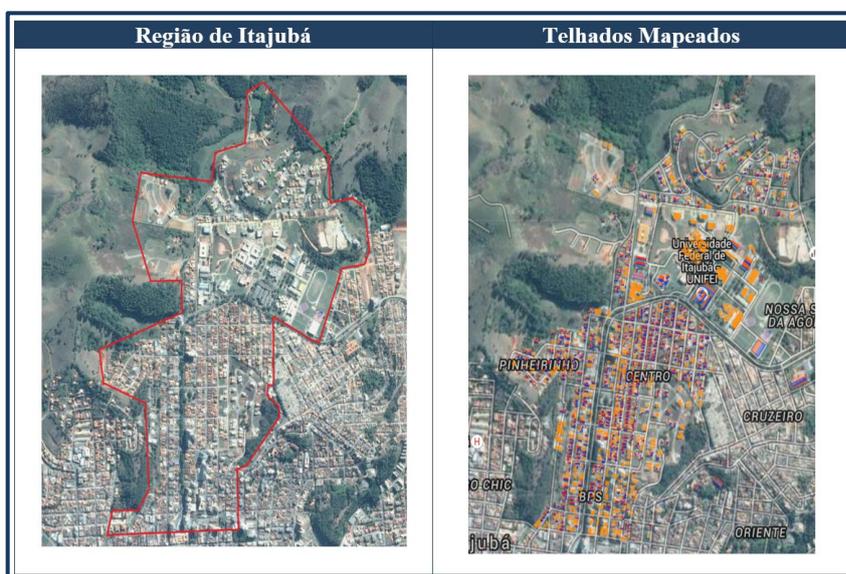


Figura 27: Área de Mapeamento dos Telhados de Itajubá

A cidade de Aguanil é um município pequeno e de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) possui uma população de 4.054 e 1.353 domicílios. Os domicílios mapeados consistem em edifícios do tipo casas, com um ou dois andares, e com telhados pequenos do tipo inclinado e plano. Não possui edifícios do tipo prédios, conforme visualizado pelas imagens de satélite da ferramenta Solariza. Essas características possibilitaram o mapeamento de 1350 domicílios, onde foi medido 127.652 m² de área de telhado e destes 34.381 m² estão adequados para sistemas fotovoltaicos. A renda dos domicílios é um fator que influenciam na instalação de sistemas fotovoltaicos. Para a cidade de Aguanil, foram considerados apenas os domicílios com renda acima de 2 salários mínimos, que corresponde a 49,29% dos domicílios (IBGE , 2010). Com isso, os telhados com possibilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos possuem área de 17.200 m².

É importante observar que cidades onde há predominância de residências horizontais tem um potencial maior de geração por densidade de carga, ou seja, há a possibilidade de atender o consumo total e até gerar adicionais. Isto não ocorre em áreas altamente verticalizadas onde as áreas úteis para colocação de células fotovoltaicas é bem menor para atendimento ao alto adensamento de carga.

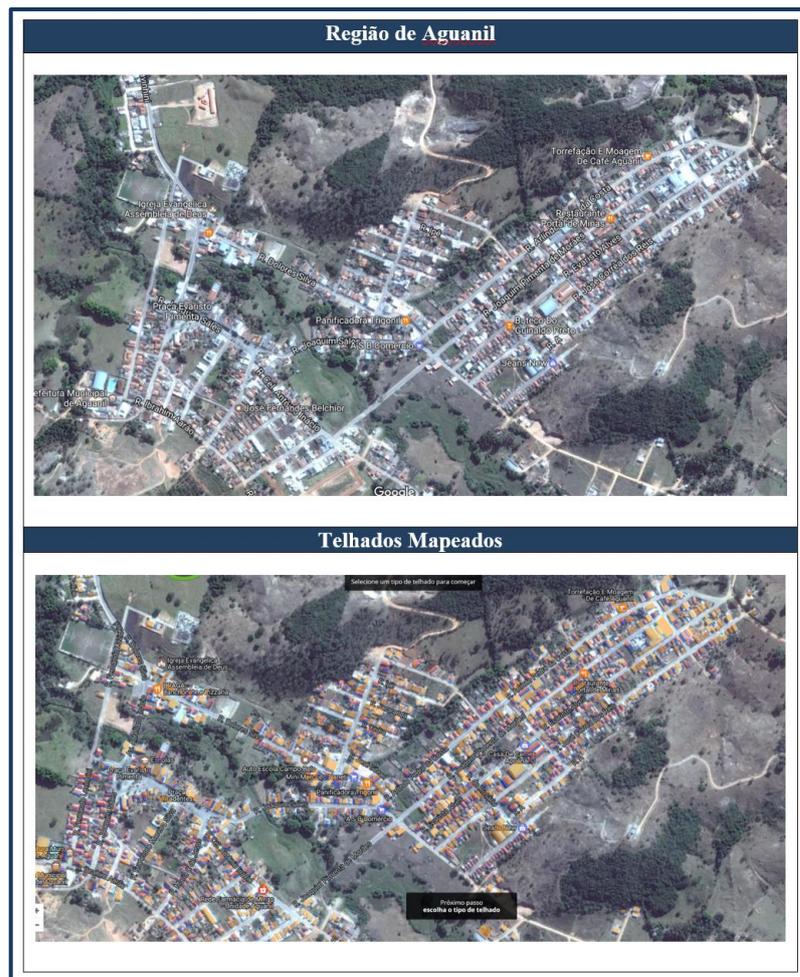


Figura 28: Área de Mapeamento dos Telhado de Aguanil

3.2.3 Radiação Solar

A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos depende da energia incidente na superfície através dos raios solares podendo ser medida pela radiação solar. Neste trabalho, são adotadas as médias mensais diárias de radiação solar que incidem nas regiões de mapeamento dos telhados, os dados foram obtidos no Atlas Brasileiro de Energia Solar conforme a Tabela 1 (Pereira, Martins, Abreu, & Ruther, 2006).

Tabela 1: Médias Mensais Diárias de Radiação Solar das cidades de Itajubá e Aguanil

Mês	Radiação Global de Itajubá [kWh/m ² /dia]	Radiação Global de Aguanil [kWh/m ² /dia]
Jan	5,94	6,21
Fev	5,96	6,21
Mar	5,56	6,07
Abr	5,16	5,90
Mai	4,04	5,34
Jun	3,85	5,31
Jul	4,27	5,48
Ago	4,82	6,08
Set	5,32	6,25
Out	5,96	6,30
Nov	5,85	5,65
Dez	5,95	5,36

3.2.4 Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos e Inversores

As eficiências dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico vão determinar as perdas de energia durante o processo de conversão da energia luminosa para a energia elétrica. No caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede os principais equipamentos que causam perdas são os módulos fotovoltaicos e os inversores. Neste estudo são considerados os módulos de silício policristalino com eficiência de 14% e inversores com eficiência de 94%.

3.2.5 Cálculo do Potencial Técnico Fotovoltaico

Conforme já mencionado, para o cálculo do potencial técnico fotovoltaico é necessário o levantamento da área disponível para a instalação dos módulos, radiação solar local e eficiência dos equipamentos do sistema fotovoltaico. O potencial fotovoltaico é calculado baseado nos dados levantados para os locais estudados e está apresentado na equação 10.

$$Potencial\ Técnico\ PV = \frac{I \times A \times Ef_{pv} \times Ef_{inv}}{1000 \times 24} \quad (10)$$

Onde:

I = Radiação solar [kWh/m²];

A = Área de telhado disponível [m²];

Ef_{pv} = Eficiência dos módulos fotovoltaicos;

Ef_{inv} = Eficiência do inversor;

O potencial técnico fotovoltaico mensal para a região de Aguanil foi calculado para área de telhado mapeada apresentada na Figura 29. Os meses com o maior potencial técnico fotovoltaico são os meses outubro, janeiro e fevereiro com 0,59 MW e o menor é o mês de junho com 0,38 MW.

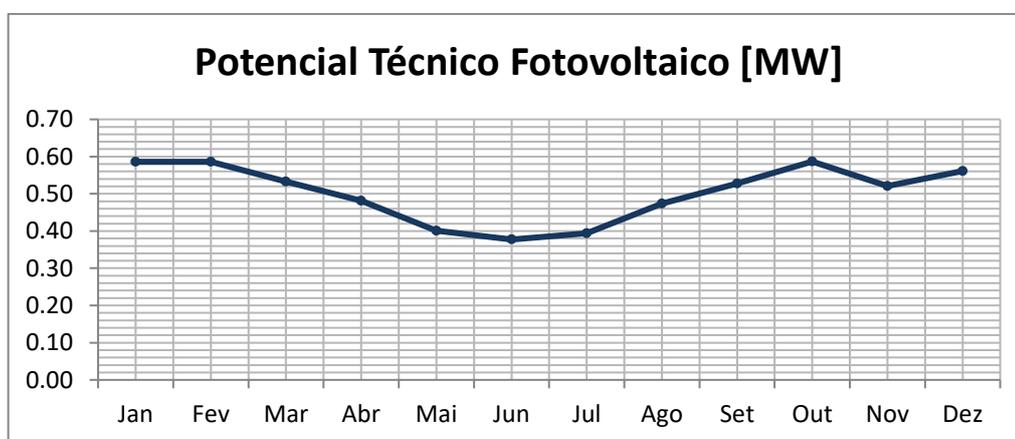


Figura 29: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para edifícios de Aguanil

Para os bairros de Itajubá, o potencial técnico fotovoltaico foi calculado para os três grupos de edifícios considerados. O primeiro é para a área de telhado dos domicílios do tipo casa que é mostrado na Figura 30.

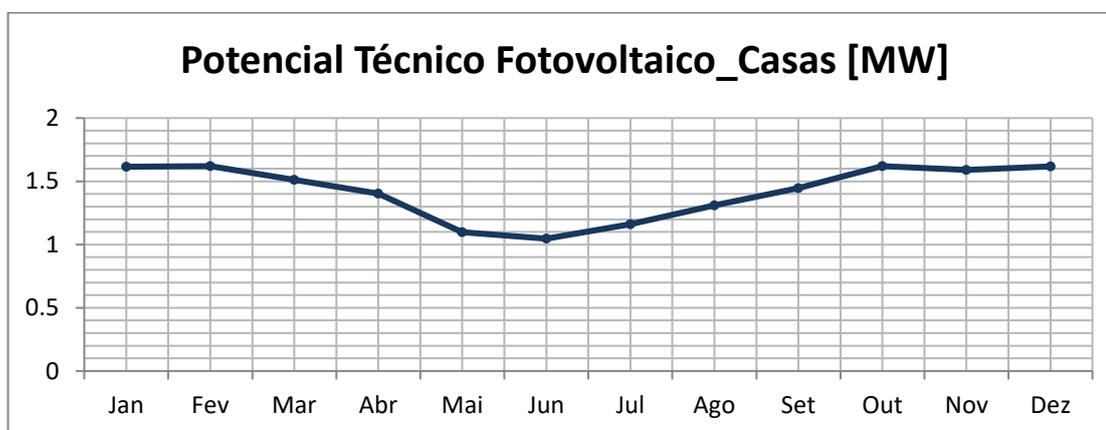


Figura 30: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para domicílios residenciais do tipo casa

O potencial técnico fotovoltaico mostrado na Figura 31 é referente aos telhados mapeados dos prédios da região.

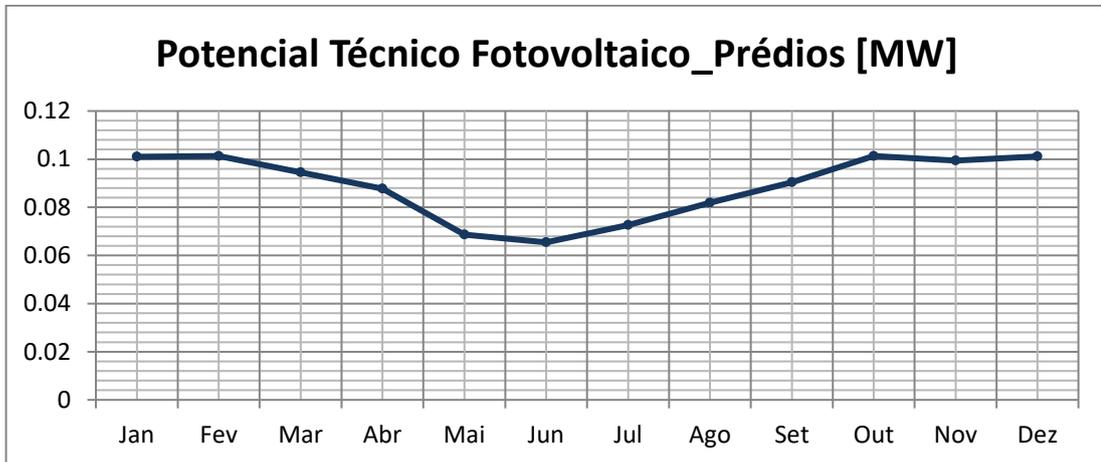


Figura 31: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para domicílios residenciais do tipo prédios

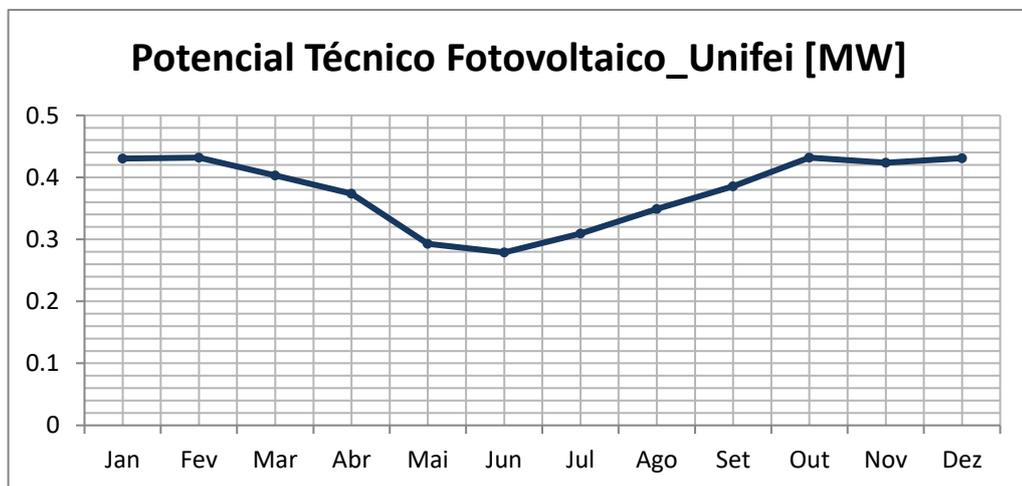


Figura 32: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaicos para edifícios da Universidade Federal de Itajubá

3.3 DEMANDA ESTIMADA

Nos bairros de Itajubá, a demanda total foi estimada adotando um consumo médio de energia elétrica de 100 kWh mensais para cada pessoa que reside nesta região. A equação 11 apresenta o cálculo em MW da demanda mensal.

Para estimar a população que reside nesta região foi admitido que cada um dos 35 prédios possuem um número médio de seis andares, quatro apartamentos por andar e três pessoas residentes em cada apartamento, portanto 2.520 pessoas vivem em 840 apartamentos da região. O número de domicílios do tipo casa mapeados foi de 711 no total e, para estimar a população total residente nelas, adotou-se uma média de quatro pessoas por casa, resultado em 2.844 pessoas. No total, a população estimada para o bairro do BPS no município de Itajubá foi de 5.364 pessoas.

$$Demanda = \frac{n^{\circ} \text{ de pessoas} \times \text{Consumo médio mensal de energia por pessoa}}{1000 \times 30 \times 24} [MW] \quad (2)$$

Para representar a influência da sazonalidade na demanda, foi aplicado a componente sazonal do consumo mensal para o setor residencial da região sudeste. Na Figura 33 apresenta a componente sazonal do consumo mensal e a variação da mesma durante o período de 1976 e 1996. Essa componente sazonal permite estimar o comportamento médio da demanda para cada mês do ano (Oliveira, Silveira, & Braga, 2000).

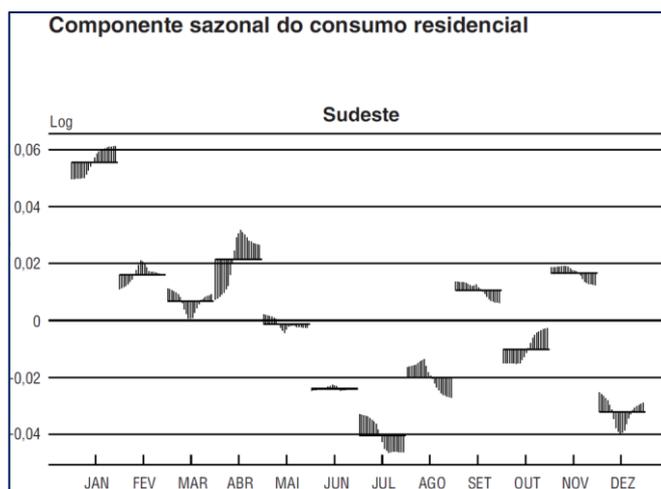


Figura 33: Componente sazonal do consumo residencial para região do sudeste

Para estimar a demanda foi dividido a população em dois grupos de acordo com o tipo de domicílio, o que resultou em 2.520 pessoas vivendo em apartamentos e 2.844 pessoas em casas. A demanda estimada para o conjunto de apartamentos variou entre 0.28 MW e 0.46 MW, para os meses de junho e setembro. Para o conjunto de casas, a demanda estimada variou entre 0.32 MW e 0.53 MW.

Na cidade de Aguanil, a demanda foi estimada através dos dados de carga da cidade fornecidos pela prefeitura e pela empresa de distribuição, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Nessa região foi possível estimar a demanda média mensal para os setores residencial, industrial e comercial que variou entre 0.38 MW no mês de julho e 0.63 MW para o mês de outubro.

3.4 COMPARAÇÃO DA DEMANDA COM O POTENCIAL TÉCNICO FOTOVOLTAICO

O comportamento da demanda e do potencial técnico fotovoltaico demonstra qual é o potencial de geração de energia que é possível nas regiões.

A Figura 34 compara o potencial técnico fotovoltaico estimado para os bairros de Itajubá com a demanda das residências do local. Nesse caso, o potencial fotovoltaico é maior em todos

os meses do ano que a demanda, ficando evidente que o aproveitamento de geração de energia fotovoltaica é capaz de suprir a demanda residencial da região.

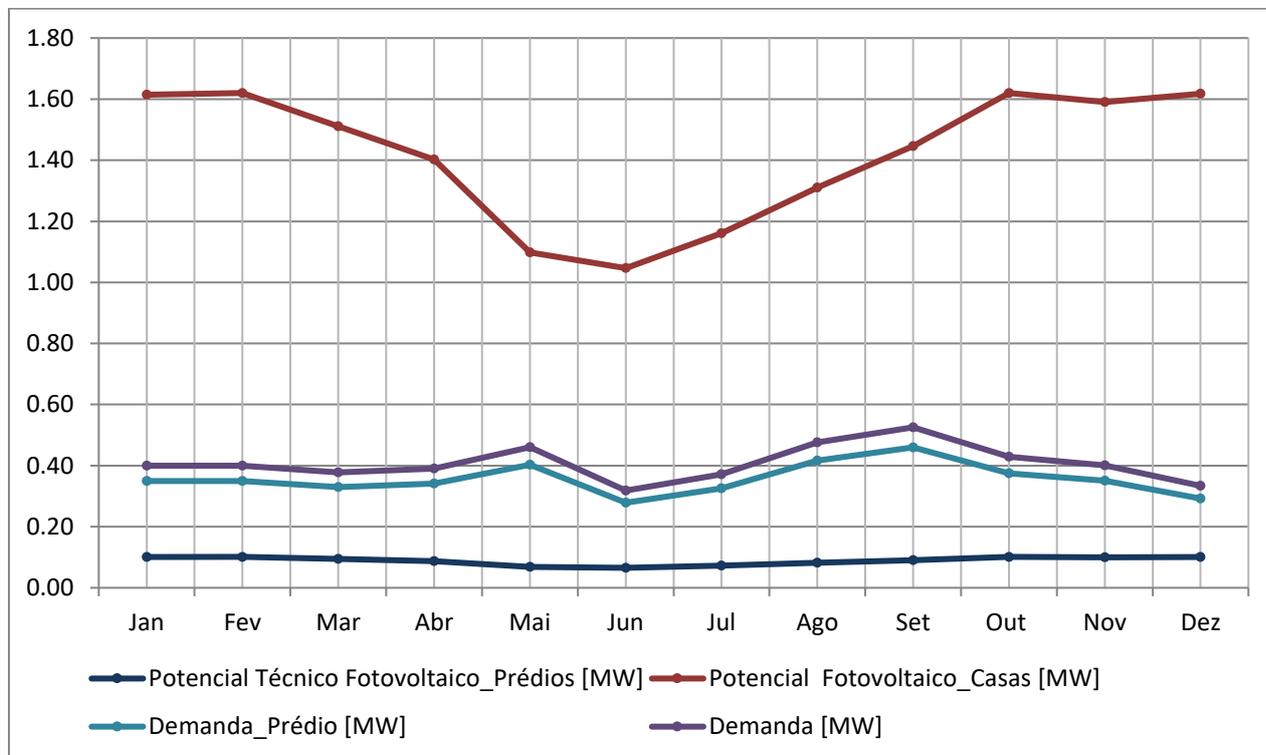


Figura 34: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaico e Demanda Média Mensal dos Prédios e Casas dos bairros de Itajubá

Na região de Aguanil, o potencial técnico fotovoltaico dos telhados residenciais é próximo a demanda requerida para os setores residencial, industrial e comercial da cidade, com valores superiores em alguns meses do ano conforme mostrado na Figura 35.

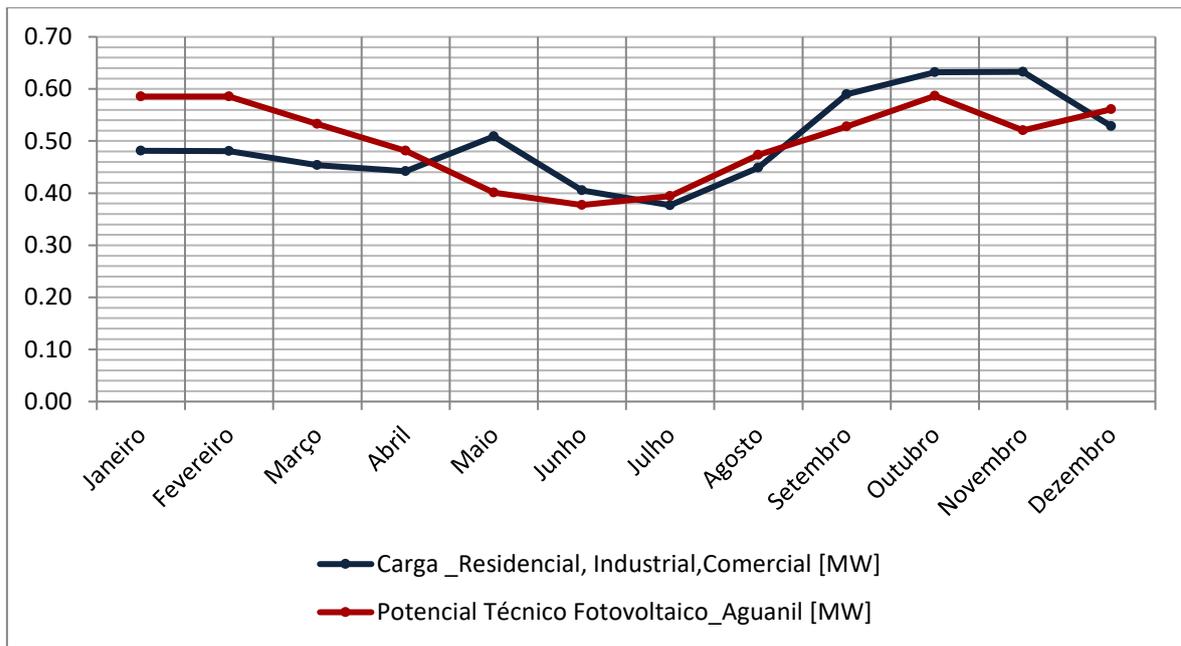


Figura 35: Curva do Potencial Técnico Fotovoltaico e Carga a Média Mensal dos Prédios e Casas da cidade de Aguanil

4 ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.1 ANÁLISE REGULATÓRIA

A maior parte da energia elétrica gerada no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas de grande porte, instaladas em locais distantes dos centros urbanos e com lagos criados pelo represamento dos rios (MME, 2007). Estes reservatórios proporcionam uma regularização na produção de energia, minimizando o efeito da sazonalidade e das variações de aflúncias ao longo dos anos. Atualmente, as restrições ambientais mudaram a tendência atual para a instalação de pequenos empreendimentos próximos aos centros de carga e com fontes renováveis como o sol, vento e a biomassa.

Geração Distribuída é o conceito de geração de energia com pequenos geradores localizados próximos a carga e com fontes de energia limpa e renovável. Essas pequenas centrais geradoras contribuem em geral com algumas vantagens para o sistema elétrico, como o adiamento em investimentos no sistema de transmissão e distribuição, melhorias nos níveis de tensão em períodos de carga pesada, diminuição do impacto ambiental e a diversificação da matriz energética. Porém, com a introdução de geração distribuída no sistema elétrico surgem alguns pontos técnicos e regulatórios que devem ser avaliados e adequados, como a maior complexidade de operação da rede de distribuição, alteração dos procedimentos de operação, controle e proteção das redes de distribuição e a regulamentação da incidência de tributos (ANEEL, 2016).

4.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012

A regulamentação de Sistemas de Geração Distribuída no sistema elétrico brasileiro teve início com Consulta Pública n°15 em 2010 e pela Audiência Pública n°42 em 2011 feitos pela ANEEL, cujo objetivo era discutir como seriam os dispositivos legais para a conexão de micro e mini geração distribuída à rede elétrica de distribuição. Como resultado da Consulta e da Audiência Pública, a ANEEL elaborou a Resolução Normativa – REN n° 482 em 17 de abril de 2012, estabelecendo as condições de conexão da Geração Distribuída e criando o sistema de

compensação de energia elétrica (ANEEL , 2016). Em novembro de 2015 a ANEEL aprovou algumas modificações na REN n° 482/2012 que começaram a ser aplicadas em março de 2016, e, portanto, foram os critérios adotados e descritos neste trabalho (ANEEL , 2016).

Os procedimentos para o acesso à rede de distribuição de micro e mini geradores estão situados na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Os consumidores que queiram instalar e conectar um sistema de micro ou mini geração a rede elétrica devem requisitar à empresa de distribuição responsável pela área de concessão, através do Formulário de Solicitação de Acesso. O pedido de acesso é confirmado pela empresa de distribuição por meio de um documento formal que contém informações sobre as condições de acesso, dos requisitos técnicos básicos para a instalação, dos prazos e do orçamento de obras de atendimento, caso seja necessário. As distribuidoras têm a responsabilidade de coletar os dados dos mini e micro geradores para envio a ANEEL e fins de registro (ANEEL , 2016).

Os empreendimentos de mini e micro geração distribuídas injetam a energia gerada na rede elétrica, ou seja, utilizando-a como um sistema de armazenamento. A energia elétrica injetada é restituída para a unidade consumidora pela rede em períodos sem geração ou com geração insuficiente do sistema. No final do mês, a unidade consumidora apresenta um balanço entre a energia consumida e energia injetada na rede. Esse balanço define o sistema de compensação de energia elétrica para mini e micro geradores que é estabelecido pelo art. 7° da REN - 482/2012 (ANEEL , 2016).

O sistema de compensação define a forma de ressarcimento pelo excedente de energia ativa, que ocorre quando a energia ativa gerada e injetada na rede é superior ao consumo de energia ativa da unidade consumidora. A energia ativa excedente é convertida em créditos de energia e podem ser usados para abater o consumo de energia da unidade consumidora em períodos posteriores. Os créditos de energia possuem uma validade de sessenta meses e podem ser usados para abater o consumo de uma ou mais unidades consumidoras considerando três categorias: a geração compartilhada, autoconsumo remoto e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (ANEEL , 2016).

A geração compartilhada consiste na aquisição de uma unidade de geração distribuída por meio de consórcio ou cooperativa através da união de vários consumidores de uma mesma área de concessão, compartilhando os créditos gerados pela energia excedente. O autoconsumo remoto é caracterizado pela compensação dos créditos de energia de uma unidade consumidora com geração distribuída, porém compensados em outras unidades consumidoras que possuem o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) e localizados na mesma área de concessão. Os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras são os condomínios que possuem mini ou micro geração distribuída e compartilham os créditos de energia entre as unidades consumidoras (ANEEL , 2016).

4.3 SISTEMA DE MEDIÇÃO

A energia ativa consumida e a energia ativa injetada na rede são medidas por um sistema que atenda às especificações técnicas para o nível de tensão da rede e que possua a função de medição bidirecional. Uma alternativa para o medidor bidirecional é a utilização de dois medidores unidirecionais, onde um é usado para medir a energia elétrica ativa consumida e o outro para medir a energia elétrica ativa injetada na rede (ANEEL , 2016).

4.4 DISPONIBILIDADE

Os consumidores são obrigados a assumir o custo de disponibilidade que, para consumidores de baixa tensão pertencentes ao grupo B, consiste no pagamento mensal de 30 kWh para sistemas monofásicos, 50 kWh para sistemas bifásicos e 100 kWh para sistemas trifásicos. Para os consumidores de alta tensão pertencentes ao grupo A, o custo obrigatório é a demanda contratada. O custo da disponibilidade ou da demanda contratada é obrigatório mesmo que o sistema de geração distribuída gere energia superior à energia consumida pela unidade consumidora (ANEEL, 2010). Isto impõe ao consumidor um custo fixo que apesar de ser contabilizado em energia não pode ser transacionado, ou seja, não é possível abater através de geração.

4.5 TRIBUTOS

A energia elétrica gerada pelo sistema distribuído sofre a aplicação de impostos de competência Federal e Estadual.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo de competência Estadual aplicável à energia elétrica. As condições de incidência do ICMS sobre a energia elétrica produzida por mini e micro geradores são estabelecidas no Convênio ICMS 16 publicado em 22 de abril de 2015 pelo Conselho Nacional de Políticas Fazendária (CONFAZ). Para os Estados que aderiram ao Convênio, a alíquota do ICMS é aplicada sobre a diferença entre a energia ativa consumida e injetada na rede durante o mês. Nos Estados que não aderiram ao Convênio 16, a cobrança do ICMS é determinada pelo Convenio ICMS 6 publicado em 5 de abril de 2013 pelo CONFAZ, onde o ICMS é cobrado sobre toda a energia consumida da UC independente da energia ativa injetada na rede (ANEEL , 2016).

As contribuições sociais de competência Federal, ou seja, o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) passaram a ser aplicados sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela Lei nº 13.169/2015 publicada em 6 de outubro de 2015 (ANEEL , 2016).

4.6 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

De acordo com a regulação vigente, é permitido apenas um sistema de compensação de carga local que limita a ampliação do sistema fotovoltaico, ou seja, não é facultada a venda de energia gerada pelos módulos para outros consumidores. Na primeira análise, é feito um dimensionamento dos módulos considerando a regulamentação vigente e em uma segunda análise supondo a possibilidade de venda de energia.

A energia elétrica fornecida pelo sistema fotovoltaico é obtida pelo consumo médio de energia elétrica mensal do domicílio. O projeto do sistema avalia qual a porcentagem do consumo que será suprido pelo sistema fotovoltaico, uma vez que por questões de contrato com as empresas de distribuição, os domicílios conectados à rede de distribuição são obrigados a

pagar um consumo mensal mínimo denominado de disponibilidade, mesmo que esses não tenham consumido este valor. A disponibilidade é fixada em 30 kWh mensais para sistemas monofásico, 50 kWh mensais para sistemas bifásico e 100 kWh mensais para sistemas trifásicos aos consumidores conectados à rede de distribuição (ANEEL, 2000).

Outro ponto é analisar a quantidade de energia elétrica que pode ser utilizada para o aquecimento de água no domicílio, dado que para suprir essa parte da demanda pode-se optar pela utilização de sistemas de aquecimentos direto. Neste caso, é adotado a porcentagem de energia elétrica utilizada para aquecer água corresponde, em média, a 24% do consumo total mensal residencial (PROCEL , 2005). O aquecimento de água direto pelo sol minimiza o uso de chuveiro elétrico, o que é uma vantagem pois o sistema de aquecimento tem maior eficiência que o sistema fotovoltaico. Portanto, a área de telhado disponível deve ser dividida adequadamente entre os módulos fotovoltaico e as placas do sistema de aquecimento. A equação 12 faz este balanço.

$$E_{PV} = C - D - E_{AQ} \quad (12)$$

Onde:

E_{PV} : Energia fornecida pelo sistema de geração fotovoltaico;

C : Consumo médio mensal do domicílio;

D : Disponibilidade mensal do domicílio;

E_{AQ} : Energia para aquecimento de água.

A radiação solar incidente no local determina a quantidade de energia solar que pode ser gerada naquela área. Esses dados são obtidos através de mapas de energia solar ou pela medição da radiação local em estações climáticas. A radiação utilizada para o caso teste foi a média mensal diária de radiação solar obtida em (Pereira, Martins, Abreu, & Ruther, 2006). Para que o sistema fotovoltaico seja capaz de suprir a demanda do domicilio o ano inteiro, o dimensionamento considera o mês com a menor média diária de radiação global.

A área de telhado adequada e disponível para a instalação dos módulos é importante para o levantamento do potencial fotovoltaico, pois quanto maior a área de telhado disponível,

maior será a área de incidência de radiação solar utilizada para geração de energia elétrica.

As eficiências dos equipamentos determinam as perdas do sistema durante o processo de conversão da energia luminosa em energia elétrica. A eficiência dos módulos fotovoltaicos de silício policristalino é de 14%, esses são os modelos de módulos fotovoltaicos mais utilizados e com melhor relação custo benefício para sistemas instalados em domicílios. Os inversores requerem uma eficiência mínima de 94% para sistemas fotovoltaicos.

Na primeira análise, foram dimensionados três sistemas fotovoltaicos para três domicílios padrões fictícios com consumos mensais diferentes:

- Domicílio 1: 200 kWh/mês;
- Domicílio 2: 400 kWh/mês;
- Domicílio 3: 800 kWh/mês.

As instalações são dimensionadas para a cidade de Itajubá em Minas Gerais, onde as médias mensais diárias de radiação global são mostradas na Tabela 2.

Tabela 2: Radiação Média Global em Itajubá, Minas Gerais

Mês	Radiação Global [kWh/m ² /dia]
Jan	5,94
Fev	5,96
Mar	5,56
Abr	5,16
Mai	4,04
Jun	3,85
Jul	4,27
Ago	4,82
Set	5,32
Out	5,96
Nov	5,85
Dez	5,95

O mês com a menor média mensal diária de radiação solar é considerado o mês crítico que é adotado como referência nos projetos fotovoltaicos, garantindo que a demanda de energia

elétrica seja suprida em todos os meses do ano, portanto, a média mensal diária de radiação considerada é o mês de junho com 3,85 kWh/m²/dia.

4.6.1 Projetos para Suprir as Demandas dos Domicílios

Para um domicílio tipo 1, monofásico, com consumo igual a 200 kWh mensais e supondo o consumo do sistema de aquecimento de 24% do consumo total, o sistema fotovoltaico deverá gerar 122 kWh por mês. Neste caso, considera-se que será implantado um sistema solar de aquecimento e que o consumo mínimo é de 30 kWh.

Os módulos fotovoltaicos precisam ocupar uma área mínima de telhado para que a radiação solar incidente forneça energia suficiente para suprir a demanda estabelecida. Para suprir o Domicílio 1 com consumo de 122 kWh mensais, utilizando módulos fotovoltaicos policristalinos de eficiência igual a 14% e a radiação média diária do mês crítico igual a 3,85 kWh/m²/dia, a área de telhado mínima é igual a 7,54 m² de acordo com a equação 13.

$$A_{PV} = \frac{E_{PV}}{R \times Ef_{PV} \times 30} \quad (13)$$

Onde :

A_{PV} : Área de telhado ocupada pelo sistema fotovoltaico [m²];

E_{PV} : Energia mensal gerada pelo sistema fotovoltaico [kWh];

R: Média mensal diária de radiação global [kWh/m²/dia]

Ef_{PV} : Eficiência dos módulos fotovoltaicos

No cálculo da energia elétrica gerada deve-se considerar a perda no inversor. Para isso, divide-se o consumo diário pela eficiência do inversor como mostrado na equação 14. No caso do Domicílio 1, a energia requerida dos módulos fotovoltaicos é igual a 4,33 kWh/dia.

$$E_{req_PV} = \frac{C_{Dia}}{Ef_{inv}} \quad (14)$$

Onde:

E_{req_PV} : Energia elétrica requerida dos módulos fotovoltaicos [kWh];

C_{Dia} : Consumo médio diário [kWh];

$E_{f_{inv}}$: Eficiência do inversor.

A radiação solar incidente em uma superfície varia ao longo do dia devido à movimentação do sol e das nuvens causando o sombreamento no local. Nos sistemas fotovoltaicos esse efeito causa variações na geração de energia elétrica ao longo do dia, o que dificulta o levantamento do potencial de geração fotovoltaico.

Como exemplo, as Figuras 36, 37 e 38 mostram a potência gerada medida no inversor de um sistema fotovoltaico instalado em um dos prédios da UNIFEI em três dias diferentes. O gráfico 36 mostra um dia claro, ou seja, sem nuvens. A geração de energia foi crescente na parte da manhã, alcançando o pico ao meio dia e decaindo pela tarde. Esse seria o comportamento de geração fotovoltaica de um dia sem sombreamento, ou seja, sem nuvens. As Figuras 37 e 38 mostram as oscilações naturais da geração causadas pelo sombreamento nos dias com céu nublado.

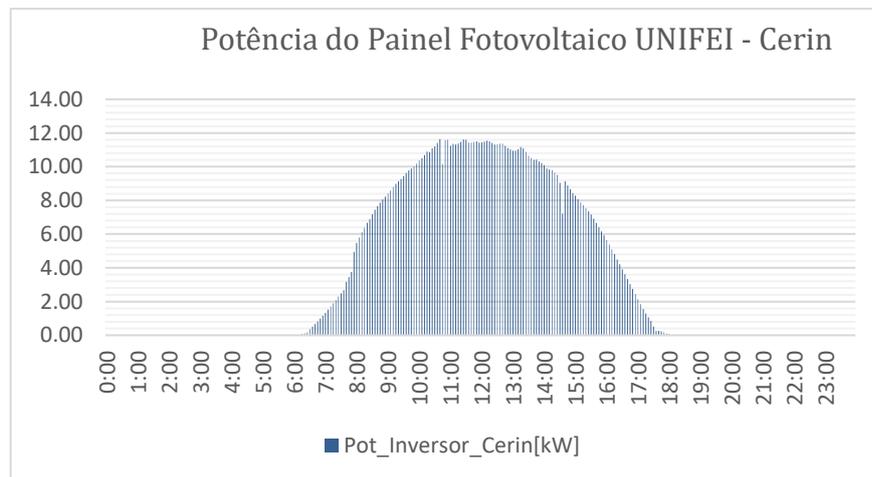


Figura 36: Curva da potência medida no inversor do sistema fotovoltaico no dia 19-03-2016

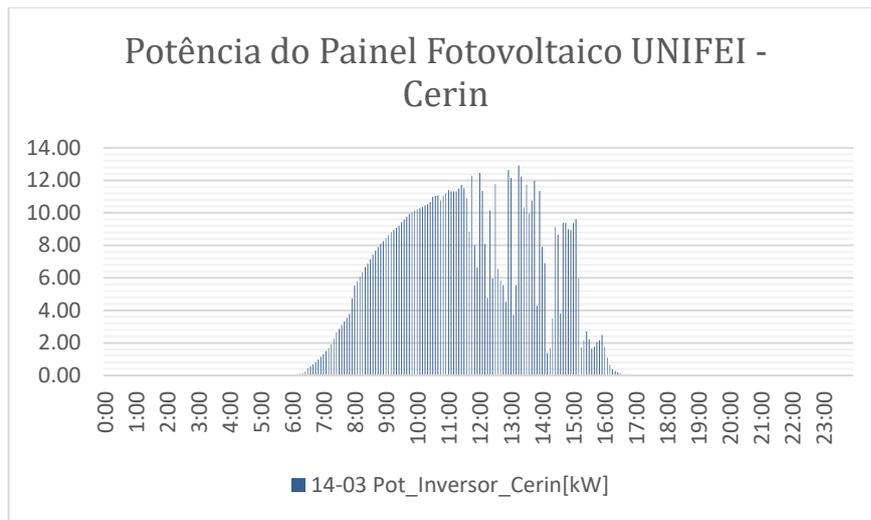


Figura 37: Curva da potência medida no inversor do sistema fotovoltaico no dia 13-03-2016

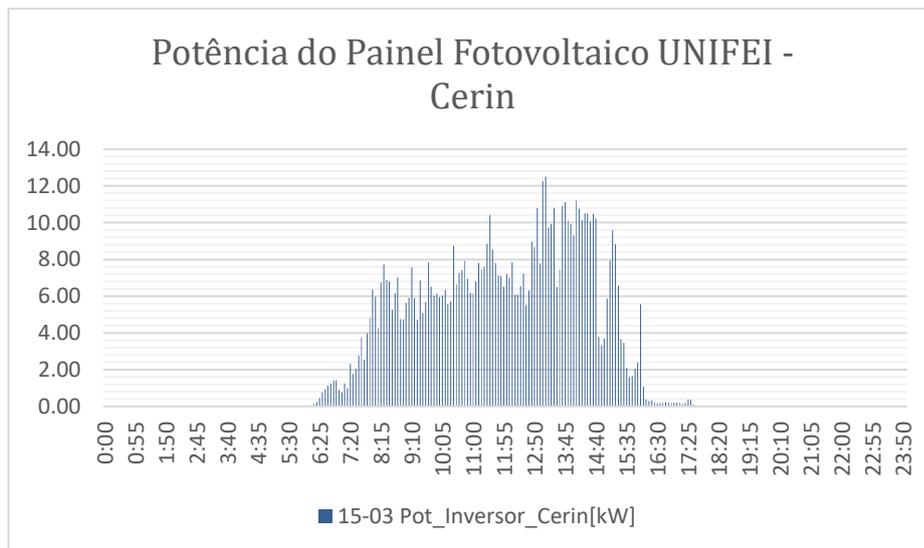


Figura 38: Curva da potência medida no inversor do sistema fotovoltaico no dia 15-03-2016

O conceito de Horas de Sol Pleno é usado para determinar de maneira simplificada qual é o período que a irradiação solar incide sob uma superfície. Sendo assim, admite-se o posicionamento do sol a pino que é quando o sol está exatamente sobre o local desejado e com uma incidência de radiação solar igual e constante a 1 kWh/m²/dia. O montante de Horas de Sol Pleno consiste em determinar qual a quantidade de horas de sol a pino será necessária para fornecer a mesma quantidade de energia que o sol fornece durante todo o dia, mesmo com as oscilações naturais de irradiação solar do local (CRESESB, 2014).

A equação 15 apresenta a forma de cálculo das Horas de Sol Pleno que para a cidade de Itajubá é 3,85 horas, adotando a irradiação do mês crítico.

$$HSP = \frac{R}{I} \quad (15)$$

Onde

HSP: Horas de Sol Pleno

R: Média mensais diárias de radiação global $\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$;

I: Radiação solar constante e igual a 1 $\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$.

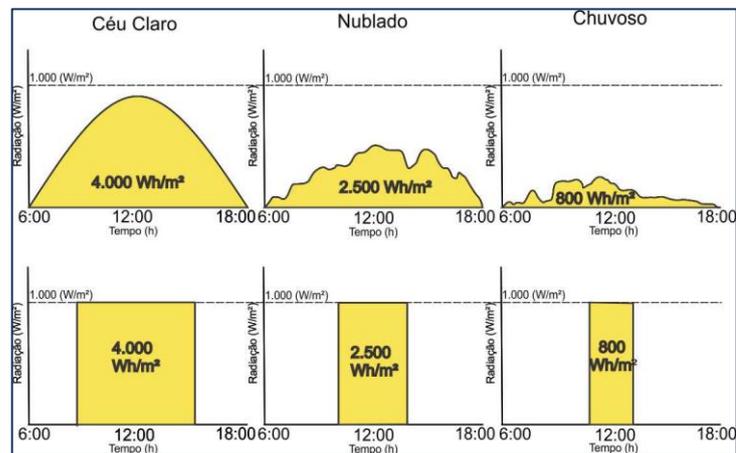


Figura 39: Horas de Sol Pleno

O tamanho e o potencial das placas fotovoltaicas são padronizados pela indústria e é comum encontrar no mercado módulos com potência igual a 260 Wp os quais serão utilizados neste trabalho. A energia elétrica gerada por cada módulo fotovoltaico será a potência do módulo fotovoltaico multiplicada pelas horas de sol pleno do local como mostrado na equação 16. A energia gerada por este sistema fotovoltaico é de 1 kWh para cada módulo fotovoltaico.

$$E_{ger_PV} = \frac{Pot_{PV} \times HSP}{1000} \quad (16)$$

Onde:

E_{ger_PV} : Energia gerada pelos sistema fotovoltaico [kWh];

Pot_{PV} : Potência dos módulos fotovoltaicos [Wp];

HSP: Horas de Sol Pleno [h]

O número de módulos fotovoltaicos necessários para gerar a energia requerida é determinado na equação 17, onde a energia requerida diária, que neste caso é de 4,33 kWh, dividido pela energia gerada por módulo fotovoltaico, que é 1 kWh, requer 5 módulos fotovoltaicos de 260 Wp para atender a carga.

$$N_{PV} = \frac{E_{req_PV}}{E_{ger_PV}} \quad (17)$$

Onde:

N_{PV} : Número de módulos fotovoltaico;

E_{req_PV} : Energia requerida dos módulos fotovoltaicos [kWh];

E_{ger_PV} : Energia gerada pelo sistema fotovoltaico [kWh];

A potência do sistema fotovoltaico é calculada pela multiplicação do número de módulos fotovoltaicos pela potência dos mesmo como é mostrado na equação 18 e para o sistema projetado para o Domicílio 1 é igual a 1,30 kWp.

$$Pot_{Sist_PV} = \frac{N_{PV} \times Pot_{PV}}{1000} \quad (18)$$

Onde:

Pot_{Sist_PV} : Potência do sistema fotovoltaico [kWp];

N_{PV} : Número de módulos fotovoltaico;

Pot_{PV} : Potência dos módulos fotovoltaicos [Wp].

O dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos projetados para o Domicílio 2 com consumo de 400 kWh e o Domicílio 3 com consumo de 800 kWh seguem o mesmo processo e estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos

Consumo [kWh]	Energia Gerada PV [kWh]	Área do Sistema PV [m ²]	Número de Módulos PV	Sistema PV [kWp]
200,0	122,0	7,54	5,0	1,30
400,0	254,0	15,71	9,0	2,43
800,0	508,0	31,42	18,0	4,68

4.6.2 Análise da Geração Fotovoltaica com Aproveitamento Completo do Telhado

O dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos é limitado na capacidade de geração de energia elétrica para suprir a demanda mensal média do domicílio, pretendendo tornar o consumidor apenas autossuficiente, este parâmetro é adotado com base nos critérios estabelecidos pela REN 482/12. No entanto, é possível que a legislação atual venha a sofrer modificações permitindo a venda ou troca de excedentes de energia com outros agentes. Desta forma, é possível otimizar o uso dos telhados sem se preocupar em cobrir apenas a demanda da residência ou comércio. Os telhados mapeados apresentam uma área com uma capacidade de geração de energia elétrica maior que a demanda dos domicílios. Por exemplo, para a região de Itajubá foram mapeadas 711 casas que disponibilizam 49.572 m² de área de telhado adequados para a instalação de módulos fotovoltaicos, o que resulta em uma área média de 69,72 m² de telhado por casa.

Analisando o potencial máximo de geração fotovoltaica de uma casa com:

- Uma área de telhado igual a 69,72 m² de forma a aproveitar toda a superfície do telhado;
- Dividindo o espaço com sistema fotovoltaico e sistemas de aquecimento de água, um consumo médio mensal de 400 kWh na região do estudo em Itajubá-MG;
- Utilizando o parâmetro de radiação solar do mês crítico em 3,85 kWh/m²

É possível verificar que o potencial de geração fotovoltaica desse domicílio é suficiente para suprir a sua própria demanda e ainda injetar um excedente de energia na rede elétrica.

Para o aproveitamento da área de telhado de forma otimizada, utiliza-se parte do telhado para o sistema de aquecimento de água, substituindo a energia elétrica utilizada nos chuveiros que, neste trabalho é adotado em 24% do consumo total, ou seja, 96 kWh mensais. A área de telhado ocupada pelo sistema de aquecimento é calculada pela equação 19. No caso em exemplo, a área de telhado do sistema de aquecimento é de 1,39 m² adotando uma eficiência de 60%.

$$\text{Área}_{AQ} = \frac{E}{R \times Ef_{AQ} \times 30} \quad (19)$$

Onde:

Área_{AQ}: Área ocupada pelo sistema de aquecimento [m²];

E: Energia elétrica mensal suprida pelo sistema de aquecimento [kWh];

R: Média diária mensal da radiação solar do mês crítico [kWh/m²/dia];

Ef_{AQ}: Eficiência do sistema de aquecimento.

O sistema fotovoltaico é instalado em toda a área restante do telhado que é de 68,33 m². Usando módulos do tipo policristalino de eficiência média de 14%, este sistema fotovoltaico instalado ocupando toda a área restante é capaz de gerar 1038,60 kWh mensais. A energia gerada pelo sistema fotovoltaico é calculada através da equação (20).

$$E_{PV} = R \times A_{PV} \times Ef_{PV} \times Ef_{inv} \times 30 \quad (20)$$

Onde:

A_{PV}: Área ocupada pelo sistema fotovoltaico [m²]

E_{PV}: Energia elétrica mensal gerada pelo sistema fotovoltaico [kWh]

R: Média diária mensal da radiação solar do mês crítico [kWh/m²/dia]

Ef_{PV}: Eficiência dos módulos fotovoltaicos;

Ef_{inv}: Eficiência do inversor.

O sistema fotovoltaico dimensionado para o domicílio com consumo de 400 kWh ao mês com o objetivo de torná-lo autossuficiente, irá gerar 254 kWh ao mês, considerando o sistema de aquecimento para suprir os 96 kWh mensais dos chuveiros e a disponibilidade obrigatória de 50 kWh. Neste projeto, a área de telhado necessária será de 16,71 m². Caso o projeto considerasse a utilização de toda a superfície disponível do telhado, ou seja, os 68,33 m² o sistema fotovoltaico iria gerar 784 kWh a mais que a demanda requerida pelo domicílio.

Tabela 4: Energia Gerada por Sistema Fotovoltaico projetado pelo consumo e pela área máxima de telhado disponível

	Autossuficiente	Área Máxima do Telhado
Consumo Mensal [kWh]	400	400
Disponibilidade [kWh]	50	50
Energia do Sistema de Aquecimento [kWh]	96	96
Energia Gerada Sistema Fotovoltaico[kWh]	254	1038
Área do Sistema Aquecimento [m ²]	1,39	1,39
Área do Sistema Fotovoltaico [m ²]	16,71	68,33
Energia Gerada Excedente ao Consumo [kWh]	0	784

4.7 ANÁLISE ECONÔMICA

4.7.1 Orçamentos

O investimento em um sistema fotovoltaico é formado pelo custo da aquisição dos equipamentos do sistema como módulos fotovoltaicos, inversores, cabos e da sua instalação. Para os sistemas dimensionados para os três domicílios fictícios assumidos, os orçamentos foram definidos com base no custo por kWp de cada sistema. A Tabela 5 mostra o custo do investimento pelo kWp, os valores foram cedidos por empresas do setor e que vendem o sistema fotovoltaico na cidade de Itajubá.

Tabela 5: Custo por kWp de sistemas de geração fotovoltaicos

SISTEMA FOTOVOLTAICO	
POTENCIA EM kWp	R\$/kWp
1,25	13.999,14
1,5	12.406,52
2,0	11.024,00
2,5	9.476,33
3,0	8.754,99
3,5	8.621,66
4,0	8.053,15
4,5	7.608,69
5,0	6.994,29

De acordo com o valor do kWp apresentado na Tabela 5, o investimento em um sistema de geração fotovoltaica com potência de 1,30 kWp, dimensionado para atender um Domicilio 1 será de R\$ 16.128,48. Para os Domicílios 2 e 3 o custo será de R\$ 22.174,61 e R\$ 32.733,28 respectivamente.

4.7.2 Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica deve cobrir todos os custos operacionais do sistema e garantir que os prestadores de serviços tenham recursos para investimentos na expansão e na qualidade de atendimento (Entendendo a Tarifa, 2016).

O valor da tarifa de energia é determinado pelos custos envolvendo a aquisição, o transporte, as perdas e os encargos e impostos sobre a energia elétrica e podem ser divididos em três parcelas.

- Parcela A: referente ao custo pela compra de energia pelas distribuidoras, o transporte da energia elétrica das unidades geradoras até o sistema de distribuição e pelos encargos setoriais.
- Parcela B: referente aos custos com a manutenção de ativos e operação do sistema de distribuição.
- Parcelas de Tributos: Essa terceira parcela é referente aos tributos ICMS e PIS/COFINS.

A Figura 40 apresenta a composição do valor final da energia elétrica em porcentagem (Tarifas de Energia, 2016).

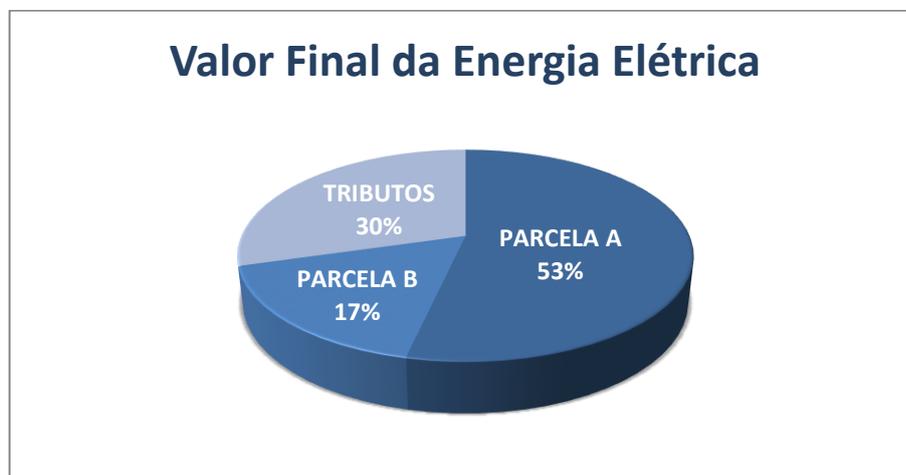


Figura 40: Composição do valor final da tarifa de energia

4.7.2.1 Reajuste Tarifário

A alteração do valor da tarifa é realizada através dos reajustes anuais e das revisões tarifárias que ocorrem em geral a cada quatro anos, cujo objetivo é manter o equilíbrio financeiro das concessionárias de energia.

No reajuste, a atualização da tarifa ocorre de acordo com a variação ocorrida em cada uma de suas parcelas, sendo apresentado na equação 21:

$$\text{Reajuste Tarifario} = \text{Parcela A} + \text{Parcela B} \times (\text{IPCA} - \text{Fator X}) \quad (21)$$

Na parcela A, o reajuste ocorre pelo repasse dos custos pela compra, transmissão e encargos setoriais da energia. A parcela B que são os custos referentes a distribuição de energia, é corrigido pelo índice de inflação estabelecido no contrato de concessão deduzindo do Fator X. O Fator X é o índice adotado pela ANEEL utilizado para estabelecer a modicidade tarifaria repassando ao consumidor os ganhos de produtividade da concessionária (ANEEL , 2016).

A tarifa de energia do consumidor cativo conectado no nível BT é determinante para identificar a propensão do consumidor em substituir parte do seu consumo em energia gerada pelas placas solares.

4.7.3 Fluxo de Caixa

Na análise econômica dos sistemas fotovoltaico foi admitido um período de 20 anos, pois é o tempo de vida útil considerado para as placas solares. No caso dos inversores, o período é de 10 anos necessitando de troca após este período. Durante esse período, as receitas e as despesas geradas pelo sistema compõem o fluxo de caixa do investimento.

Neste trabalho foi adotada como despesa o custo de aquisição e instalação do sistema de geração fotovoltaico, tomando como referência o ano de 2016, desprezando os custos de manutenção por serem muito baixos. A análise econômica inicia no momento da instalação do sistema fotovoltaico, portanto o investimento de compra e instalação do equipamento fazem parte do investimento no ano zero do fluxo de caixa. A receita considerada é o valor da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico se a mesma fosse fornecida pela rede de distribuição. Este valor corresponde à tarifa BT vigente para a empresa de distribuição local que neste estudo que é a CEMIG. A tarifa para o período de 08/2016 a 08/2017 segundo a ANEEL pela RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA N° 2.125 é de R\$ 0,89 por kWh (ANEEL, 2016).

Tabela 6: Fluxo de caixa dos sistemas PV de 1,30 kWp, 2,34 kWp e 4,68 kWp.

Sistema PV		1,30 kWp		2,34 kWp		4,68 kWp	
Ano	Período	DESPEASAS	RECEITAS	DESPEASAS	RECEITAS	DESPEASAS	RECEITAS
2016	0	16.128,48	0	22.174,61	0	32.733,28	0
2017	1	0	1.433,26	0	2.983,99	0	5.967,98
2018	2	0	1.576,58	0	3.282,39	0	6.564,78
2019	3	0	1.734,24	0	3.610,63	0	7.221,26
2020	4	0	1.907,66	0	3.971,69	0	7.943,39
2021	5	0	2.098,43	0	4.368,86	0	8.737,73
2022	6	0	2.308,27	0	4.805,75	0	9.611,50
2023	7	0	2.539,10	0	5.286,32	0	10.572,65
2024	8	0	2.793,01	0	5.814,96	0	11.629,91
2025	9	0	3.072,31	0	6.396,45	0	12.792,90
2026	10	1.500,00	3.379,54	1.500,00	7.036,10	2.200,00	14.072,19
2027	11	0	3.717,50	0	7.739,71	0	15.479,41
2028	12	0	4.089,25	0	8.513,68	0	17.027,35
2029	13	0	4.498,17	0	9.365,05	0	18.730,09
2030	14	0	4.947,99	0	10.301,55	0	20.603,10
2031	15	0	5.442,79	0	11.331,70	0	22.663,41
2032	16	0	5.987,07	0	12.464,88	0	24.929,75
2033	17	0	6.585,77	0	13.711,36	0	27.422,73
2034	18	0	7.244,35	0	15.082,50	0	30.165,00
2035	19	0	7.968,78	0	16.590,75	0	33.181,50
2036	20	0	8.765,66	0	18.249,82	0	36.499,65

4.7.3.1 Fluxo de Caixa Acumulado Descontado

A análise econômica é feita através do fluxo de caixa do investimento considerando a desvalorização do dinheiro ao longo do tempo. O fluxo de caixa de cada período é obtido pela diferença entre as receitas e as despesas de cada período, o Valor Presente (VP) de cada parcela aplicado a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e é calculado pela equação 22.

$$VP_i = \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i} \quad (22)$$

Onde:

i : Período do fluxo de caixa;

VP_i : Valor Presente do período i do fluxo de caixa;

FC_i : Fluxo de Caixa no período futuro i ;

TMA : Taxa Mínima de Atratividade;

Neste trabalho foi adotada uma TMA anual de 15% e o fluxo de caixa descontados dos três projetos. O Fluxo de Caixa Descontado Acumulado mostra o abatimento do investimento inicial durante o período em análise. A Tabela 7 apresenta o Fluxo de Caixa Descontado Acumulado de cada sistema fotovoltaico projetado.

Tabela 7: Fluxo de Caixa Descontado Acumulado

Fluxo de Caixa Descontado Acumulado			
Período	1,30 kWp	2,34 kWp	4,68 kWp
0	-16.128,48	-22.174,61	-32.733,28
1	-14.882,17	-19.579,84	-27.543,73
2	-13.690,04	-17.097,88	-22.579,81
3	-12.549,75	-14.723,83	-17.831,71
4	-11.459,04	-12.453,00	-13.290,05
5	-10.415,75	-10.280,90	-8.945,86
6	-9.417,82	-8.203,25	-4.790,54
7	-8.463,28	-6.215,92	-815,89
8	-7.550,24	-4.315,00	2.985,94
9	-6.676,90	-2.496,73	6.622,49
10	-5.841,52	-1.128,29	9.557,11
11	-5.042,47	180,65	12.364,14
12	-4.278,16	1.432,68	15.049,13
13	-3.547,08	2.630,27	17.617,38
14	-2.847,79	3.775,80	20.073,97
15	-2.178,90	4.871,52	22.423,74
16	-1.539,10	5.919,60	24.671,36
17	-927,11	6.922,11	26.821,25
18	-341,73	7.881,03	28.877,67
19	218,20	8.798,27	30.844,67
20	753,79	9.675,62	32.726,16

4.7.4 Principais Índices de Análise de Investimento

A partir do fluxo de caixa construído apresentado no item anterior, é possível avaliar a atratividade do investimento através de índices já consagrados na literatura como o Payback, o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Índice de Lucratividade (IL).

O primeiro índice é o Payback que analisa o tempo que o projeto leva para resgatar o investimento inicial. O payback simples é calculado usando o fluxo de caixa simples sem a desvalorização do dinheiro ao longo do tempo. O payback descontado utiliza o fluxo de caixa descontado acumulado, considerando a desvalorização do dinheiro a uma taxa mínima de atratividade. A viabilidade do projeto ocorre quando o resgate do capital inicial é menor que o tempo de vida útil do projeto, As Figuras 41, 42 e 43 exibem os fluxos de caixas para os três projetos fotovoltaicos.

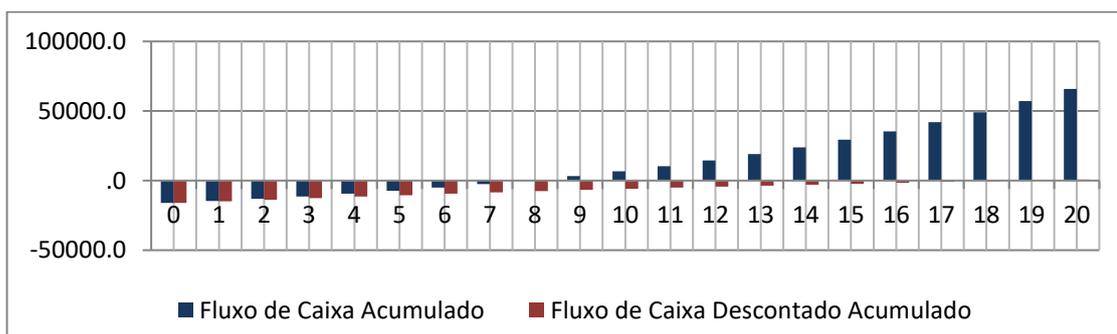


Figura 41: Fluxo de caixa para Sistema Fotovoltaico de 200kWh mensais

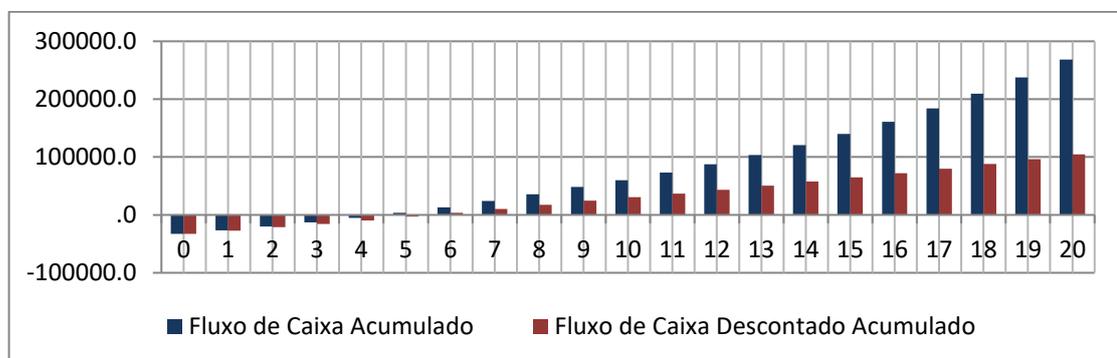


Figura 42: Fluxo de caixa para Sistema Fotovoltaico de 400kWh mensais

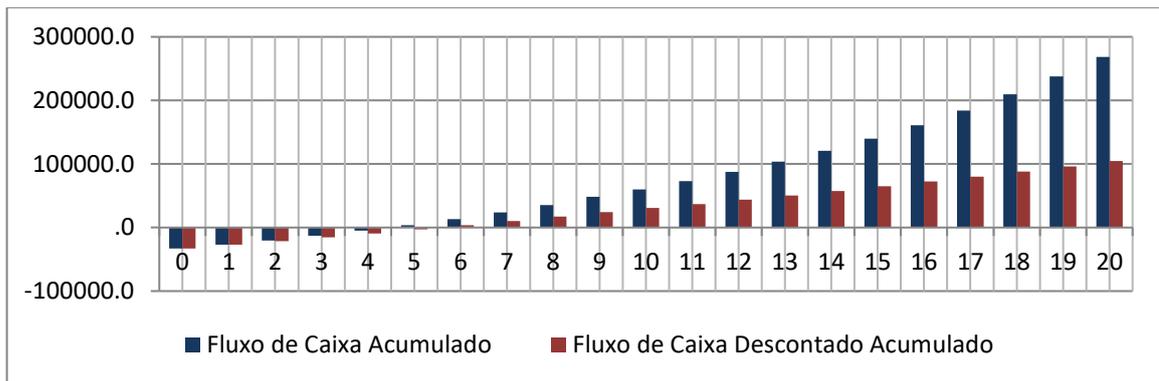


Figura 43: Fluxo de caixa para Sistema Fotovoltaico de 800kWh mensais

Os sistemas fotovoltaicos com potencial maior apresentam payback menor, ou seja, possuem um período menor para o resgate do capital inicial que foi investido. De acordo com o Payback todos os três projetos são considerados viáveis economicamente. O sistema fotovoltaico projetado do Domicílio 1 teve uma payback igual de 19 anos. O sistema fotovoltaico projetado do Domicílio 2 é de 11 anos e o sistema fotovoltaico projetado do Domicílio 3 é de 8 anos.

O segundo índice é o VPL que corresponde à soma de cada período do fluxo de caixa descontado acumulado no valor presente. O cálculo do VPL é mostrado na equação 23 onde a viabilidade do projeto ocorre quando o resultado é positivo.

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1 + TMA)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TMA)^2} + \dots + \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i} + \dots + \frac{FC_{20}}{(1 + TMA)^{20}} \quad (23)$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido;

i : período futuro do fluxo de caixa;

FC_i : Fluxo de Caixa no período futuro i ;

TMA: Taxa Mínima de Atratividade.

Tabela 8: VPL dos projetos de sistemas fotovoltaicos

Sistema Fotovoltaico	VPL
1,30 kWp	753,79
2,34 kWp	9.675,62
4,68 kWp	32.726,16

Pelo VPL todos os três projetos são viáveis, visto que são positivos como apresentado na Tabela 8.

O terceiro índice é TIR que consiste em determinar a taxa de desconto que torna o VPL do fluxo de caixa do nulo. A viabilidade do projeto acontece quando o a TIR encontrada é maior que a TMA adotada.

$$0 = FC_0 + \frac{FC_1}{(1 + TMA)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TMA)^2} + \dots + \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i} \dots + \frac{FC_{20}}{(1 + TMA)^{20}} \quad (24)$$

Tabela 9: TIR dos sistemas fotovoltaicos projetados

Sistema Fotovoltaico	TIR
1,30 kWp	16%
2,34 kWp	20%
4,68 kWp	26%

O quarto índice é o Índice de Lucratividade (IL) que é a razão entre o valor atual líquido do investimento e o valor inicial do investimento.

$$IL = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i}}{I_0} \quad (25)$$

Onde:

I_0 : Valor inicial do investimento;

A viabilidade econômica dos projetos é confirmada comparando a TIR calculada de cada projeto com a TMA adotada, visto que todas as três são maiores que 15%.

Com a análise feita utilizando os quatro índices, é verificado que todos os projetos são viáveis para as condições de insolação e tarifa de energia elétrica vigente. O problema é que o payback é longo o que desmotiva os consumidores Baixa Tensão (BT) em fazer o investimento. Além disto, existe uma incerteza grande quanto à trajetória das tarifas de energia elétrica para este horizonte o que faz com que o risco aumente e, conseqüentemente, uma necessidade de amortização rápida do investimento, ou seja, um payback menor.

A análise realizada considera a restrição por parte da regulação em limitar a geração ao consumo, ou seja, mesmo com a permissão de exportar a energia gerada, ela só poderá ser considerada como crédito futuro para a própria unidade consumidora. Em outros países, a comercialização da energia é permitida o que pode tornar o investimento ainda mais atrativo.

As condições de financiamento melhoram a atratividade do investimento, por isso possibilitar taxas de juros menores através de incentivos do governo para investidores com perfil do consumidor comum podem ampliar o atual mercado de energia fotovoltaica. As simulações dos investimentos anteriores com uma TMA de 6,67% apresentaram resultados mais atraentes quando comparados com as análises anterior como é mostrado na Tabela 10.

Tabela 10: Comparação dos resultados das análises econômicas aplicadas

Sistemas	1,30 kWp		2,34 kWp		4,68 kWp	
TMA	15%	6,67%	15%	6,67%	15%	6,67%
Payback	19 anos e 7 meses	10 anos e 4 meses	9 anos e 4 meses	7 anos e 2 meses	6 anos e 2 meses	5 anos e 6 meses
VPL	753,79	20.426,09	9.675,62	43.794,87	32.726,16	104.611,52
TIR	16%	15,6%	20%	20,5%	26%	26,5%
IL	1,05	2,27	1,44	2,98	2,00	4,20

4.7.5 Comercialização Da Energia Excedente

Apesar de não ser permitido atualmente a comercialização da energia gerada por sistemas fotovoltaicos instalados junto ao consumidor comum, neste item é feita uma análise sobre essa possibilidade, caso ocorra a eliminação dessa restrição no futuro. Ao analisar o

potencial da geração de energia elétrica fotovoltaica nesse trabalho foi observado que a área total de cada telhado mapeado é maior que a área necessária para gerar energia para suprir a demanda do domicílio. Esse fato, abre uma oportunidade para os investidores em geração de energia elétrica interessados em aproveitar esse potencial que não é utilizado. Nos bairros de Itajubá, a capacidade de geração de energia fotovoltaica do bairro considerado é estimada em 45,02 MWh por dia e para a cidade de Aguanil em 26,38 MWh diários. Como os sistemas fotovoltaicos possuem o objetivo principal de suprir os domicílios, a energia elétrica a ser comercializada é a parcela excedente ao consumo. Comparando os níveis de consumo de energia elétrica com o potencial fotovoltaico de cada domicílio, foi estimado que 43% da energia gerada por todo o telhado é suficiente para atender o consumo residencial do domicílio. A comercialização seria feita sobre os 57% da energia gerada disponível, e para os casos exemplos seria a média diária de 25,61MWh em Itajubá e de 11,37 MWh em Aguanil,

A análise de investimento considera a possibilidade de um investidor instalar módulos fotovoltaicos nas áreas úteis de todos os telhados das regiões. Nesse arranjo, é proposto que os proprietários dos domicílios cedam os telhados para a instalação dos módulos através do arrendamento da área para gerar a energia elétrica.

Na região de Itajubá, o sistema de geração fotovoltaica projetado para ocupar todos os telhados é de 2,14 MWp e com custo de investimento foi de R\$ 12,840,000,00. Para Aguanil, o sistema fotovoltaico tem um potencial de 1,20 MWp e com custo de investimento de R\$ 7,200,00,00.

O investimento no projeto considerou o capital inicial dividido em 70% financiado através do BNDES para um período de 20 anos e os 30% restantes com capital do próprio investidor. Adotou que a energia elétrica excedente é vendida pelo valor da tarifa de energia elétrica atual de R\$ 0,89 por kWh. O aluguel do telhado foi estimado em 30% do valor da receita gerada pela venda da energia excedente. A taxa de desconto adotada foi o valor correspondente ao Weight Average Capital Cost (WACC) que é descrita pela equação 26.

$$WACC = k_d \cdot D \cdot (1 - \tau) + k_e \cdot E \quad (26)$$

Onde:

k_d : Custo do Capital de Terceiros;
 D: Capital de Terceiros Aplicado no Investimento;
 k_e : Custo do Capital de Próprio;
 E: Capital de Próprio Aplicado no Investimento;
 τ : Alíquota de Imposto,

O custo do capital de terceiros foi adotado pela taxa de juros utilizadas para o financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), o custo de capital próprio é assumindo, Capital Asset Pricing (CAPM) que é calculado pela equação 27.

$$CAPM = k_e = R_F + \beta_l \cdot (R_M - R_F) + R_B \quad (27)$$

Onde:

R_F : Taxa Livre de Risco;
 β_l : Beta Alavancado;
 R_M : Retorno Esperado do Mercado;
 R_B : Risco País,

O fator beta alavancado igual a 1,14 foi obtido pela equação 28, considerando o beta desalavancado para setor de energia renováveis e limpas obtido da Tabela de betas setoriais de Damodaran (2017) igual a 0,44 (Aswath Damodaran, 2017). Para o cálculo foi considerado que o investimento constituiu em 70% proveniente de capital de terceiros e 30% de capital próprio e com alíquota de imposto igual a 34%.

$$\beta_l = \beta_d \cdot \left[1 + \frac{D_p}{E_p} \cdot (1 - \tau) \right] \quad (28)$$

Onde:

β_d : Beta Desalavancado
 D_p : Porcentual de Capital de Terceiros Aplicado no Investimento;
 E_p : Porcentual de Capital de Próprio Aplicado no Investimento;

Adotado os valores de R_F igual a 5,64%, R_M igual a 13,20% e R_B igual a 7,56% recomendados pela Nota Técnica da ANEEL (2015 a) e Nota Técnica da ANEEL (2015 b), os valores calculados para o CAPM e o WACC foram de 16,59% e 6,64% respectivamente (ANEEL, 2015).

Para o projeto instalado em Itajubá, a análise econômica resultou em um VPL igual a R\$ 30.075.403,40, a TIR igual a 31%, Payback descontado de 3 anos e 9 meses e Índice de Lucratividade de 3,34.

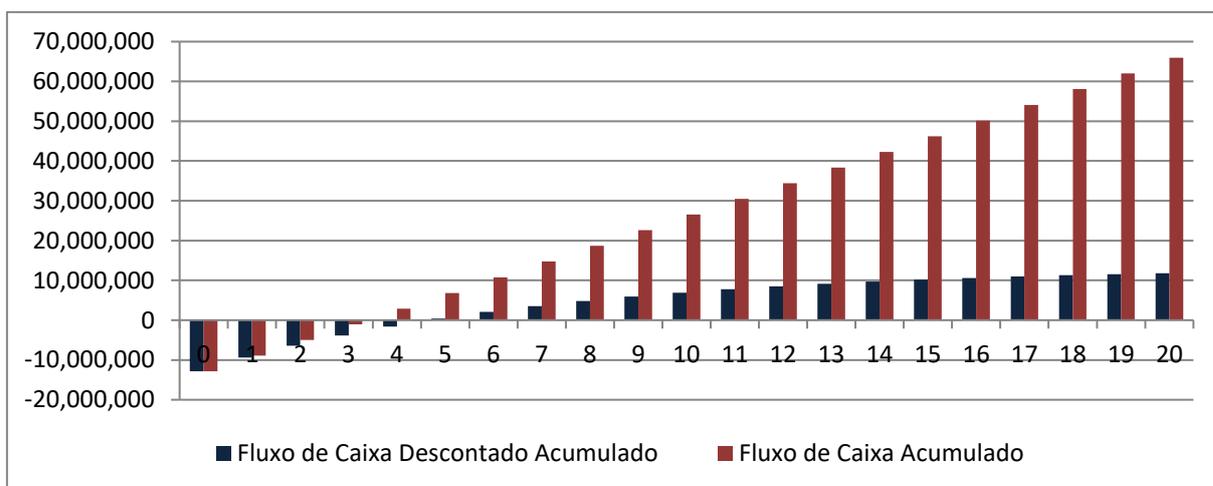


Figura 44: Fluxo de caixa para o Sistema Fotovoltaico em Itajubá

Para o projeto instalado em Aguanil, a análise econômica resultou em um VPL igual a R\$ 9.981.003,11, a TIR igual a 21%, Payback descontado de 5 anos e 7 meses e Índice de Lucratividade de 2,39.

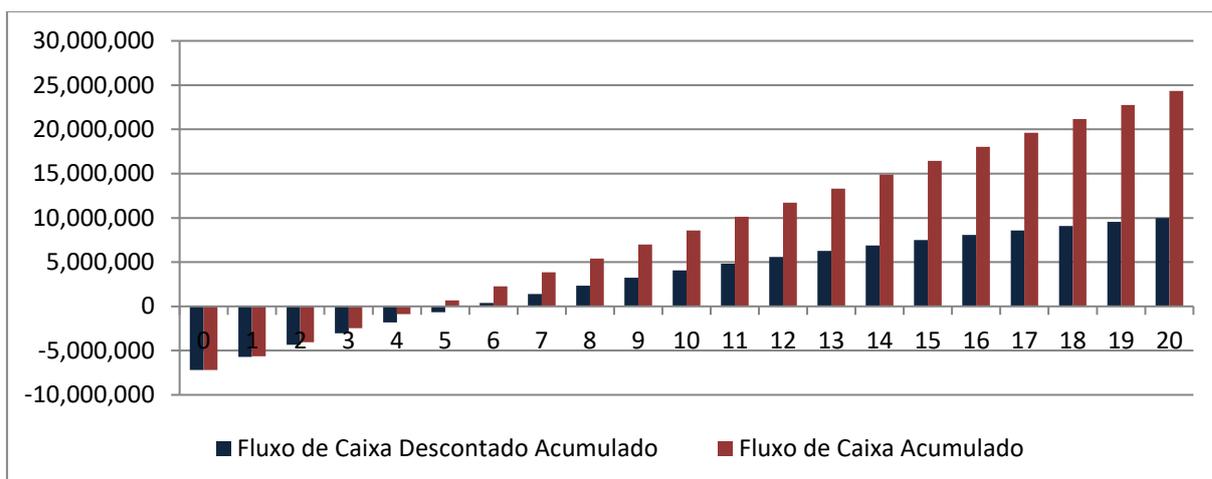


Figura 45: Fluxo de caixa para o Sistema Fotovoltaico em Aguanil

Os mesmos investimentos analisados sem o financiamento do BNDES, mas com TMA igual ao 15%, que é a mesma taxa utilizada nos financiamentos dos investidores comuns, os resultados apresentaram ser menos atrativos, como mostrado nas Tabelas 11 e 12.

Tabela 11: Resultado da análise econômica para o projeto em Itajubá

TMA	15%	6,64%
VPL	R\$ 11.810.929,48	R\$ 30.075.403,40
Payback	4 anos e 9 meses	3 anos e 9 meses
Índice de Lucratividade	1,92	3,34

Tabela 12: Resultado da análise econômica para o projeto em Aguanil

TMA	15%	6,64%
VPL	R\$ 2.668.897,00	R\$ 9.981.003,11
Payback	8 anos e 3 meses	5 anos e 7 mês
Índice de Lucratividade	1,37	2,39

5 VARIAÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR

5.1 POTENCIAL FOTOVOLTAICO NO NORDESTE

A região nordeste é a região no Brasil que apresenta as melhores condições para a geração de energia solar, visto que está localizada próximo a linha do Equador, o que proporciona à região índices de radiação elevados (Miranda, Szklo, & Schaeffer, 2014). Portanto, no contexto deste trabalho, considerou-se estender a análise e estimar o potencial técnico fotovoltaico dos telhados dos domicílios das capitais da região nordeste e verificar se haverá variação frente ao aquecimento global.

A área de telhado foi determinada pelo método do valor constante para cada capital da região nordeste. Os dados sobre a quantidade domicílios do tipo casa e apartamentos foram adquiridos através do IBGE do levantados no senso de 2010 (IBGE , 2010).

Tabela 13: Número de domicílios do tipo casa e apartamentos

Número de Domicílio		
Cidade	Casas	Apartamentos
ARACAJU	119,280	37,902
FORTALEZA	540,358	126,113
JOÃO PESSOA	157,415	44,366
MACEIÓ	213,139	40,203
NATAL	191,591	27,901
RECIFE	335,534	124,355
SALVADOR	630,438	204,660
SÃO LUÍS	237,666	24,910
TERESINA	200,741	18,217

A área total de telhado de cada uma das capitais foi calculada assumindo um valor de 60 m² para cada domicílio do tipo casa e de 15 m² para cada apartamento. As perdas pelo sombreamento e o desconto das áreas inadequadas para a instalação de módulos fotovoltaicos foi considerado através do fator aproveitamento da área. Esse fator foi adotado em 0,60 para os domicílios do tipo casa e 0,30 para os domicílios do tipo apartamento. A eficiência dos equipamentos do sistema fotovoltaico foi adotada em 94% para o inversor e em 14% para os

módulos fotovoltaicos. Os dados de radiação de cada capital foram obtidos no National Renewable Energy Laboratory (NREL) (NREL, 2017). A Tabela 14 e a Figura 46 contém os potenciais técnicos fotovoltaicos médios para cada capital da região nordeste.

Tabela 14: Potencial Técnico Fotovoltaico das Capitais da Região Nordeste

CIDADE	Potencial PV [MW]
ARACAJU	100
FORTALEZA	547
JOAO PESSOA	141
MACEIO	183
NATAL	167
RECIFE	298
SALVADOR	489
SAO LUIS	238
TERESINA	210

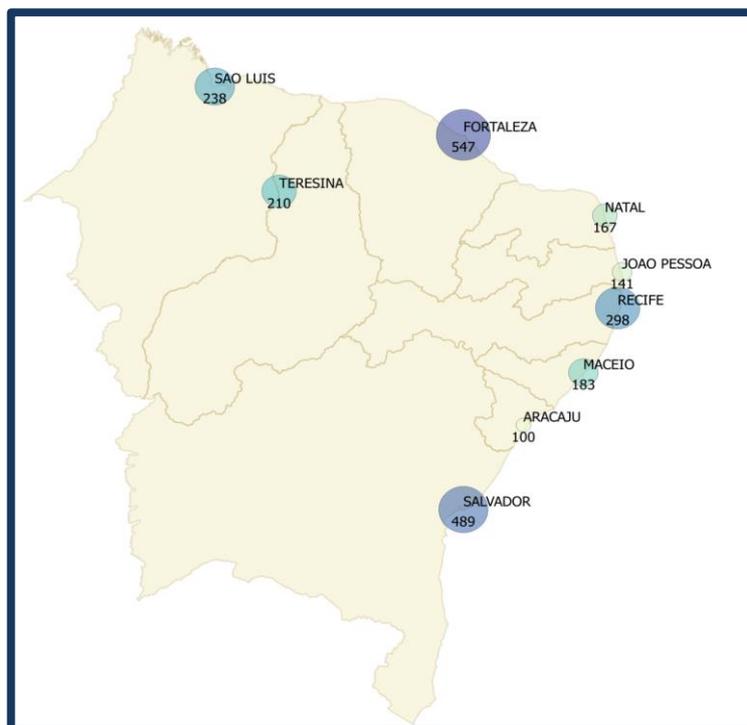


Figura 46: Potencial Técnico Fotovoltaico das Capitais da Região Nordeste

5.2 ESTIMATIVA DA VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR

O 5º Relatório Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (AR5), publicado no fim do 2014 pelo IPCC, avaliou as mudanças climáticas ocorridas nos últimos anos para todas as regiões do mundo. Modelos climáticos foram utilizados para analisar as alterações do comportamento do clima de acordo com o nível de ações do homem. Essas mudanças afetam diretamente as fontes de energia renováveis e, para o planejamento energético, é interessante estimar qual o efeito provocado em cada uma delas. Neste trabalho foram utilizados dados dos modelos climáticos globais MIROC e HADGEM, e do modelo climático regional ETA para avaliar a variação da radiação solar na região nordeste.

5.3 MODELOS CLIMÁTICOS

Os modelos de circulação global ou modelos climáticos globais são atualmente as principais ferramentas para o estudo sobre as variações climáticas. Seus sistemas de modelagem matemática permitem representar as variações e iterações entre oceano, atmosfera e superfície terrestre. Através deles determinam-se grandezas como temperatura, precipitação, velocidade de vento e insolação, para qualquer ponto do planeta em um período futuro estipulado e com uma determinada precisão (Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas, 2014).

5.3.1 Modelo de Investigação Interdisciplinar do Clima – MIROC

O Modelo de Investigação Interdisciplinar do Clima (MIROC) é um modelo climático global que foi desenvolvido em conjunto com quatro centros de pesquisas, o Centro de Pesquisa do Sistema Clima (CCRS), a Universidade de Tóquio, o Instituto de estudos Ambientais (NIES) e a Agencia de Ciência e Tecnologia Mar-Terra do Japão, A versão MIROC5 foi utilizada pelo IPCC para realizar Quinto Relatório de Avaliação (AR5) (MCTI, 2016).

5.3.2 Modelo de Ambiente Global Hadley Center – HADGEM

O Modelo de Ambiente Global Hadley Center (HADGEM) é um modelo inglês desenvolvido pelo Met Office. A primeira versão do modelo HadCM2, desenvolvido em 1995,

assim como as versões subsequentes foram utilizadas nos Relatórios de Avaliação do IPCC (Met Office, 2016).

5.3.3 Modelo Climático Regional

Os modelos climáticos globais não conseguem simular com precisão as variáveis climáticas devido à complexidade da modelagem matemática necessária, o que pode gerar erros em várias grandezas. Portanto, para verificar detalhes nos estudos de mudanças climáticas em regiões menores, os modelos climáticos globais são ajustados e adaptados através dos modelos climáticos regionais que apresentam uma resolução melhor e maior detalhamento na modelagem para a região em questão (Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas, 2014) .

5.3.3.1 Modelo ETA

O Eta é um modelo de mesoescala climático derivado de um modelo anterior desenvolvido na antiga Iugoslávia na década de setenta. Ele foi desenvolvido a partir de uma parceria entre a Universidade de Belgrado, Instituto de Hidrometeorologia da Iugoslávia e o Centro Nacional de Previsão Ambiental (NCEP), localizado nos Estados Unidos (Matos, Chan, & Dereczynski, 2011). Versões do modelo Eta tem sido utilizado em inúmeros países, inclusive no Brasil para previsões meteorológicas pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) desde 1997 (Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas, 2014).

5.4 VARIAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR NAS CAPITALS DA REGIÃO NORDESTE PARA O FUTURO

O potencial técnico fotovoltaico do nordeste do país levanta interesse nos investidores em geração fotovoltaica, portanto foi realizado uma primeira análise nas variações dos níveis futuros de radiação solar nesta região. Foram usados dados de radiação solar global estimados pelos modelos climáticos globais MIROC e HADGEM acoplados ao modelo climático regional ETA com resolução de 40 km.

O IPCC adotou no AR5, os RPCs (Representative Concentration Pathways) que são quatros possíveis cenários futuros com diferentes quantidades de gases de efeitos estufa emitidos nos próximos anos. Os quatros cenários são RCP2,6, RCP4,5, RCP6 e RCP8,5 (WEYANT, et al., 2009).

Nesse trabalho foi utilizado os cenários RCP45 e RCP85. O primeiro cenário é o RCP45 com uma emissão menor e o segundo é o RCP85 com maior emissão. As simulações são realizadas com base no histórico sintético de dados para o período de 1965 a 2005. Os dados são estimados para dois períodos futuros, o Período Futuro 1 está entre 2007 a 2040 e o Período Futuro 2 está em 2041 até 2070.

Os dados de radiação solar estimados para os períodos futuros de cada cenário foram comparados com as médias mensais diárias de radiação global do histórico de cada modelo climático global.

5.4.1 Variação das Médias Mensais de Radiação Solar

As médias mensais diárias de radiação solar do histórico para cada modelo climático global em Fortaleza e São Luís são mostradas na Tabela 15.

Tabela 15: Médias Mensais Diárias de Radiação Solar em Fortaleza e São Luís

Radiação Solar [kW/m ² /dia]				
Mês	Fortaleza		São Luís	
	Hadgem	Miroc	Hadgem	Miroc
Janeiro	244,76	247,39	240,48	243,95
Fevereiro	239,70	246,75	239,12	251,12
Março	240,93	240,42	240,31	249,10
Abril	231,79	225,75	225,48	229,06
Mai	227,45	221,72	221,34	208,35
Junho	231,73	229,01	228,78	204,22
Julho	248,49	243,72	247,04	223,97
Agosto	268,01	268,18	264,89	254,63
Setembro	284,53	289,59	280,24	277,65
Outubro	285,87	297,00	284,61	280,37
Novembro	273,29	283,89	272,97	261,55
Dezembro	257,84	259,43	254,11	245,95

As variações das médias mensais diárias de radiação solar para as capitais do nordeste mostrou uma redução em ambos os modelos climáticos, onde o modelo Miroc exibiu variações mais significativas.

Para o cenário RCP45, o modelo Miroc apresentou maiores reduções nos meses de verão e início do outono. Por exemplo, o mês março reduziu em 6,29% o nível de radiação mensal, Os meses de inverno e começo da primavera, onde a radiação solar apresenta menores índices, as variações foram menores que 2%.

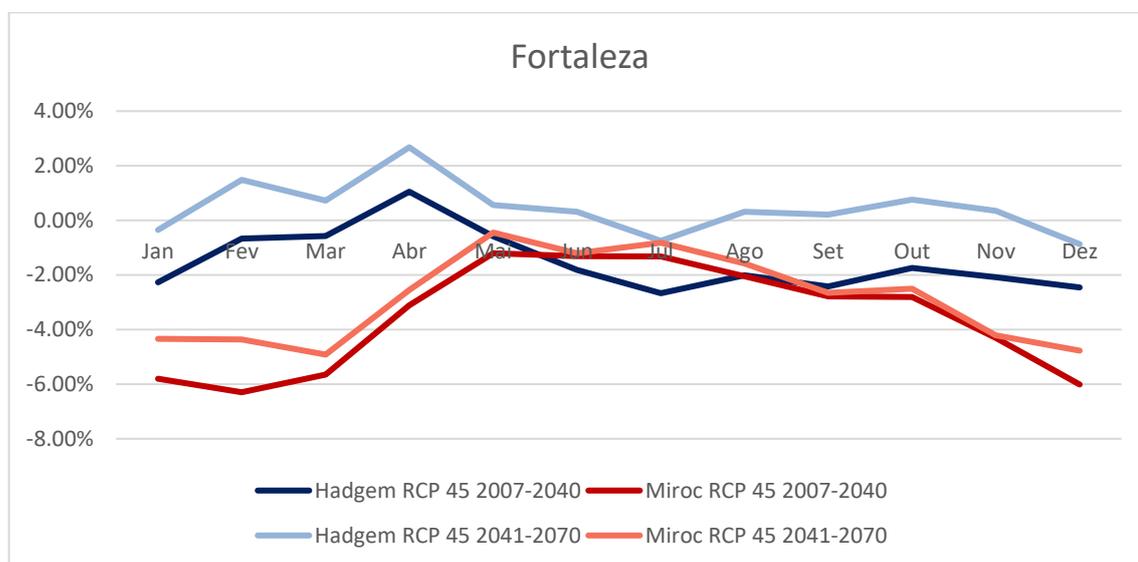


Figura 47: Variação das médias mensais diárias de radiação solar para cenário RCP4,5 para a cidade de Fortaleza

As variações da radiação solar para a cidade de São Luís apresentam comportamento semelhante a cidade de Fortaleza. A maior variação foi para o mês de março, com 7% de acordo para o modelo Miroc.

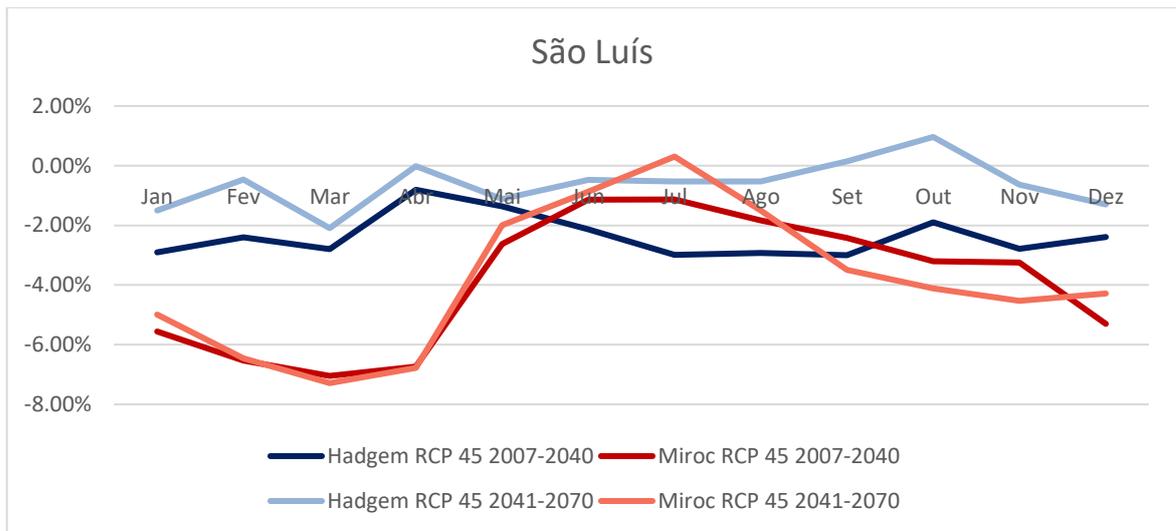


Figura 47: Variação das médias mensais diárias de radiação solar para cenário RCP4,5 para a cidade de São Luís

No cenário RCP85, os modelos climáticos apresentaram variações mais evidentes para o segundo período futuro, onde as maiores reduções são para os meses entre maio e julho de acordo com o modelo Hadgem. O mês de junho teve uma redução de 11% em relação ao histórico.

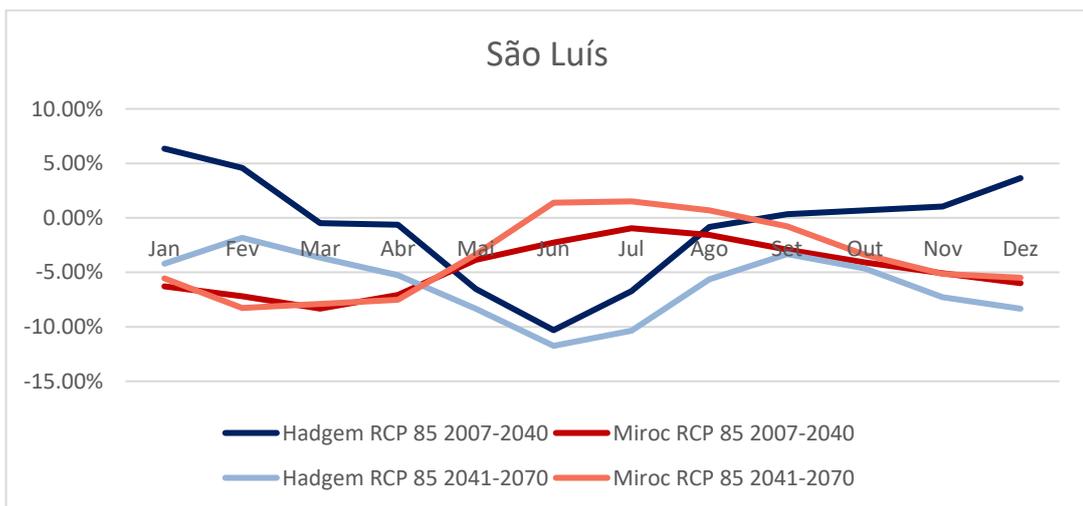


Figura 49: Variação das médias mensais diárias de radiação solar para cenário RCP8.5 em São Luís

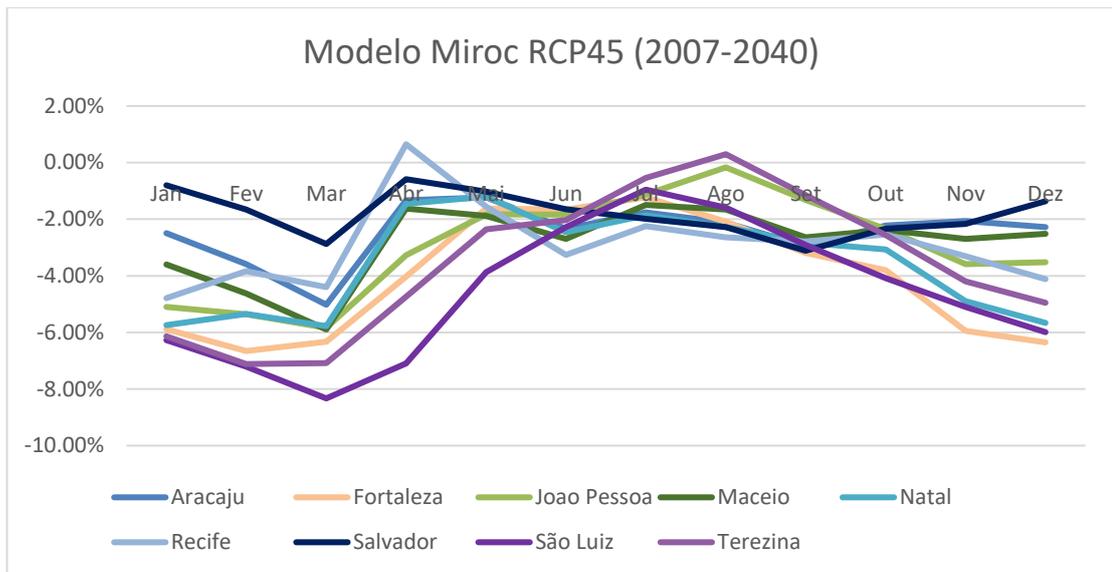


Figura 50: Variação das médias mensais diárias de radiação solar para cenário RCP8.5 para o Modelo Miroc

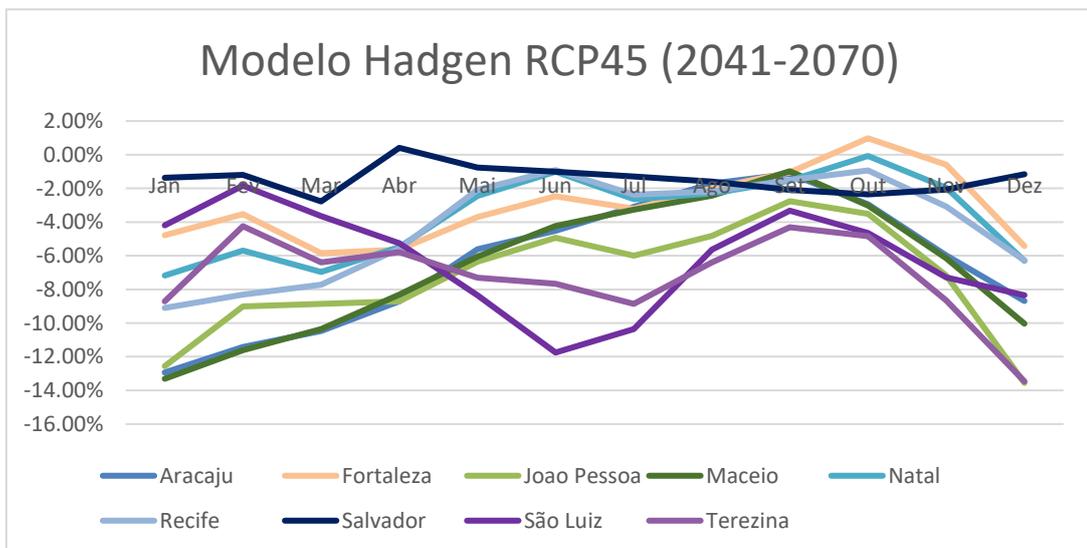


Figura 51: Variação das médias mensais diárias de radiação solar para cenário RCP8.5 para o Modelo Hadgen

A partir dos resultados, verificou-se que há uma pequena redução de radiação nas capitais do nordeste para os períodos futuros simulados.

Dado que nesta região está sendo instalado grande quantidade de geração eólica, sistemas híbridos solar-eólicos tendem a ser uma alternativa bastante atrativa para esta região,

dado o nível já observado atualmente. Quanto ao futuro, esta redução não é significativa pois existem incertezas também no modelo.

5.5 VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR EM ITAJUBÁ

A Figura 51 apresenta as variações da radiação solar dos modelos climáticos Hadgem e Miroc para os cenários RCP45 e RCP85 na cidade de Itajubá. As variações mais significativas foram para o cenário RCP85, onde o modelo Hadgem apresentou acréscimo de 7,41% de radiação para mês de janeiro e redução de 5% para o mês de junho.

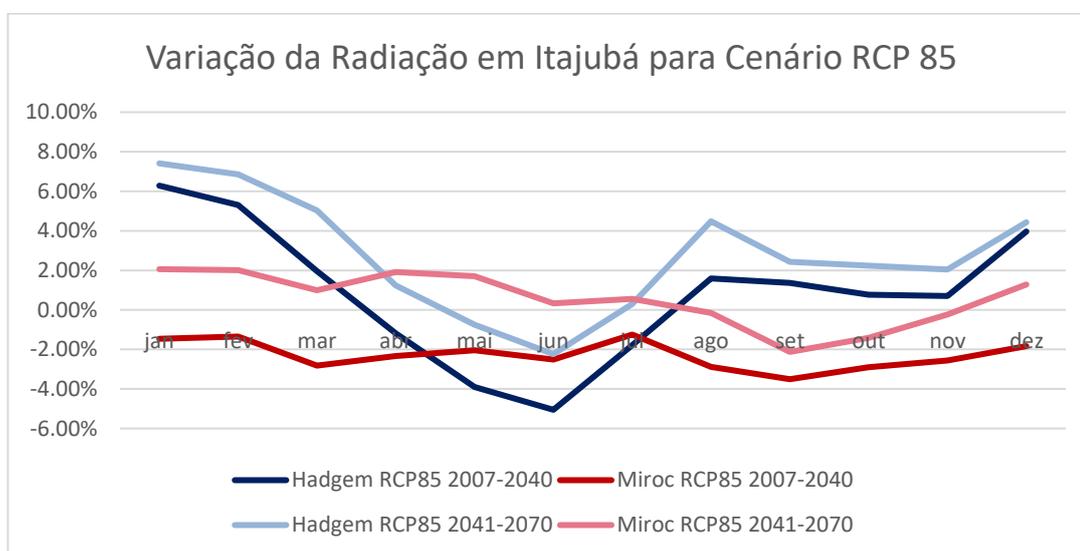


Figura 52: Variação das médias mensais diárias de radiação solar para cenário RCP8.5 para cidade de Itajubá-MG

5.5.1 Impacto da Variação da Radiação Solar na Análise de Investimento

A cidade de Itajubá apresenta bons níveis de radiação solar, o mês de junho é o mês crítico da região e de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar possui 3,85 kWh/m²/dia. Como o mês crítico é o parâmetro para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, adotou-se o mês de junho como a referência para analisar as variações de radiação solar. O modelo climático Hadgem estimou para o cenário RCP4,5, a variação máxima de radiação solar para o

mês de junho de 1,32% em Itajubá para o período de 2041 a 2070. Para o cenário RCP85, a maior variação para o mês de junho foi uma redução de 5,06%.

Pelas simulações dos modelos climáticos, foi considerado uma redução de 5% na radiação solar para o mês crítico. O impacto no retorno de investimentos em sistemas fotovoltaicos foi analisado aplicando essa variação de radiação solar nos projetos dimensionados no item 4,7 deste trabalho.

Os dois projetos fotovoltaicos individuais, 2,34 kWp e 4,68 kWp, apresentaram maior redução no VPL para a TMA em 15%, aproximadamente 4%. O projeto maior, que considera a comercialização da energia excedente gerada, o VPL reduziu aproximadamente em 6% para as duas TMA's adotadas. O Payback dos projetos apresentou aumento em média de 2 meses.

As Tabelas 16, 17 e 18 mostram as variações dos resultados da análise econômica para a redução da radiação solar.

Tabela 16: Comparação do VPL e Payback para o sistema de 2,34 kWp

	TMA	Radiação Atual	Redução 5%
VPL	15%	16,654,71	16,066,34
Payback	15%	9 anos e 9 meses	10 anos e 1 mês
VPL	6,67%	63,956,48	63,368,12
Payback	6,67%	6 anos e 11 meses	7 anos e 1 mês

Tabela 17: Comparação do VPL e Payback para o sistema de 4,68 kWp

	TMA	Radiação Atual	Redução 5%
VPL	15%	44,925,36	43,106,84
Payback	15%	6 anos e 10 meses	7 anos e 3 meses
VPL	6,67%	139,528,91	137,710,39
Payback	6,67%	5 anos e 3 meses	5 anos e 6 meses

Tabela 18: Comparação do VPL e Payback para o sistema de 2,14 MWp

	TMA	Radiação Atual	Redução 5%
VPL	15%	43,531,570,76	40,712,992,23
Payback	15%	3 anos e 6 meses	3 anos e 8 meses
VPL	6,67%	112,604,637,57	106,332,405,69
Payback	6,67%	3 anos	3 anos e 2 meses

Observa-se que não há variação significativa frente às variações climáticas no que se refere à insolação.

6 CONCLUSÃO

6.1 CONCLUSÕES GERAIS

Esta dissertação apresentou os conceitos teóricos sobre energia solar e sistemas fotovoltaicos. Foi exposta a metodologia de dimensionamento e análise econômica de sistemas fotovoltaicos para edificações residenciais.

O potencial energético disponível nos telhados residenciais apresentou uma capacidade viável para exploração, visto que nas duas regiões estudadas, o potencial técnico fotovoltaico foi maior que a demanda local, ou seja, a energia fotovoltaica é capaz de suprir o consumo e gerar energia excedente para o sistema elétrico. Portanto, utilizar a energia fotovoltaica de acordo com a regulamentação atual, onde os sistemas são projetados apenas para suprir o consumo interno, não é a estratégia ideal para o aproveitamento ótimo desse recurso.

A partir dos casos admitidos no estudo para a análise econômica, foi verificado que o custo dos sistemas fotovoltaicos de menor porte ainda é caro e pouco viável. O sistema de compensação de créditos de energia não é suficiente para atrair economicamente o consumidor comum com demanda pequena. O Payback é alto devido as taxas de juros do financiamento, porém diminui quando aplicado menores taxas, o que seria possível através de incentivos do governo. Os sistemas fotovoltaicos com capacidade maior tiveram uma viabilidade econômica significativa, o que torna esse tipo de investimento mais interessantes para edificações maiores como condomínios.

A proposta sugerida nessa dissertação, onde os investidores podem alugar uma área de telhado para construir um conjunto de sistemas fotovoltaicos, com objetivo de gerar e comercializar a energia elétrica é uma opção para melhorar o aproveitamento desse recurso. A análise econômica desses projetos considerando o financiamento junto ao BNDES apresentou viabilidade alta, ou seja, gerar energia fotovoltaica em telhados passa a ser um investimento interessante para empresas de geração de energia e não somente para os consumidores comuns.

Como toda fonte de energia renovável, a energia fotovoltaica sofre influência das mudanças climáticas, por isso, foi feita uma análise simples para verificar as alterações das

médias mensais diárias de radiação solar estimadas pelos modelos climáticos. Na comparação foi realizada observou uma pequena redução nas médias mensais diárias de radiação solar para o futuro, porém essas alterações não alteram os resultados da análise econômica realizada, o que mostra uma grande oportunidade de investimentos neste tipo de geração em várias regiões do Brasil pois o nível de radiação já é alto e com previsão de pouca variação para o futuro o que não acontece com outras variáveis como o vento e a precipitação.

6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

O grande potencial fotovoltaico do Brasil levanta interesse na sua exploração mesmo com o custo do Wp alto, por isso seria interessante a criação de mais incentivos para aumentar sua competitividade no mercado de geração. Estudos deverão ser realizados para propor estruturas de financiamento e alteração na regulamentação que incentiva a comercialização da energia fotovoltaica em pequena escala. O consumidor comum possui um potencial fotovoltaico que pode ser explorado por ele ou por terceiros, porém o sistema de compensação de créditos de energia, a isenção de impostos e as modificações feitas em dezembro de 2015 na REN-482 não são suficientes para melhorar a atratividade econômica.

A avaliação de sistemas híbridos de geração deve ser estudada tanto para melhorar o perfil da geração combinada eólica-solar ou hídrica-solar como para dar maior eficiência aos recursos de transporte da energia melhorando a operação das redes de transmissão e distribuição. Estudos devem ser realizados para explorar os sistemas híbridos.

7 REFERÊNCIAS

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE. Tarifas de Energia. 2016. Disponível em < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia> >. Acessado em 05/01/2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução ANEEL N°456, 29 de novembro de 2000.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída. Disponível em < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90 >. Acessado em 09/02/2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Entendendo a Tarifa. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa> >. Acessado em 04/02/2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução ANEEL N°414, 09 de setembro de 2010.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução ANEEL N°482, 17 de abril de 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Nota Técnica N° 22/2015-SGT/ANEEL, 29 de janeiro de 2015.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução Homologatória N°2.125, 23 de agosto de 2016.

AVRIL, S.; MANSILLA C., BUSSON, M.; & LEMAIRE, T. Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. *Energy Policy*, 244-258, 2012.

AYOUB, N.; & YUJI, N. Governmental intervention approaches to promote renewable energies - Special emphasis on Japanese feed-in tariff. *Energy Policy*, 2012.

BARROS, V. R.; FIELD, C. B.; DOKKEN, D. J.; MASTRANDREA, M. D.; MACH, K. J.; BILIR, T. E.; WHITE, L. L. *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part B: Regional Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom, New York: Cambridge University Press, 2014.

CRECESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos CEPEL. Rio de Janeiro, 2014.

DAMODARAN, Aswath. Betas by Sector (US), janeiro de 2017. Disponível em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acessado em 10/01/2017.

DUFFIE, J. A.; & BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey: John Wiley, 2013.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. *NOTA TÉCNICA DEA 19/14 Inserção da Geração Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos*. Rio de Janeiro, 2014.

FIELD, C. B.; BARROS, V. R.; DOKKEN, D. J.; MARCH, K. J.; MASTRANDREA, M. D.; BELIR, T. E.; WHITE, L. L. *Climate Change 2014 Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Global and Sectoral Aspects Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom, New York: Cambridge University Press, 2014.

GHISI, E.; MONTIBELLER, A.; & SCHIMIDT, R. W. Potencial for potable water savings by using rainwater: An analysis over 62 cities in southern Brazil. *Science Direct*, 2004.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE . *Cidades, 2010*. Disponível em <<http://cidades.ibge.gov.br/xtras/temas.php?codmun=120034&idtema=94>>. Acessado em 12/08/2016.

International Renewable Energy Agency - IRENA. *Solar PV Costs 2010-2015*. Disponível em <<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=32>>. Acessado em 05/01/2017.

MATOS, A. C.; CHAN, C. S.; & DEREZYNSKI, C. P. *Impacto das Mudanças Climáticas dos Ciclones Extratropicais no Atlântico Sul, 2011* .

Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI. *Modelagem Climática e Vulnerabilidade Setorial à Mudança do Clima no Brasil, 2016*.

MET OFFICE. Unifield Model, 2016. Disponível em <<http://www.metoffice.gov.uk/research/modelling-systems/unified-model>> . Acessado em 06/01/2017

MIRANDA, R. F.; SZKLO, A.; & SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. *Renewable Energy*, P. 694-713. 2014.

Ministério de Minas e Energia - MME. Plano Nacional de Energia 2030. Eletrobrás, 2007.

Ministério de Minas e Energia - MME. *Aneel registra 5 mil conexões de geração distribuída no Brasil*. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/aneel-registra-5-mil-conexoes-de-geracao-distribuida-no-brasil>. Acessado em 27/09/2016.

National Renewable Energy Laboratory – NREL. *Estimating Rooftop Suitability for PV: A Review of Methods, Patents, and Validation Techniques*, 2013.

National Renewable Energy Laboratory – NREL. *SWERA (beta release)*, 2017. Disponível em <<https://maps.nrel.gov/swera>>. Acessado em 20/01/2017.

OLIVEIRA, A.; SILVEIRA, G. B.; & BRAGA, J. d. Diversidade sazonal do consumo de energia elétrica no Brasil. *Pesq. Plan. Econ.*, P. 211-258, 2000.

Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas - PBMC. *Bases Científica das Mudanças Climáticas*, Rio de Janeiro, 2014.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; & RUTHER, R. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos, 2006.

PORTAL SOLAR. Tipos de Painel Solar Fotovoltaico. Disponível em <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>> . Acessado em 18/08/2016.

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Usos – Classe Residencial, Eletrobrás, 2005.

SOLARIZA. www.solariza.org.br, 2015.

SolarPower Europe. *Global Market Outlook for Solar Power*, 2015.

STILPEN, D. V.; & CHENG, V. Solar Photovoltaics in Brasil: a Promising Renewable Energy Market. *IEEE*, 2015.

THE STAR GARDEN. *Newton's theory of Gravity*. Disponível em <<http://www.thestargarden.co.uk/Newtons-theory-of-gravity.html>> Acessado em 15/12/2016.

WEYANT, J.; AZAR, C.; KAINUMA, M.; KEJUN, J.; NAKICENOVIC, N.; SHUKLA, P.R.; LA REVORE, E.; YOHE, G. Future IPCC Activities – New Scenarios. Geneva, 2009.