

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Curso de Especialização: Produção e Gestão do Ambiente**  
**Construído**

**Josiane Taiene Ferreira**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DO USO DA ENERGIA  
FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO EM  
EDIFICAÇÃO RESIDENCIAL UNIFAMILIAR**

**Belo Horizonte**  
**2021**

**JOSIANE TAIENE FERREIRA**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DO USO DA ENERGIA  
FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO EM  
EDIFICAÇÃO RESIDENCIAL UNIFAMILIAR**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Especialização: Produção e Gestão do Ambiente Construído do Departamento de Engenharia de Materiais e Construção, da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista.

**Orientador: Professor Doutor Silvio Romero  
Fonseca Motta**

**Belo Horizonte**

**2021**

F383 v

Ferreira, Josiane Taiene.

Viabilidade econômica do uso da energia fotovoltaica [recurso eletrônico]: estudo de caso em edificação residencial unifamiliar / Josiane Taiene Ferreira. – 2021.

1 recurso online (75 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Silvio Romero Fonseca Motta.

“Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Produção e Gestão do Ambiente Construído da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais” .

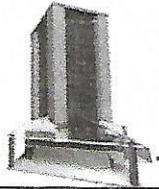
Bibliografia: f. 71-75.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Construção civil. 2. Energia – Fontes alternativas.

I. Motta, Silvio Romero Fonseca. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 69



## ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA

ALUNO: JOSIANE TAIENE FERREIRA

MATRÍCULA: 2016711560

### RESULTADO

Aos 05 dias do mês de janeiro de 2021 realizou-se a defesa da MONOGRAFIA de autoria do aluno acima mencionado sob o título:

“VIABILIDADE ECONÔMICA DO USO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO EM EDIFICAÇÃO RESIDENCIAL UNIFAMILIAR”

Após análise, concluiu-se pela alternativa assinalada abaixo:

APROVADO

APROVADO COM CORREÇÕES

REPROVADO

NOTA: 95

CONCEITO: A

### BANCA EXAMINADORA:

Nome

Assinatura

Prof. Dr. Silvio Romero Fonseca Motta

Nome

Assinatura

Profa. Dra.. Paula Bamberg

Paula  
Bamberg:599622916  
15

Assinado de forma digital por  
Paula Bamberg:59962291615  
Dados: 2021.01.20 21:02:25  
-03'00'

O candidato faz jus ao grau de "ESPECIALISTA NA ÁREA DE "SUSTENTABILIDADE E GESTÃO DO AMBIENTE CONSTRUÍDO"

Belo Horizonte, 05 de janeiro de 2021

Coordenador do Curso

Prof. Antonio Neves  
de Carvalho Júnior

Coordenador do Curso

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Professor Silvio Romero Fonseca Motta, pela orientação.

Ao senhor José Carlos Dias Pena, pelos dados concedidos.

À minha família, que me apoiou em todos os momentos.

## RESUMO

A sociedade vem buscando alternativas para consumo de energia elétrica provenientes de fontes não renováveis. Neste contexto, os sistemas fotovoltaicos surgem como uma alternativa para compor a matriz elétrica do país, por ser uma solução potencial para geração de energia, utilizando uma fonte limpa e renovável. Além disso, o território brasileiro recebe alto índice de radiação solar por ano, o que favorece ainda mais o uso desta fonte. Entre outros benefícios, a economia também desperta o interesse no sistema, já que as concessionárias geram bônus para aqueles que utilizam desse recurso, quando este é interligado a rede da concessionária. O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade econômica do uso da energia fotovoltaica conectada à rede numa residência unifamiliar, baseada nas técnicas da Taxa Interna de Retorno, do Valor Presente Líquido e do Payback Descontado. O trabalho apresenta o dimensionamento dos principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede, a partir dos dados referentes ao consumo de energia elétrica da residência e à irradiação no local, e analisa o consumo previsto do sistema. Diante dos cálculos realizados, foi possível constatar que, apesar do custo inicial para implantação do sistema de energia fotovoltaica ser relativamente alto no Brasil, trata-se de um investimento economicamente viável, no qual a recuperação do investimento se dá antes do sétimo ano da instalação.

**Palavras-chave:** energia fotovoltaica; fontes renováveis de energia; geração integrada de energia.

## ABSTRACT

The search for alternative energy sources is of great importance for today's society. In this context, photovoltaic systems appear as a potential alternative to be used with renewable energy sources in the country's energy matrix. Brazil receives a high level of solar radiation per year, which further favors the use of this source. Among other benefits, savings also arouse interest in the system, as concessionaires generate bonuses for those who use this resource, when it is connected to the concessionaire's network. The objective of this work is to analyze the economic feasibility of using photovoltaic energy connected to the network in a single family home, based on the techniques of Internal Rate of Return, Net Present Value and Discounted Payback. The work presents the dimensioning of the main components of a photovoltaic system connected to the public energy distribution network, considering the expected consumption of electricity in the residence and the solar radiation of the place. Next, the estimated consumption of the system was analyzed. From the results, it was observed that, despite the initial cost for implementing the photovoltaic energy system being relatively high in Brazil, it is an economically viable investment, in which the investment is recovered before the seventh year of installation.

**Keywords:** photovoltaic energy; renewable energy sources, integrated energy power generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Célula fotovoltaica e módulo fotovoltaico .....	22
Figura 2 - Região de depleção ou zona de carga espacial (z.c.e.).....	23
Figura 3 - Célula solar .....	24
Figura 4 - Síntese dos níveis de irradiação solar por região .....	29
Figura 5 - Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual do Brasil .....	31
Figura 6 - Sazonalidade do potencial de geração solar fotovoltaica para os 12 meses do ano .....	32
Figura 7 - Sistema solar fotovoltaico integrado a uma edificação residencial .....	34
Figura 8 - Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico isolado.....	35
Figura 9 - Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica .....	37
Figura 10 - Diagrama esquemático apresentando os principais componentes do sistema fotovoltaico conectado à rede .....	37
Figura 11 - Composição do Módulo Fotovoltaico .....	38
Figura 12 - Painel fotovoltaico montado em telhado .....	40
Figura 13 - Suporte com correção da inclinação .....	40
Figura 14 - Diagrama de blocos de sistemas fotovoltaicos: Microgeração conectada à rede .....	42
Figura 15 - Histórico de reajustes / revisão tarifária da CEMIG.....	49
Figura 16 - Imagem de satélite da residência e da edificação anexa .....	56
Figura 17 - Inversor e String box .....	60
Figura 18 - Dispositivos de Proteção da String box.....	61
Figura 19 - Módulos Fotovoltaicos .....	61
Figura 20 - Valores Faturados pela concessionária de energia após a implantação do sistema .....	64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Eficiências das células fotovoltaicas de filmes finos.....	25
Tabela 2 - Tarifas vigentes de Concessionárias de Energia Elétrica .....	47
Tabela 3 - Consumo médio de energia elétrica anterior à instalação do sistema .....	55
Tabela 4 - Irradiação solar diária média nos planos horizontal e inclinado .....	57
Tabela 5 - Cálculo mensal da energia produzida .....	59
Tabela 6 - Equipamentos .....	60
Tabela 7 - Valor total do investimento inicial .....	62
Tabela 8 - Parâmetros da Análise Econômica .....	64
Tabela 9 - Receita de Energia Produzida com projeção de 25 anos.....	65
Tabela 10 - Fluxo de Caixa com projeção de 25 anos .....	67
Tabela 11 - Resultados da Análise.....	68

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Matriz elétrica brasileira em 2020 .....	14
Gráfico 2 - Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020-2050 .....	15
Gráfico 3 - Número de micro e minigeradores até 23/05/2017 .....	18
Gráfico 4 - Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos.....	19
Gráfico 5 - Valor Final da Energia Elétrica .....	48
Gráfico 6 - Irradiação solar diária média nos planos horizontal e inclinado.....	57

## **LISTA DE SIGLAS**

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CCST - Centro de Ciência do Sistema Terrestre

CDI - Certificado de Depósito Interbancário

CEMIG - Concessionária de Energia Elétrica de Minas Gerais

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

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

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ICMS - Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LABREN - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia

MME - Ministério de Minas e Energia

ONU - Organização das Nações Unidas

PIS - Programa de Integração Social de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação

SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia

## LISTA DE ABREVIATURAS

a.a. - ao ano

CA - Corrente alternada

CC - Corrente contínua

CNPJ - Cadastro de Pessoa Jurídica

CPF - Cadastro de Pessoa Física

HSP - Horas de Sol Pleno

NBR - Norma Técnica Brasileira

Org. - Organizador

REN - Resolução Normativa

STC - Standard Test Conditions

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

## SUMÁRIO

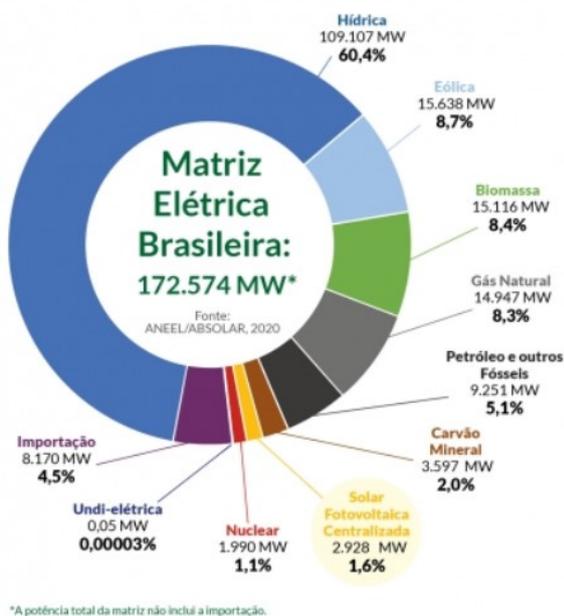
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
<b>CAPÍTULO 2: OBJETIVOS</b> .....	<b>20</b>
2.1 Objetivo geral .....	20
2.2 Objetivos específicos .....	20
<b>CAPÍTULO 3: METODOLOGIA</b> .....	<b>21</b>
<b>CAPÍTULO 4: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>22</b>
4.1 Efeito fotovoltaico .....	22
4.2 Tecnologias disponíveis .....	24
4.3 Radiação solar e efeito fotovoltaico.....	26
4.3.1 Distribuição da radiação solar na superfície terrestre .....	26
4.3.2 Radiação solar no Brasil.....	28
4.3.3 Otimização do aproveitamento solar .....	33
4.4 Classificação dos sistemas fotovoltaicos.....	35
4.4.1 Sistemas Isolados .....	35
4.4.2 Sistemas Interligados à rede .....	36
4.4.2.1 Componentes da Instalação.....	37
4.4.2.2 Durabilidade e Manutenção do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.....	41
4.5 Dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede.....	41
4.5.1 Avaliação do recurso solar .....	42
4.5.2 Localização .....	44
4.5.3 Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica .....	45
4.5.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico e do inversor .....	45
4.6 Custo da geração de energia .....	46
4.8 Análise do investimento.....	50
4.8.1 Fluxo de Caixa.....	50
4.8.2 Valor presente líquido.....	50
4.8.3 Taxa interna de retorno .....	51
4.8.4 Payback.....	52
<b>CAPÍTULO 5: ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>54</b>
5.1 Relato da pesquisa.....	54
5.2 Metodologia de obtenção dos dados.....	54

5.3 Resultados obtidos.....	54
5.3.1 Levantamento do consumo e da demanda de energia .....	54
5.3.2 Localização do gerador fotovoltaico .....	55
5.3.3 Levantamento do recurso solar .....	56
5.3.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico e do inversor .....	58
5.3.5 Cálculo da energia produzida .....	59
5.3.6 Valor do investimento inicial .....	60
5.3.7 Análise Econômica .....	62
5.3.7.1 Considerações e Parâmetros da Análise .....	62
5.3.7.2 Cálculos da Análise Financeira .....	65
5.4 Análise dos resultados .....	68
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>70</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>71</b>

## CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a matriz elétrica brasileira é composta por 79,15% de fontes renováveis, com predomínio das usinas hidroelétricas que correspondem a 60,4% da oferta interna de energia no país. A participação das diversas fontes de energia até maio de 2020 é ilustrada no Gráfico 1. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2020).

**Gráfico 1 - Matriz elétrica brasileira em 2020**



**Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2020**

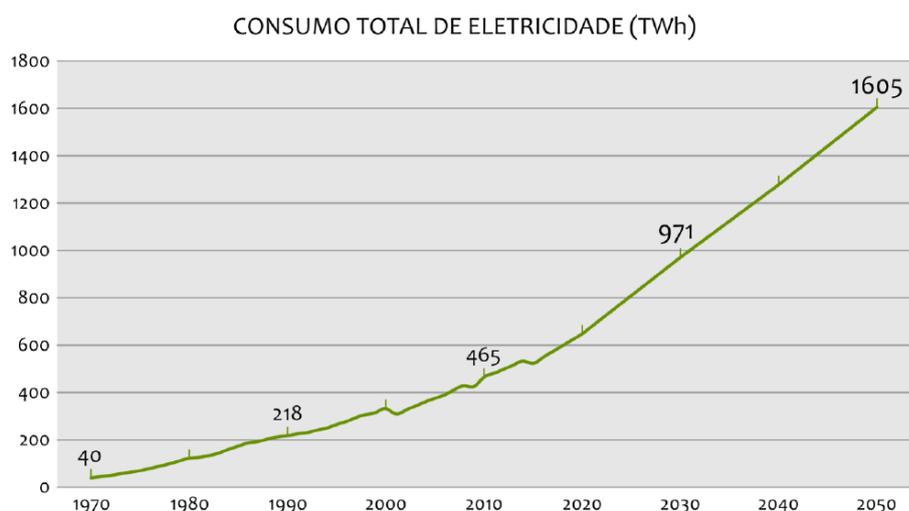
De acordo com Pereira e outros (2017), a participação das hidroelétricas na matriz elétrica brasileira torna o sistema elétrico brasileiro singular no que tange aos aspectos de impactos ambientais e emissões de gases de efeito estufa. Porém, assim como todas as fontes renováveis de energia, a hidroeletricidade está sujeita à influência de fatores climáticos. Em períodos de seca, a energia armazenada (representada pelo nível de água acumulada no reservatório) pode atingir valores críticos sob o ponto de vista de segurança energética, induzindo o crescimento do risco ao sistema energético e acarretando elevação dos preços da energia no país.

Além disso, a dependência brasileira da geração de energia proveniente de fontes hidráulicas traz consigo impactos ambientais e sociais inerentes à atividade. Como exemplo é possível citar o alagamento de grandes áreas, que implicam na remoção de populações ribeirinhas e indígenas, emissões de metano, alteração do ciclo hidrológico e danos ao equilíbrio ecossistêmico local. (PEREIRA *et al.*, 2017).

Outro fator preocupante é a intensa utilização das usinas termelétricas de fontes não renováveis (como óleo, carvão e gás natural) para suprir a energia necessária ao crescimento do país. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME) as usinas termelétricas foram responsáveis por 25,97% de toda a eletricidade produzida em 2015, em parte devido ao baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas entre 2011 e 2015. Em consequência, as emissões de carbono na geração de energia elétrica no período analisado subiram de 82 para 137 kgCO<sub>2</sub>/MWh, além do custo adicional nas tarifas de energia. (BRASIL, 2016).

Com base na série histórica do consumo de eletricidade no Brasil, o Ministério de Minas e Energia prevê um crescimento da demanda de eletricidade na ordem de 200% para os próximos 30 anos, conforme apresentado no Gráfico 2. (PEREIRA *et al.*, 2017).

**Gráfico 2 - Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020-2050**



Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017 *apud* PEREIRA *et al.*, 2017

Pereira e outros (2017) afirmam que devido às características de suscetibilidade do recurso hídrico em conjunto com o crescimento da demanda de eletricidade, a diversificação das fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira é necessária para aproveitamento das fontes de energia que causem baixo impacto ao meio ambiente. Aliados à necessidade de diversificar as fontes de energia, existem ainda os compromissos apresentados pelo Brasil às Nações Unidas para redução de emissão de gases do efeito estufa. Entre seus compromissos, que foram ratificados em reunião na ONU realizada em setembro de 2016, o país incluiu a meta de alcançar 45% de participação de fontes renováveis de energia na matriz energética e elevar para 33% a participação das fontes renováveis não hidráulicas.

Considerando os aspectos mencionados, o planejamento do setor energético como ferramenta de apoio na formulação de políticas públicas específicas é de suma importância para garantir o atendimento da demanda crescente de energia. Além disso, o planejamento energético também é necessário para assegurar o abastecimento de energia ao menor custo, com o menor risco de desabastecimento e com os menores impactos socioeconômicos e ambientais. (PEREIRA *et al.*, 2017).

Zilles (2011) e Tiepolo (2015) citados por Pereira e outros (2017) acreditam que o acompanhamento da curva de carga do sistema elétrico é instrumento importante do planejamento energético. Através dela é possível analisar o comportamento da demanda solicitada no sistema elétrico e verificar quais futuros investimentos serão necessários nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Estudos apontam que grande parte da demanda de energia elétrica ocorre durante o horário comercial, consequência das necessidades de climatização de ambientes e da crescente participação dos setores de prestação de serviços e comércio nas atividades econômicas do país. O período de maior demanda de eletricidade coincide com o período de maior disponibilidade do recurso solar, o que torna esse recurso energético uma opção natural.

O Brasil possui a maior parte de seu território localizado entre a linha do equador e o trópico de capricórnio, sendo favorecido com abundante incidência de radiação solar ao longo do ano. Devido ao fenômeno físico denominado efeito fotovoltaico, é possível a conversão direta da energia contida na radiação solar em energia elétrica. Assim, através da fácil integração dos módulos fotovoltaicos com as

edificações, a energia elétrica pode ser produzida no próprio local de consumo, sem ruídos e sem emissão de gases ou resíduos poluentes.

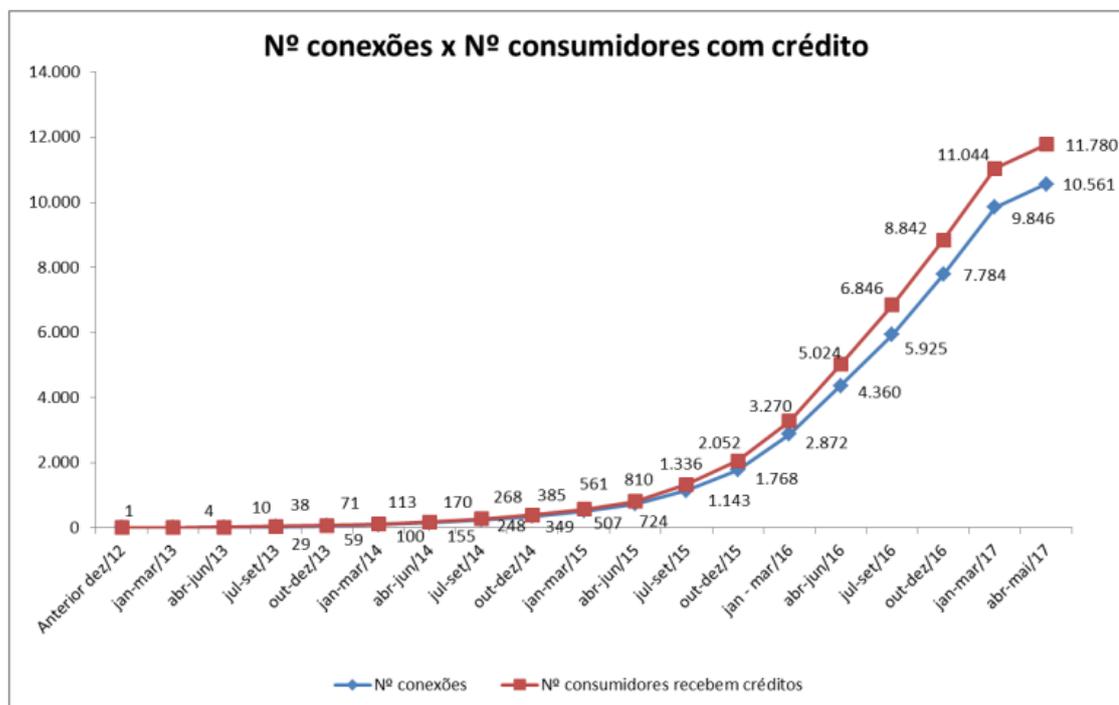
A utilização dos sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica no Brasil foi incentivada, principalmente, pela Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2012). A REN 482/2012 estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração (potência instalada até 75Kw) e minigeração distribuída (potência instalada acima de 75Kw) aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Através dela, foi adotado o mecanismo de compensação de energia, em que uma central geradora de energia elétrica que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, pode ser conectada na rede elétrica pública através da unidade consumidora e injetar o excedente de energia ativa na rede elétrica, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa. Para compensação dos créditos de energia, a REN 482/2012 estabeleceu o prazo de 36 meses, mas esse prazo foi alterado pela REN 687/2015 para 60 (sessenta) meses.

Também através da REN 687/2015, a ANEEL revisou a regulamentação e estendeu a abrangência dos telhados solares para os conceitos de condomínio, consórcio, cooperativa e também autoconsumo remoto. Desta forma, quem mora em apartamento e não tem um telhado para instalação de um sistema de energia fotovoltaica pode gerar eletricidade solar em outro local (por exemplo numa chácara ou casa de praia de sua propriedade) e utilizar os créditos de energia gerados em seu apartamento na cidade, desde que dentro da área de concessão da distribuidora. Além disso, pode-se constituir um condomínio, cooperativa ou consórcio e instalar um gerador comunitário em local distinto do ponto de consumo de qualquer dos condôminos, cooperativados ou consorciados. (PEREIRA *et al.*, 2017).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2017), após a publicação da REN 482/12, iniciou-se no país um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos, o qual começou a acelerar a partir de 2016. Os valores acumulados de conexões e consumidores que receberam os créditos de micro e minigeração distribuída até o dia 23/05/2017 são apresentados no Gráfico 3.

**Gráfico 3 - Número de micro e minigeradores até 23/05/2017**

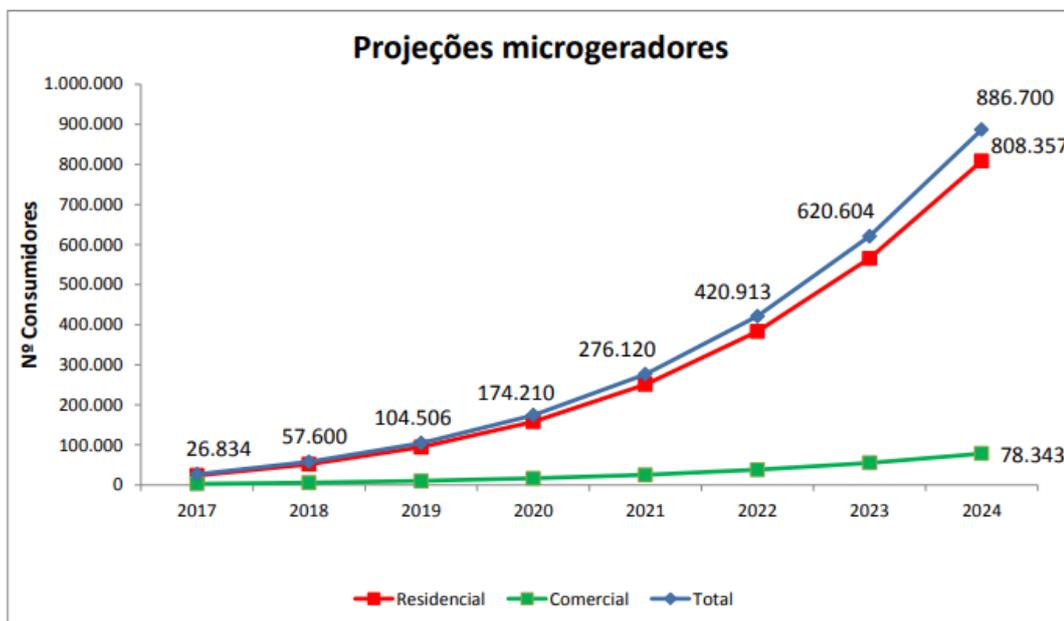


Fonte: AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017

O Gráfico 3 mostra que o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída no final de 2016 é 4,4 vezes superior ao registrado no final de 2015, sendo que a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações. Os dados indicam um crescimento acentuado no ano de 2017, mas ainda abaixo do potencial de expansão no país. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Sobre a participação dos diferentes consumidores, destacam-se as classes residencial, com 79,5% das instalações, e comercial, com 15% das instalações. A ANEEL (2017) destaca que, até o dia 23/05/17, não havia registro de nenhuma conexão de microgeração em condomínios e poucas na modalidade de geração compartilhada, as quais foram inovações trazidas pela REN nº 687/2015.

Estima-se que até 2024, com a flexibilização, terão sido instalados no Brasil mais de 886 mil geradores solares fotovoltaicos. O Gráfico 4 apresenta os resultados das projeções para os mercados residencial e comercial, indicando o número de consumidores que adotariam a microgeração por qualquer modalidade permitida, por ano. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

**Gráfico 4 - Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos**

Fonte: AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017

Torna-se evidente, portanto, o importante papel que a energia solar pode desempenhar na expansão da matriz elétrica brasileira, se apresentando como uma excelente opção para complementação de fontes convencionais já consolidadas.

Neste contexto, e tendo em vista o crescimento acentuado do uso da tecnologia no país, é essencial que seja estudada a viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos, adaptada às condições e às necessidades de cada consumidor.

## **CAPÍTULO 2**

### **OBJETIVOS**

#### **2.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é analisar a viabilidade econômica da instalação de um sistema de energia fotovoltaica conectada à rede em uma residência unifamiliar.

#### **2.2 Objetivos Específicos**

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) Abordar o princípio básico de funcionamento de um sistema de energia fotovoltaica e apresentar as tecnologias disponíveis;
- b) Estudar as variações da radiação solar no Brasil;
- c) Apresentar os principais componentes dos sistemas de energia fotovoltaica, especialmente os conectados à rede elétrica;
- d) Apresentar as técnicas de análise de viabilidade econômica de um projeto;
- e) Analisar através de um estudo de caso a viabilidade econômica da instalação do sistema de energia fotovoltaica conectado à rede em uma residência unifamiliar, na cidade de Belo Horizonte, levando em conta as técnicas apresentadas.

### **CAPÍTULO 3**

### **METODOLOGIA**

A metodologia utilizada foi uma pesquisa bibliográfica associada a um estudo de caso. O trabalho foi realizado em quatro etapas.

Na primeira etapa foi feita a revisão bibliográfica sobre a energia fotovoltaica, apresentando como se dá o efeito fotovoltaico e os tipos de células solares disponíveis. Nessa etapa também foi estudado a variação da irradiação solar no planeta e como a localização do Brasil favorece o aproveitamento energético do recurso solar. Foram estudadas, ainda, as classificações dos sistemas fotovoltaicos, seus componentes básicos e o método para dimensionamento dos principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Finalizando a primeira etapa, foi estudado o custo da geração de energia elétrica no Brasil e apresentadas as técnicas de análise de viabilidade econômica de um projeto.

Na segunda etapa foram definidos os dados referentes ao consumo de energia elétrica, ao investimento e à instalação do sistema de geração de energia fotovoltaica conectado à rede em uma residência unifamiliar na cidade de Belo Horizonte, objeto do estudo de caso. Através dos dados definidos, foram dimensionados os principais componentes do sistema e calculados os parâmetros para a análise financeira.

Na terceira etapa os resultados obtidos através do estudo de caso foram analisados, aliados aos métodos de análise de viabilidade econômica apresentadas.

Na quarta e última etapa foi feita uma conclusão acerca do estudo realizado.

## CAPÍTULO 4

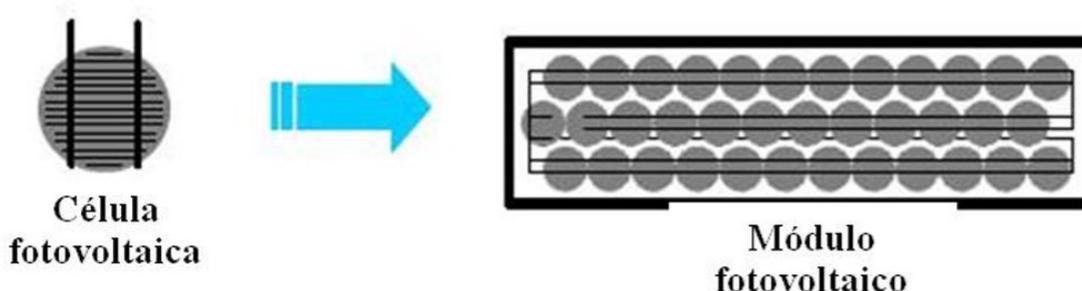
### REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 4.1 Efeito Fotovoltaico

Maycock (1981) e Treble (1991) citados por Jannuzzi, Varella e Gomes (2009), definem um sistema fotovoltaico como um conjunto integrado de módulos fotovoltaicos e outros componentes, projetado para converter a energia solar em eletricidade.

O princípio físico de funcionamento dos módulos fotovoltaicos é denominado efeito fotovoltaico (foto = luz; volt = eletricidade). A conversão da radiação solar em energia elétrica é obtida utilizando-se células solares ou células fotovoltaicas, material semicondutor que compõe os módulos, conforme mostra a Figura 1. (JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009, p. 6).

**Figura 1 - Célula fotovoltaica e módulo fotovoltaico**



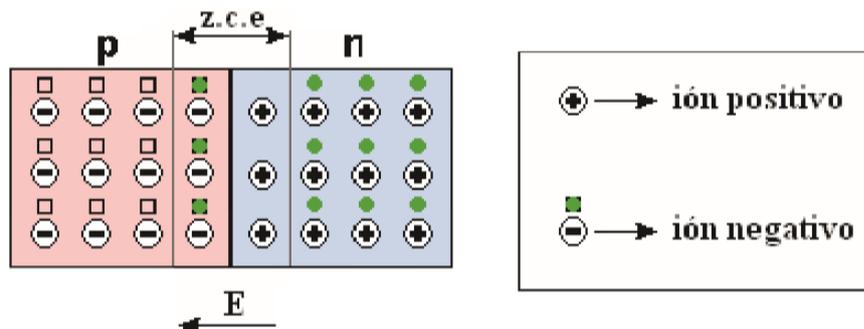
**Fonte: FLORIDA SOLAR ENERGY CENTER, 1999 *apud* JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009**

Os semicondutores se caracterizam pela presença de bandas de energia, sendo uma banda em que é permitida a presença de elétrons, chamada de banda de valência, e outra banda totalmente “vazia”, chamada de banda de condução. Os átomos do Silício, o semicondutor mais utilizado, se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao adicionarem-se átomos de Fósforo, que possui cinco elétrons de ligação, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará “sobrando”, fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. Diz-se

então que o fósforo é um dopante doador de elétrons, denominado dopante *n* ou impureza *n*. (OLIVEIRA, 2007, p. 10-11).

Os cristais do tipo-p e do tipo-n são produzidos dependendo dos dopantes doadores de elétrons (tipo-n) ou receptores (tipo-p). O uso dos dopantes representa, na verdade, o controle das propriedades elétricas nos semicondutores. Será formado o que se chama de junção *pn* se, partindo de um Silício puro, forem introduzidos átomos de Boro em uma metade e de Fósforo na outra. Na junção *pn* os elétrons livres do lado *n* passam ao lado *p*, onde encontram os buracos que os capturam. O acúmulo de elétrons no lado *p*, torna-o negativamente carregado e a redução de elétrons do lado *n*, o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p*. Esta região onde se tem o campo elétrico gerado pelos elétrons dos dopantes é chamada região de depleção, ou zona de carga espacial (z.c.e.), conforme mostra a Figura 2. (OLIVEIRA, 2007, p. 11).

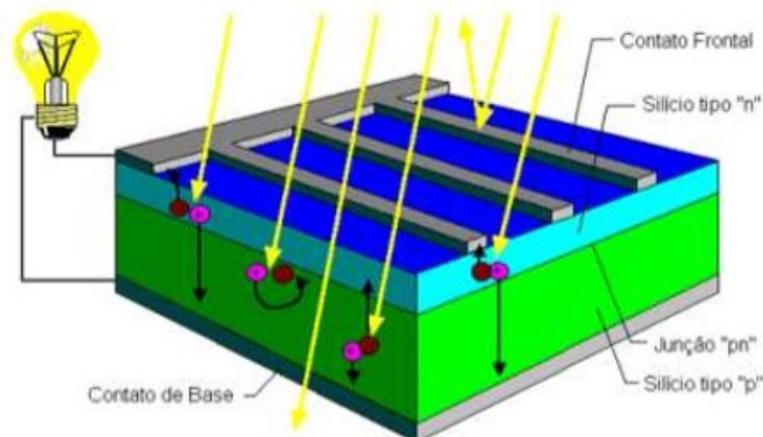
**Figura 2 - Região de depleção ou zona de carga espacial (z.c.e.)**



Fonte: OLIVEIRA, 2007

Oliveira (2007, p. 11-12) afirma que, se uma junção *pn* for exposta a fótons com energia suficiente para superar a barreira, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando uma corrente através da junção. O efeito fotovoltaico é a diferença de potencial que se origina através deste deslocamento de cargas, fazendo com que haja circulação de elétrons se as duas extremidades do “pedaço” de Silício forem conectadas por um fio, conforme mostra a Figura 3. Esta é a base do funcionamento das células solares.

**Figura 3 - Célula solar**



Fonte: OLIVEIRA, 2007

## 4.2 Tecnologias disponíveis

De acordo com Oliveira (2007, p. 13), dependendo do material semicondutor, existem diferentes processos de fabricação e vários tipos de células solares. A maioria das células solares são fabricadas usando o Silício e podem ser constituídas de cristais monocristalinos e policristalinos.

O Silício Monocristalino (m-Si) é a tecnologia mais antiga no mercado e de maior eficiência (16-22%). Porém, a obtenção desse tipo de silício é mais cara do que a do silício poli cristalino. Para fabricação de uma célula fotovoltaica desse grupo é necessário que o silício tenha 99,9999% de grau de pureza. O alto rigor do processo de fabricação resulta em elevados custos de produção, fazendo com que este tipo de silício seja usado somente em aplicações que necessitem de alta eficiência. (NOGUEIRA, 2016, p. 11).

As células de Silício Poli cristalino (p-Si), também conhecido como silício multicristalino, apresenta menor eficiência em relação ao m-Si, na faixa de 15-18%. No entanto, por exigirem um processo de preparação menos rigoroso, as células de p-Si são mais baratas que as células de Silício Monocristalino. (BRAGA, 2008, p. 22).

Existem disponíveis no mercado, ainda, módulos fotovoltaicos de filme fino, que são fabricados a partir de silício amorfo (Si-a), disseleneto de cobre-indio (CIS) e

telureto de cádmio (CdTe). As eficiências das células fotovoltaicas de filmes finos podem ser verificadas na Tabela 1. (JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009, p. 8).

**Tabela 1 - Eficiências das células fotovoltaicas de filmes finos**

<b>Tipo de Célula</b>	<b>Eficiências (%)</b>
Silício Amorfo (Si-a)	5% <sup>(1)</sup> - 9,5% <sup>(2)</sup>
Disseleneto de cobre-indio (CIS)	7% <sup>(1)</sup> - 19,2% <sup>(2)</sup>
Telureto de cádmio (CdTe)	8% <sup>(1)</sup> - 16,5% <sup>(2)</sup>

**Fonte: (1) ASIF; (2) PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS, 2008 *apud* JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009, p. 8**

De acordo com Nogueira (2016, p. 11), o silício amorfo (a-Si) é obtido pela deposição de uma fina camada de silício sobre vidro ou metal e é bem mais barato do que os outros dois citados.

Como os processos de produção do silício amorfo possibilitam que estes filmes finos sejam depositados sobre substratos de baixo custo (como vidro, aço inox e alguns plásticos), foram desenvolvidos módulos solares que são flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes, com superfícies curvas, que estão ampliando o mercado fotovoltaico por sua maior versatilidade. A sua aparência estética mais atraente tem possibilitado aplicações arquitetônicas diversas, substituindo materiais de cobertura de telhados e fachadas em instalações integradas ao ambiente construído. (RÜTHER, 2004, p. 24).

Também na forma de filmes finos, são encontrados no mercado os módulos de Telureto de cádmio (CdTe), material utilizado há mais de uma década para aplicações em calculadoras. Seus módulos, normalmente sob a forma de placas de vidro num tom marrom/azul escuro, apresentam também um atrativo estético nas aplicações integradas a edificações. (RÜTHER, 2004, p. 26).

Dadalto (2008, p. 11) afirma que as células de CdTe são mais baratas que as células de silício cristalino e mais eficientes que as de silício amorfo. No entanto, possuem algumas desvantagens, como a baixa disponibilidade e a toxicidade do cádmio que, como o mercúrio, pode se acumular na cadeia de alimentos.

De acordo com Rüter (2004, p. 27), outro forte concorrente no mercado fotovoltaico em aplicações integradas a edificações é a família dos compostos

baseados no disseleneto de cobre e índio (CuInSe<sub>2</sub> ou CIS) e no disseleneto de cobre, gálio e índio (Cu(InGa)Se<sub>2</sub> ou CIGS). Isto se deve principalmente por seu potencial de atingir eficiências relativamente elevadas, apresentando o melhor rendimento fotovoltaico dentre os filmes finos comercialmente disponíveis.

Assim como os painéis solares de Silício Amorfo e de Telureto de cádmio, os painéis de CIS e CIGS apresentam uma ótima aparência estética e estão surgindo no mercado com grandes superfícies, encontrando aplicações arquitetônicas diversas. (RÜTHER, 2004, p. 27).

Rüther (2004, p. 27) afirma que, dentre os diversos semicondutores utilizados para a produção de células solares fotovoltaicas, destacam-se por ordem decrescente de maturidade e utilização o silício cristalino, o silício amorfo hidrogenado, o telureto de cádmio (CdTe) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre (gálio) e índio (CuInSe<sub>2</sub> e Cu(InGa)Se<sub>2</sub>). Alguns elementos são ou altamente tóxicos (Cd, Se, Te), ou muito raros (Te, Se, Ga, In, Cd), ou ambos, o que inicialmente se mostrou um obstáculo considerável ao uso mais intensivo destas tecnologias.

Convém mencionar que, com relação à toxicidade, lâmpadas fluorescentes (contém mercúrio) e telas de computador (contém chumbo) são classificados da mesma maneira, devendo ser descartados de forma apropriada. O mesmo deverá ocorrer com painéis solares de CdTe, CIS e CIGS. Por outro lado, o silício é o segundo elemento mais abundante na superfície de nosso planeta e é 100 vezes menos tóxico que qualquer um dos outros elementos citados acima. (HAMMOND; SHAH, 1992 *apud* RÜTHER, 2004, p. 20-21).

## **4.3 Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico**

### ***4.3.1 Distribuição da radiação solar na superfície terrestre***

Levando em consideração a escala de tempo da vida no planeta Terra, a energia proveniente do Sol não é renovável, mas uma fonte inesgotável. O Sol é uma estrela de tamanho médio e emite uma taxa de energia aproximadamente constante há bilhões de anos, com uma potência atual da ordem de  $3,86 \times 10^{26}$  watts (W). A energia irradiada por ele é consequência das reações de fusão nuclear dos

átomos de Hidrogênio (representam cerca de 75% da composição do Sol) para formar Hélio (cerca de 25% da composição do Sol). (PEREIRA *et al.*, 2017).

De acordo com Pereira e outros (2017), a energia irradiada pelo Sol cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético, alimentando todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos, sejam eles naturais ou artificialmente desenvolvidos, com aplicação do conhecimento científico e tecnológico produzido pela sociedade. A fotossíntese (produção de biomassa), o ciclo hidrológico (evaporação/ precipitação), a dinâmica da atmosfera e oceanos (ventos e correntes oceânicas) são exemplos dos processos naturais com os quais estamos interagindo de forma rotineira. Já o aquecimento solar, a geração de eletricidade e a climatização de ambientes exemplificam os processos e tecnologias produzidos pelo desenvolvimento científico e tecnológico.

Para fins de análise, a irradiância solar ( $W/m^2$ ) que incide na superfície terrestre pode ser decomposta em planos. No plano horizontal, a radiação global consiste na soma das componentes direta e difusa, enquanto que num plano inclinado, além das duas componentes citadas, é acrescida de uma parcela refletida na superfície e nos elementos do entorno. (BRASIL, 2018, p. 130-131).

Para o aproveitamento fotovoltaico, a irradiação de maior interesse é a que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, denominada Irradiação Global Horizontal. A Irradiação Global Horizontal é composta pela Irradiação Difusa Horizontal - parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera - e pela Irradiação Direta Normal - parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. A principal parcela em dias nublados é da Irradiação Difusa Horizontal, enquanto que em dias claros prevalece a Irradiação Direta Normal. (BRASIL, 2012, p. 3).

Dada sua variação ao longo do dia, do ano, e de acordo com a localidade, o recurso solar não pode ser considerado como constante. Grande parte destas variações se deve à geografia terrestre e seus movimentos astronômicos de rotação e translação, os quais possibilitam certa previsibilidade do recurso. Entretanto, estas variações são acentuadas diariamente em função de fenômenos climáticos, como a formação de nuvens, que são mais difíceis de prever. (BRASIL, 2018, p. 131).

A Terra, ao realizar o movimento de translação determina um plano, denominado de plano da eclíptica, ou plano da órbita da Terra ao redor do Sol. Por

sua vez, o movimento de rotação é realizado em torno de um eixo que possui uma inclinação fixa de  $23,45^\circ$  em relação à perpendicular do plano da eclíptica, ocasionando a mudança das estações ao longo do ano. Dessa forma, os dias são mais longos e o sol mais alto no céu entre os equinócios, nos meses de setembro e março no hemisfério sul. (BRASIL, 2018, p. 131).

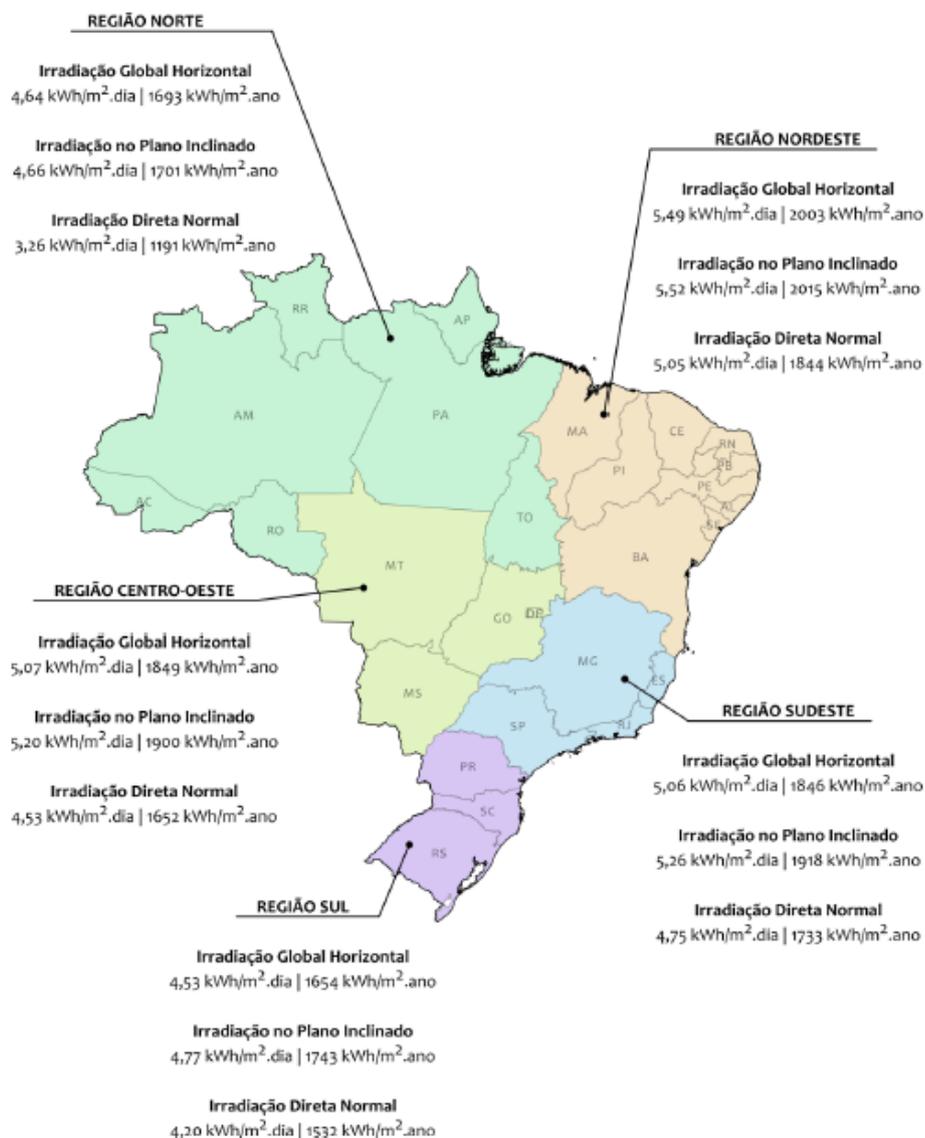
Com o Sol mais baixo no céu, sua energia é espalhada sobre uma área maior, sendo, conseqüentemente, mais fraca a incidência por unidade de área. Significa dizer que a irradiância solar varia de acordo com o ângulo de incidência dos raios solares. Dessa forma, regiões próximas à linha do equador apresentam menor variação da irradiação ao longo do ano. Já localidades em grandes latitudes apresentam os maiores valores de irradiação em meses do verão e durante o inverno apresentam os menores, de modo que a energia anual total recebida seja menor nas maiores latitudes. Verifica-se, portanto, que dado o movimento do Sol, a irradiação varia ao longo do ano em cada localidade, sendo mais acentuada esta variação quanto maior a latitude do local. (BRASIL, 2018, p. 131).

#### **4.3.2 Radiação solar no Brasil**

O Brasil está situado quase que totalmente na região de incidência mais vertical dos raios solares, limitada pelos Trópicos de Câncer e de Capricórnio. Esta condição propicia elevados índices de incidência da radiação solar em quase todo o território nacional, inclusive durante o inverno. Isto confere ao país condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar. (BRASIL, 2018, p. 133).

A Figura 4 apresenta o valor médio anual do total diário de irradiação solar para as cinco regiões brasileiras. As regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentam totais diários próximos para a irradiação global horizontal em torno de  $5,07 \text{ kWh/m}^2$ . Já a região Nordeste apresenta o maior potencial solar, com valor médio do total diário da irradiação global horizontal de  $5,49 \text{ kWh/m}^2$ . A irradiação global média no plano inclinado na região Centro-Oeste apresentou total diário de  $5,20 \text{ kWh/m}^2$ , enquanto na região Sudeste apresentou  $5,26 \text{ kWh/m}^2$ . (PEREIRA *et al.*, 2017).

**Figura 4 - Síntese dos níveis de irradiação solar por região**



Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017, p. 67

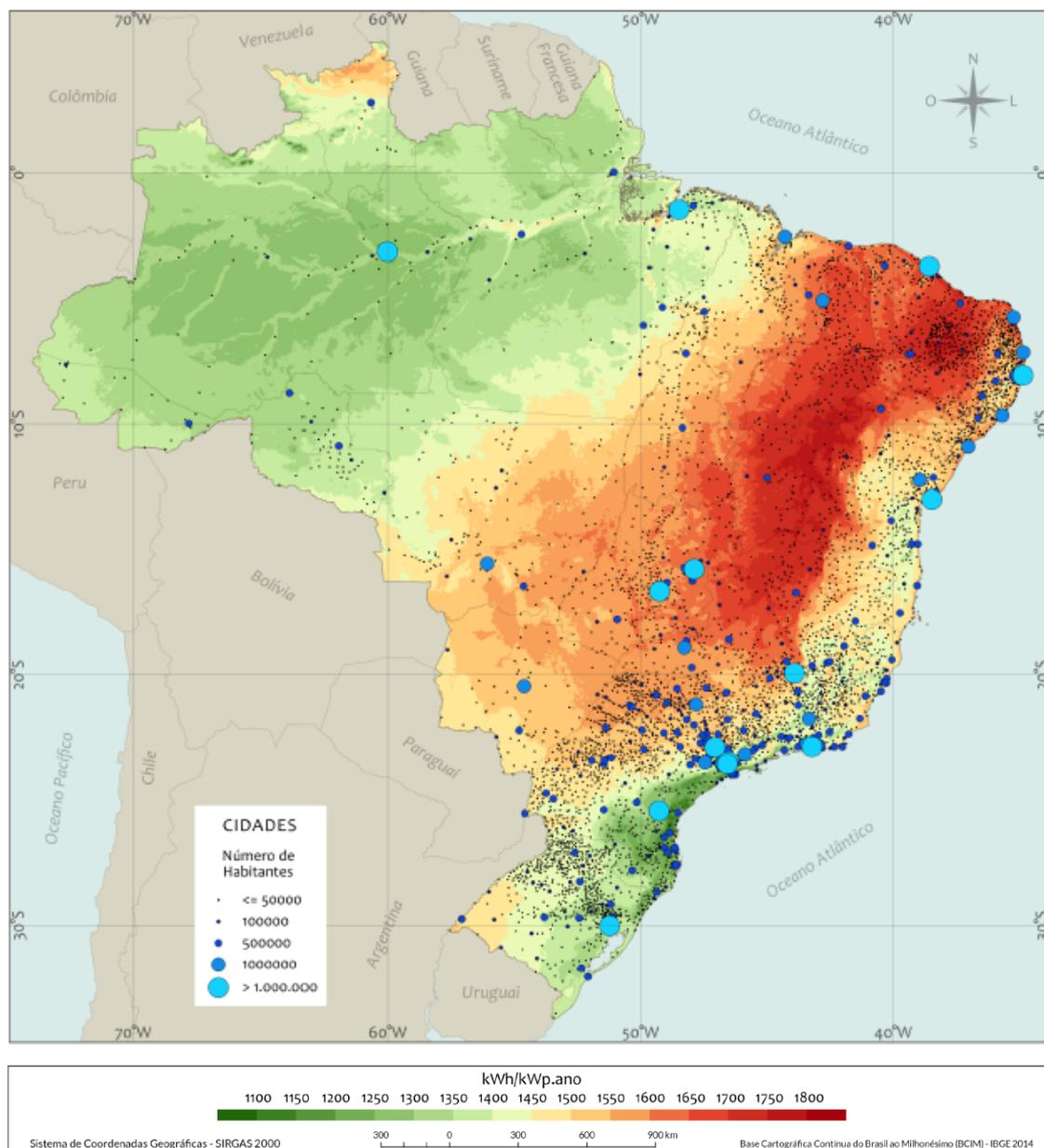
As características climáticas da região Norte justificam os valores relativamente mais baixos da irradiação solar, onde a nebulosidade frequente reduz a irradiância solar que incide na superfície. Com isso, a irradiação direta normal fica inferior à de todas as outras regiões do país e a irradiação global média nos planos horizontal e inclinado apresenta valores próximos aos obtidos para a região Sul. A média espacial da irradiação acumulada ao longo do ano também é apresentada na Figura 4. (PEREIRA *et al.*, 2017).

De acordo com Pereira e outros (2017), o Brasil possui um grande potencial de geração fotovoltaica de energia elétrica. No local menos ensolarado do Brasil, é

possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo. O mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades, é apresentado na Figura 5.

O mapa mostra o rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) em todo o território nacional. Este rendimento se refere tanto à usinas de grande porte centralizadas e instaladas em solo, como à geração fotovoltaica distribuída integrada em telhados e coberturas de edificações. A taxa de desempenho médio anual de 80% representa o desempenho de um gerador solar fotovoltaico bem projetado e instalado com equipamentos de boa qualidade e etiquetados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), adotada para simplificar a análise. Os círculos azuis espalhados pelo território brasileiro na figura representam a concentração populacional. (PEREIRA *et al.*, 2017).

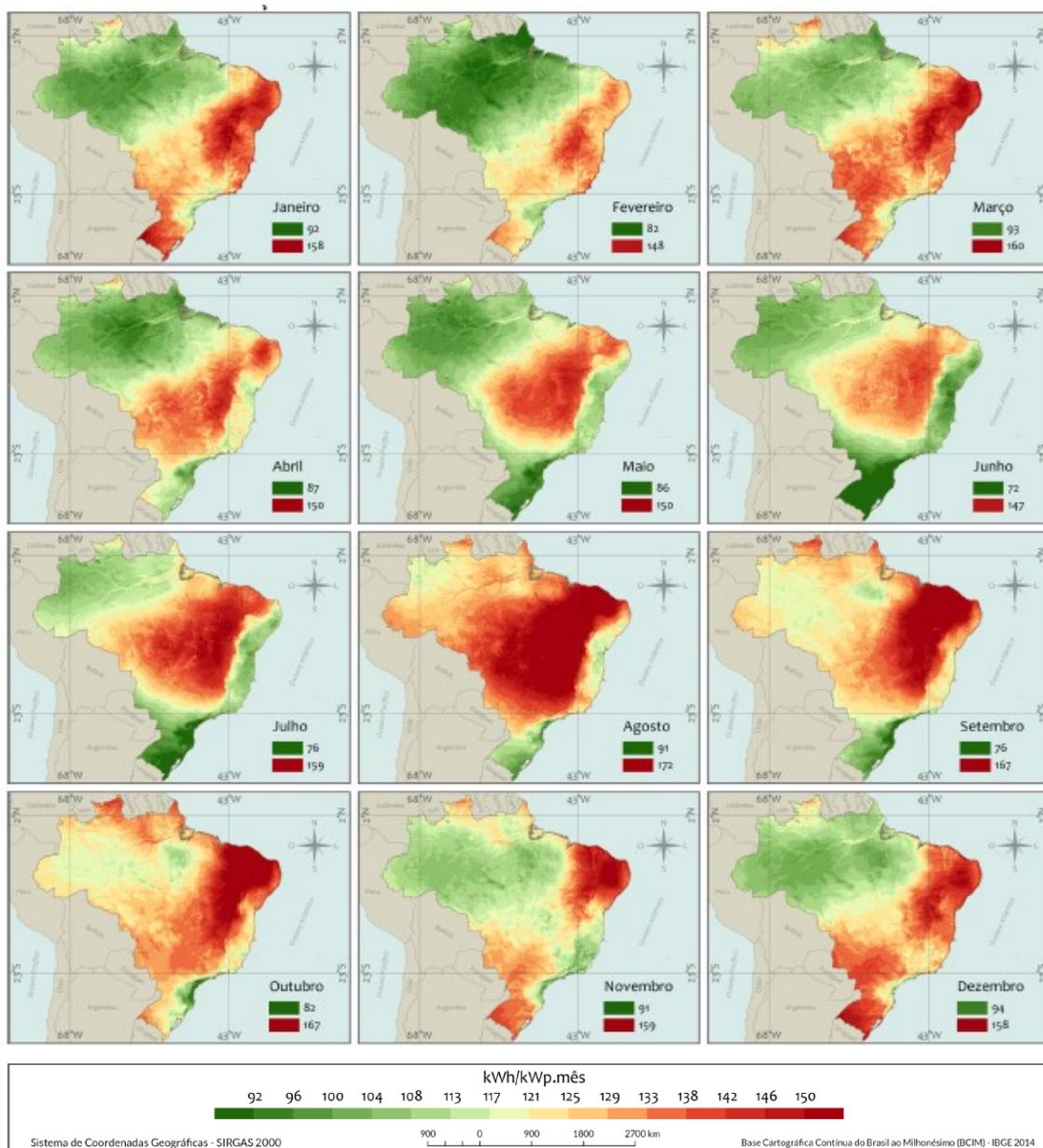
**Figura 5 - Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual do Brasil**



**Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017, p. 59**

A Figura 6 mostra a sazonalidade da distribuição deste potencial de geração em 12 mapas mensais, em termos de rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.mês no perfil de cores). É possível verificar como a distribuição da geração se comporta mês a mês em cada região, admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos. (PEREIRA *et al.*, 2017).

**Figura 6 - Sazonalidade do potencial de geração solar fotovoltaica para os 12 meses do ano**



**Fonte: PEREIRA et al., 2017, p. 60**

É importante notar que nos meses de verão, principalmente de dezembro a março, a geração é máxima nos estados do extremo Sul e Sudeste do Brasil. O período coincide com os máximos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para essas regiões. (PEREIRA et al., 2017).

### **4.3.3 Otimização do aproveitamento solar**

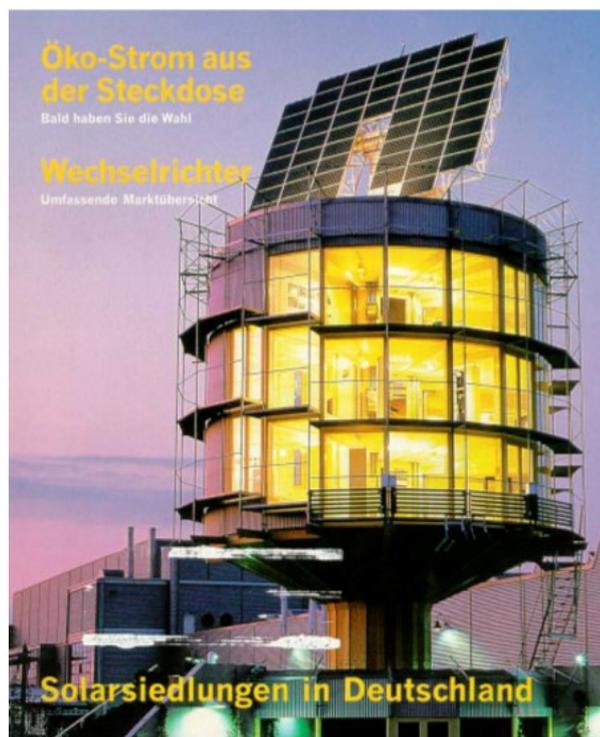
De acordo com Rüther (2004, p. 28), vários parâmetros podem afetar o rendimento do conjunto de módulos solares fotovoltaicos. O melhor aproveitamento da radia  o solar pode ser otimizado através da localiza  o geográfica da instala  o, bem como de sua inclina  o e orienta  o. Os efeitos da inclina  o e orienta  o dos painéis no rendimento do sistema dependem da razão entre a radia  o direta e difusa locais, bem como da reflexão dos arredores, que    característica do ambiente que circunda a instala  o.

O efeito da inclina  o dos coletores    mais relevante quanto maior a latitude. Usualmente, o ângulo considerado como ótimo    igual    latitude do local, orientado ao norte no hemisfério sul, e ao sul no hemisfério norte. Dessa forma, a superfície receptora fica perpendicular aos raios solares na média anual, fazendo com que a varia  o da irradia  o ao longo do ano seja atenuada, assim como maximizada a quantidade de energia incidente sobre tal superfície nesse período. (BRASIL, 2018).

O posicionamento em ângulo igual    latitude do local não   , no entanto, regra absoluta, embora considerado como ideal. Pode-se, por exemplo, orientar os coletores de aplica  o térmica ao ângulo maior que a latitude do local, que favoreça maximiza  o da irradia  o nos meses de inverno. Ainda quanto    inclina  o,    desejável que se empregue um ângulo mínimo de 10   nos projetos, mesmo em regiões próximas    linha do Equador, de forma a evitar o acúmulo de sujeira sobre os coletores, bem como para facilitar a limpeza natural por meio da chuva. (BRASIL, 2018).

Outra maneira de maximizar a irradia  o solar sobre uma superfície consiste na instala  o dos painéis em mecanismos e estruturas de seguimento de um ou dois eixos, acompanhando o movimento do sol. A Figura 7 mostra um sistema solar fotovoltaico integrado a uma edifica  o residencial projetada para otimizar a incidência solar sobre os módulos. A edifica  o gira sobre um eixo vertical e o conjunto de módulos tem inclina  o variável. Para uma grande variedade de orienta  es possíveis, pode-se atingir uma incidência de mais de 95% da radia  o máxima. (RÜTHER, 2004).

**Figura 7 - Sistema solar fotovoltaico integrado a uma edificação residencial**



Fonte: PHOTON, 1998 *apud* RÜTHER, 2004, p. 29

Esta afirmação é válida apenas para uma superfície livre de obstruções. Devem obviamente ser levados em consideração as situações onde ocorrerem obstáculos físicos, ou padrões climáticos diários ou sazonais anômalos. Além disto, fachadas voltadas para o leste ou oeste podem ter performance satisfatória mesmo quando instaladas em ângulos inclinados ou na vertical. Devido ao baixo ângulo do sol no início e final do dia, os rendimentos são da ordem de 60% em relação a uma orientação ótima. (SICK *et al*, 1996 *apud* RÜTHER, 2004, p. 29).

Outro parâmetro crítico que pode afetar o rendimento do conjunto de módulos solares fotovoltaicos é o sombreamento, uma vez que o conjunto apresenta performance ótima quando iluminado homoganeamente. Uma pequena sombra sobre uma das células, como a sombra projetada por uma antena, chaminé ou poste, pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema. Dada a característica construtiva da maioria dos módulos fotovoltaicos, em que as células solares individuais são conectadas em série, a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente (e, portanto, a potência) de operação de todo o conjunto. (RÜTHER, 2004, p. 29).

## 4.4 Classificação dos sistemas fotovoltaicos

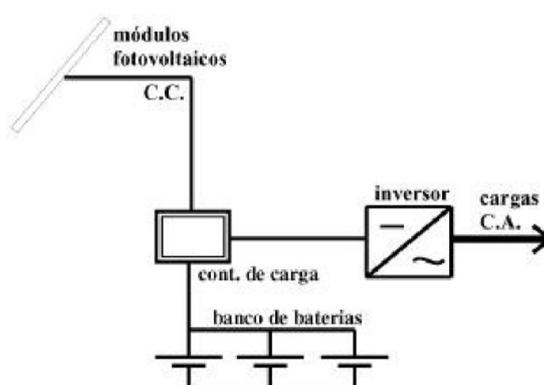
Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em dois grandes grupos: os sistemas isolados ou autônomos e os sistemas conectados à rede ou interligados.

### 4.4.1 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados são, geralmente, aplicados em locais distantes da rede elétrica comercial, fornecendo energia a estações repetidoras de telefonia celular, rádio comunicação, sinalização, bombeamento de água, eletrificação de cercas, telefonia móvel, iluminação e na composição de sistemas híbridos com óleo diesel e/ou eólico. (DEMONTI, 2003).

Os principais componentes do sistema fotovoltaico isolado são os módulos fotovoltaicos, bateria, controlador de carga e inversor de corrente elétrica. A bateria é responsável por armazenar a energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos, podendo ser utilizada na ausência de sol ou quando o consumo é superior à geração. Entre os módulos e a bateria é utilizado o controlador de carga, que tem como objetivo evitar as sobrecargas e descargas profundas nas baterias. Já o inversor é responsável por converter a energia elétrica gerada em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), permitindo a utilização de eletrodomésticos com cargas convencionais. O esquema de funcionamento do sistema fotovoltaico isolado é ilustrado na Figura 8. (VARELLA, 2009).

**Figura 8 - Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico isolado**



Fonte: CAMARGO; SILVA; APOLINÁRIO, 2003

#### **4.4.2 Sistemas Interligados à rede**

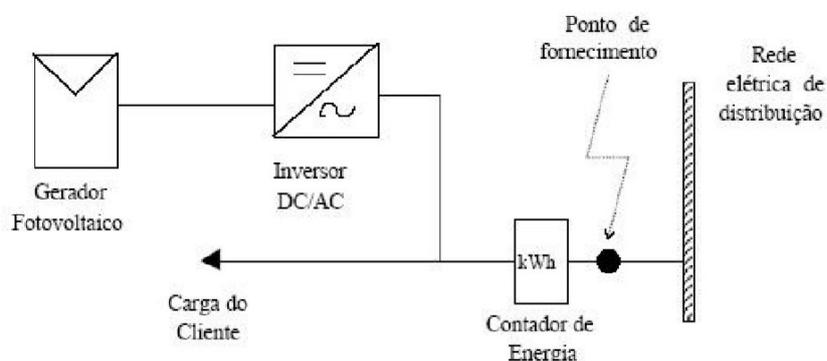
Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são aqueles em que o arranjo fotovoltaico atua como fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado. Existem basicamente dois tipos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: o sistema fotovoltaico centralizado e o sistema fotovoltaico distribuído. O primeiro é representado pelas grandes centrais fotovoltaicas que geram grandes pacotes de energia de forma centralizada. O segundo gera a energia de forma descentralizada, junto ao ponto de consumo, podendo ser instalado de forma integrada ao telhado ou à fachada de uma edificação. (RODRÍGUEZ, 2002). Serão objeto deste estudo apenas os sistemas de geração distribuída.

No que tange à operação destas instalações, é importante ter o entendimento do sistema de compensação regulamentado. No Brasil é adotado o Sistema de Compensação de Energia estabelecido em 2012 pela Resolução Normativa ANEEL número 482 e revisada em 2015 pela Resolução Normativa ANEEL número 687. No Sistema de Compensação de Energia toda a energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico de uma unidade consumidora é injetada na rede da distribuidora local, sendo essa energia registrada pelo medidor. Do mesmo modo, quando a edificação consome mais energia do que a gerada pelo sistema fotovoltaico, o medidor registra o fluxo em seu sentido convencional. (PINHO; GALDINO, 2014).

Sendo assim, nos sistemas conectados à rede não é necessário fazer o armazenamento da energia excedente nem introduzir sistemas auxiliares para a produção de energia, uma vez que a rede elétrica comercial realiza o papel de “armazenar” o excedente e fornecer o déficit de energia elétrica. (DEMONTI, 2003).

De acordo com Varella (2009), os dois principais equipamentos pertencentes aos sistemas conectados à rede são os módulos fotovoltaicos e o inversor, que converte a energia elétrica gerada em CC para CA, adequada à conexão na rede de distribuição de energia. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta um esquema simplificado da configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

**Figura 9 - Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**

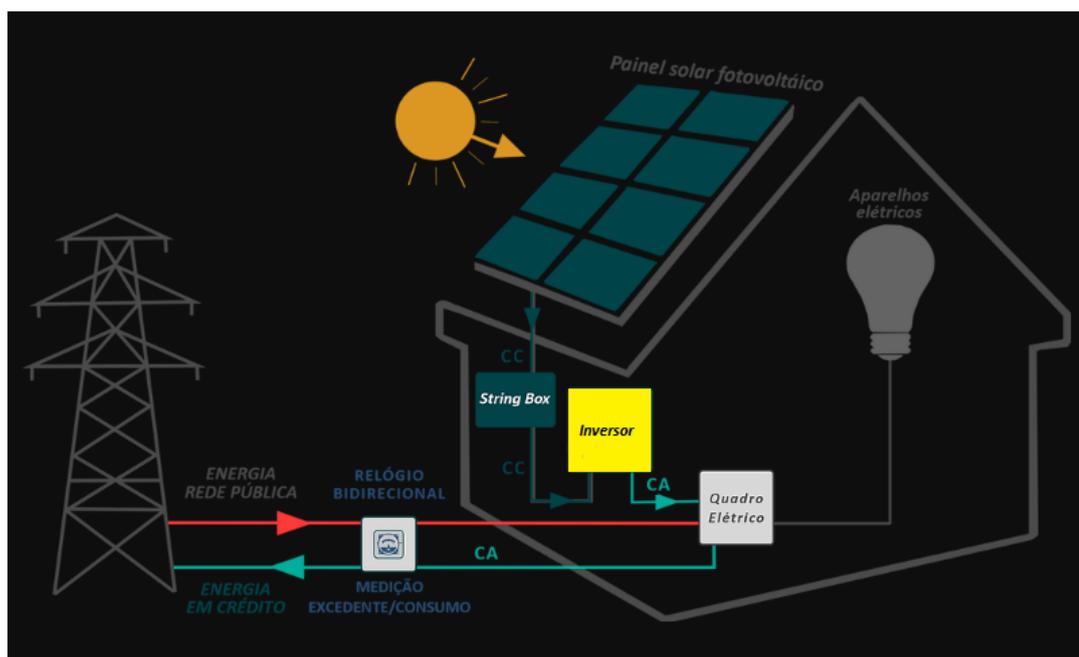


Fonte: ZUMARÁN, 2000 *apud* VARELLA, 2009, p. 22

#### **4.4.2.1 Componentes da Instalação**

A Figura 10 apresenta um esquema da configuração mais simples de um sistema fotovoltaico conectado à rede. (RODRÍGUEZ, 2002). Serão apresentados a seguir, de maneira sucinta, os aspectos funcionais mais relevantes dos principais componentes.

**Figura 10 - Diagrama esquemático apresentando os principais componentes do sistema fotovoltaico conectado à rede**

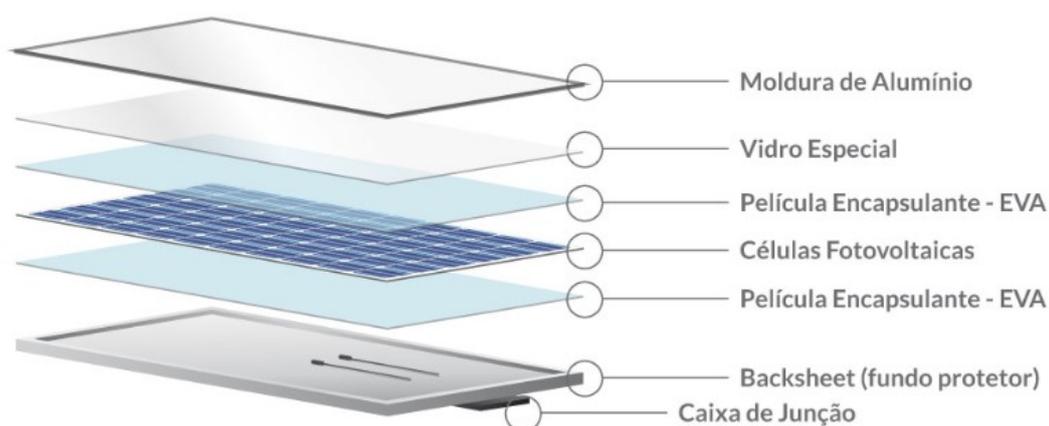


Fonte: Adaptado de ALLGREEN, 2020

A transformação de energia luminosa em energia elétrica se dá nos módulos fotovoltaicos através de células de material semicondutor, capazes de produzir corrente elétrica quando expostas à luz solar. Para sua aplicação prática, os valores de tensão e corrente necessários são obtidos através de diferentes combinações de agrupamentos elétricos das células. Logo após, as células são encapsuladas entre materiais que as protegem do meio externo. (RODRÍGUEZ, 2002).

As células são o principal componente das placas solares fotovoltaicas, entretanto, os módulos utilizados em telhado são formados por vários outros componentes. O conjunto de células dentro da placa é conectado em série através da passagem de uma faixa condutora ultrafina, tecida de cima para baixo por cada uma delas, criando um circuito. Esse conjunto conectado de células é cuidadosamente vedado entre duas tiras de películas encapsulantes e colocado sobre um fundo protetor (backsheet). No fundo protetor, as placas são conectadas em série por meio da caixa de junção. Para proteger as células, é colocado por cima um vidro temperado de 3.2 mm, altamente resistente, antiaderente e antirreflexivo. Por fim, um quadro de alumínio emoldura a placa, conforme representado na Figura 11. (FONTES, 2018).

**Figura 11 - Composição do Módulo Fotovoltaico**



**Fonte: FONTES, 2018**

A potência dos módulos fotovoltaicos é expressa na unidade denominada Watt pico (Wp), específica da tecnologia solar fotovoltaica. Como a potência

produzida por um módulo fotovoltaico varia de forma diretamente proporcional à irradiação solar incidente, estipula-se que cada Wp instalado deverá entregar a potência de 1 W quando submetido às condições do padrão de medida Standard Test Conditions (STC), utilizadas por todos os fabricantes. As condições padrão do STC são irradiação de 1 kW/m<sup>2</sup>, temperatura da célula de 25°C e massa de ar de 1,5. (JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009, p. 16).

Uma vez que os módulos solares fotovoltaicos geram energia em corrente contínua, se faz necessário o uso de um equipamento eletrônico conhecido como inversor, ou conversor CC-CA. Através do inversor se obtém tensão em corrente alternada com as características necessárias (frequência, conteúdo de harmônicos, forma de onda, etc.) para satisfazer as condições impostas pela rede elétrica pública e possibilitar, assim, a interconexão à rede. (RÜTHER, 2004, p. 17).

Os cabos utilizados nos sistemas de energia fotovoltaica são normalmente resistentes à radiação ultravioleta e têm duplo isolamento. Eles devem suportar as temperaturas elevadas que são atingidas na região posterior dos módulos, muitas vezes até 50°C acima da temperatura ambiente. (RÜTHER, 2004, p. 17).

De acordo com Rüter (2004), as proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas tem a função de isolar o sistema de transientes de tensão indesejáveis. Componentes eletrônicos como o sistema inversor necessitam de proteção contra estes surtos de tensão, enquanto os módulos fotovoltaicos modernos apresentam uma elevada tolerância a picos de tensão. Tais componentes de proteção, como disjuntores e dispositivos de proteção contra surto, são normalmente instalados nas caixas de conexão ou string box.

A estrutura onde serão montados os painéis fotovoltaicos deve suportar todas as cargas mecânicas e ventos, bem como as expansões e contrações térmicas. Sua vida útil deve ser equivalente à esperada para o arranjo fotovoltaico, que pode ser de aproximadamente 30 anos. (RÜTHER, 2004, p. 17).

Na Figura 12 é apresentado um painel fotovoltaico montado em telhado e na Figura 13 um painel montado em suporte com correção da inclinação.

**Figura 12 - Painel fotovoltaico montado em telhado**



Fonte: SOUZA, 2019, p. 55

**Figura 13 - Suporte com correção da inclinação**



Fonte: SOUZA, 2019, p. 57

A instalação elétrica de um sistema solar fotovoltaico integrado a uma edificação deve obedecer às mesmas normas técnicas específicas para instalações elétricas de baixa tensão. O fato de que um gerador fotovoltaico estará energizado sempre que sobre ele incidir luz e de que se trata de um circuito CC desde os painéis até o sistema inversor é, de forma geral, a única diferença envolvida na

instalação de um sistema fotovoltaico em relação a uma instalação elétrica convencional. Quanto ao aterramento, toda estrutura condutora que não for conduzir corrente deverá ser devidamente aterrada, devendo ser uma das primeiras medidas a ser efetivada numa instalação deste tipo. (RÜTHER, 2004, p. 40-41).

#### **4.4.2.2 Durabilidade e Manutenção do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**

De acordo com Varella (2009), os sistemas fotovoltaicos são bastante duráveis e precisam de pouca manutenção. A manutenção dos módulos requer basicamente verificar se não há projeção de sombras de objetos próximos em nenhuma parte dos módulos fotovoltaicos e se as ligações elétricas estão bem ajustadas e sem sinais de oxidação. Apesar da remoção de sujeira ser feita de maneira natural pela chuva, é recomendada também a limpeza periódica dos módulos com água e sabão neutro em locais de pouca pluviosidade ou se o sistema apresentar quedas de produção de energia.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o custo de operação e manutenção de um sistema de energia solar fotovoltaica não representa mais que 1% do custo do investimento inicial ao ano. (BRASIL, 2012).

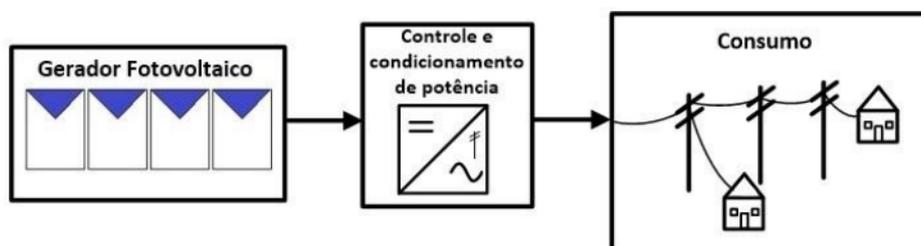
Quanto à durabilidade, a maioria dos inversores comerciais possuem entre 10 e 12 anos de vida útil e, após esse período, o inversor deve ser substituído. Já os módulos fotovoltaicos, possuem garantia de fábrica de 10 anos no equipamento e garantia de performance linear, mantendo 80,7% de sua capacidade em 25 anos. Esta degradação do rendimento dos módulos é dada pelo fabricante em valores anuais, sendo 2,5% para o primeiro ano de funcionamento e 0,7% para os anos consecutivos. (CASARIN, 2019).

#### **4.5 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o ajuste entre a energia radiante do sol recebida pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica. O projeto envolve a orientação dos módulos, a disponibilidade de área, a estética, a disponibilidade do recurso solar, entre outros fatores. (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 14 mostra os blocos básicos de um sistema fotovoltaico, que são a geração e os equipamentos de controle e condicionamento de potência que, no caso dos sistemas fotovoltaicos conectado à rede, se restringe ao inversor. O projetista dimensiona ou especifica cada um destes blocos e os demais componentes necessários à operação segura e confiável de cada subsistema em particular, partindo de dados meteorológicos e de uma boa estimativa da demanda a ser atendida. (PINHO; GALDINO, 2014).

**Figura 14 - Diagrama de blocos de sistemas fotovoltaicos: Microgeração conectada à rede**



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014, p. 299

De acordo com Pinho e Galdino (2014), as principais etapas do dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede são o levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação, a definição da localização, o levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica, o dimensionamento do gerador fotovoltaico e o dimensionamento do inversor.

#### **4.5.1 Avaliação do recurso solar**

Nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência, conhecidos como irradiância, ou valores de energia por unidade de área (com diversos períodos de integração), conhecidos como irradiação. Conforme mencionado anteriormente, a forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia. (PINHO; GALDINO, 2014).

Pinho e Galdino (2014) afirmam que um gerador fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura nos módulos, sendo a influência da irradiância solar muito mais significativa do que a da temperatura. Em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), a irradiância pode variar significativamente, especialmente em dias com nuvens. Já a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Uma vez que há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Pinho e Galdino (2014) explicam que:

Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m<sup>2</sup> (1.000 W/m<sup>2</sup>), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. (PINHO; GALDINO, 2014, p. 300).

Abaixo é apresentado um exemplo de cálculo do número de HSP para um caso em que a irradiação média diária é de 6 kWh/m<sup>2</sup>. (PINHO; GALDINO, 2014).

$$\text{HSP} = \frac{6 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 6 \text{ h/dia} \quad (1)$$

Um dos meios mais usuais para obtenção dos dados de irradiação no Brasil, a partir das coordenadas geográficas do local, é o programa SunData, do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). O programa foi atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição, que foi produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) (CCST/LABREN/INPE, 2017). De acordo com o CRESESB (2018), a base de dados de radiação solar disponibilizada pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar foi produzida a partir de um

total de 17 anos de imagens de satélite, desde 1999 até 2015. Através dos aprimoramentos na modelagem numérica e da série mais longa de dados satelitais foi possível reduzir as incertezas das estimativas da irradiância solar na superfície. Consequentemente, foi possível avaliar de forma mais fiel a variabilidade espacial e temporal da radiação solar incidente.

#### **4.5.2 Localização**

De acordo com Pinho e Galdino (2014), mesmo dentro de uma região com recurso solar uniforme, a escolha do local em que os painéis fotovoltaicos serão efetivamente instalados pode ser fator determinante de seu desempenho. A eficiência de um sistema fotovoltaico pode ser afetada pela integração com elementos arquitetônicos, pela presença de elementos de sombreamento ou de superfícies reflexivas próximas e também pela capacidade de trocar calor com o meio. Ao contrário das regiões isoladas, em que é mais provável que se encontrem superfícies livres, sem sombreamento e com fácil circulação de ar, nas instalações urbanas de telhado, por exemplo, o projetista tem menos liberdade no posicionamento dos painéis.

Para ter uma boa estimativa da radiação incidente no plano do painel, é necessário obter informações sobre os atuais e potenciais elementos de sombreamento e superfícies reflexivas próximas, inclusive o chão. Sendo assim, têm sido utilizados alguns programas de dimensionamento que permitem incorporar um modelamento 3D dos prédios e objetos vizinhos na simulação do desempenho do sistema, trazendo para o dimensionamento elementos da posição efetiva dos painéis. (PINHO; GALDINO, 2014).

Além dos aspectos como inclinação e orientação azimutal do painel, também são elementos importantes na escolha do local de instalação do painel fotovoltaico os aspectos estéticos, a resistência mecânica do telhado e do prédio e o efeito dos ventos. (PINHO; GALDINO, 2014).

### **4.5.3 Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica**

Dada a irradiação, é imprescindível o conhecimento do consumo da unidade consumidora analisada para o dimensionamento. Usualmente é considerado o histórico anual de consumo, podendo ser analisados para comprovação o consumo de 2 ou 3 anos anteriores à instalação, uma vez que o perfil de consumo é sazonal. Esses dados podem ser adquiridos a partir da fatura de energia elétrica disponibilizada pela concessionária de energia. (SOUSA, 2018).

### **4.5.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico e do inversor**

Para dimensionar a potência mínima do gerador fotovoltaico, que também pode ser considerada a potência mínima do inversor, deve-se levar em consideração o consumo de energia diário (E), a quantidade de Horas de Sol Pleno (HSP) e a taxa de desempenho do sistema.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a potência mínima do gerador fotovoltaico é definida pela Equação 2.

$$P_{FV} (W_P) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (2)$$

Onde:

$P_{FV} (W_P)$  - Potência do inversor ou potência do gerador;

E (Wh/dia) - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA}$  (h) - Média diária anual das HSP incidente no plano do painel fotovoltaico;

TD (adimensional) - Taxa de desempenho.

Pinho e Galdino (2014) afirmam que o desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (TD). A Taxa de Desempenho é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível.

Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado sistema fotovoltaico, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras. (PINHO; GALDINO, 2014, p. 329).

Nas condições de radiação solar encontradas no Brasil, em sistemas fotovoltaicos conectados à rede residenciais, bem ventilados e não sombreados, pode ser obtida uma Taxa de Desempenho entre 70 e 80 %. (PINHO; GALDINO, 2014).

De acordo com SIQUEIRA (2015), a quantidade de painéis utilizados ( $N_{\text{painéis}}$ ) varia em função da potência de cada painel ( $P_{\text{painel}}$ ). Levando em consideração o custo unitário e a área utilizada, recomenda-se a utilização de painéis comerciais de maior potência. Sendo assim, a quantidade de painéis a serem utilizados pode ser calculada pela Equação 3.

$$N_{\text{painéis}} = \frac{P_{\text{inversor}}}{P_{\text{painel}}} \quad (3)$$

Apesar das questões técnicas ou de desempenho, o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede normalmente é condicionado pelos recursos financeiros disponíveis para investimento e pela área disponível para sua instalação. (PINHO; GALDINO, 2014).

#### **4.6 Custo da geração de energia**

De acordo com Santos, Souza e Dalfior (2016), cada modelo de geração de energia exige características específicas que influenciam no custo de produção, e consequentemente, no valor final do serviço ao usuário. No Brasil, diversos valores de tarifas são aplicados, sendo levado em consideração o tipo de geração de eletricidade (hidráulica, biomassa, termoelétricas, etc.), quantidade de linhas de transmissão instaladas, duração dos períodos de estiagem e outras condições que contribuem para o aumento ou diminuição no custo desta geração.

A tarifa é definida considerando três custos distintos: a energia gerada, transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e encargos setoriais (tributos instituídos por leis que incidem sobre os custos da distribuição ou estão embutidos nos custos de geração e de transmissão). Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Os valores da Tabela 2 abaixo se referem às tarifas vigentes homologadas pela ANEEL de algumas concessionárias, para unidade consumidora de baixa tensão, expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora). As tarifas não contemplam tributos e outros elementos que fazem parte da conta de luz, tais como ICMS, PIS/PASEP e Cofins, Taxa de Iluminação Pública e o adicional de Bandeira Tarifária. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

**Tabela 2 - Tarifas vigentes de Concessionárias de Energia Elétrica**

<b>Distribuidora</b>	<b>UF</b>	<b>Tarifa Convencional (R\$/kWh)</b>
Cersul	SC	0,41984
Cosern	RN	0,50553
Enel CE	CE	0,52949
Coelba	BA	0,55209
Cemig-D	MG	0,62833
Light	RJ	0,66311
AmE	AM	0,66484
Celpa	PA	0,6836
COOPERNORTE	RS	0,73509
CERAL ARARUAMA	RJ	0,95033

**Fonte: Adaptado de ANEEL, 2020**

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

- a) Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
- b) Parcela B: Distribuição de Energia.

O Gráfico 5 mostra que os custos de energia representam atualmente a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com Tributos (29,5%). O custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição, ou seja, a parcela referente aos custos com distribuição, representa 17% dos custos das tarifas. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

**Gráfico 5 - Valor Final da Energia Elétrica**



**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017**

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2019), desde o ano de 2015, as contas de energia passaram a contar com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as modalidades verde, amarela e vermelha e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade.

Cada modalidade apresenta as seguintes características:

- a) Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- b) Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01343 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- c) Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04169 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- d) Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06243 para cada quilowatt-hora kWh consumido. (ANEEL, 2019).

Além de todos esses encargos, a tarifa de energia elétrica sofre reajustes anuais e revisões extraordinárias. A revisão tarifária periódica, de acordo com a ANEEL, reposiciona as tarifas cobradas dos consumidores após analisar os custos eficientes e os investimentos prudentes para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, em intervalo médio de quatro anos. (MENDES, 2018, p. 13).

A Figura 15 representa o histórico de reajustes/revisões tarifárias da Companhia Energética de Minas Gerais.

**Figura 15 - Histórico de reajustes / revisão tarifária da CEMIG**

<b>Histórico de Reajustes / Revisão Tarifária</b>			
<b>2013 a 2018</b>			
<b>DATA</b>	<b>AJUSTE MÉDIO</b>	<b>RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA</b>	<b>MOTIVO</b>
24/01/2013	-18,94	Resolução 1.422	Revisão Extraordinária
05/04/2013	3,06%	Resolução 1.507	Revisão Periódica
07/04/2014	16,33%	Resolução 1.700	Reajuste Tarifário
27/02/2015	28,80%	Resolução 1.858	Revisão Extraordinária
07/04/2015	7,07%	Resolução 1.872	Reajuste Tarifário
24/05/2016	3,78%	Resolução 2.076	Reajuste Tarifário
23/05/2017	-10,66%	Resolução 2.248	Reajuste Tarifário
22/05/2018	23,19%	Resolução 2.396	Revisão Periódica

**Fonte: COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2018**

Dependendo da demanda do consumidor, a conexão com a concessionária é possível de forma monofásica, bifásica ou trifásica. A Resolução Normativa ANEEL número 414 de 2010 estabelece o custo de disponibilidade do sistema elétrico, para cada tipo de conexão, ou seja, uma tarifa mínima a ser faturada, mesmo que não haja consumo que exceda este valor no mês analisado. Para o consumidor responsável por unidade consumidora de baixa tensão, o faturamento mínimo da conexão monofásica é de 30 kWh, da bifásica é de 50 kWh e da trifásica é de 100 kWh. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

## **4.8 Análise do Investimento**

O investimento em um sistema fotovoltaico deve ser tratado como qualquer outra forma de investimento. Ao instalar um sistema fotovoltaico, investe-se uma quantia no presente para receber ao longo da vida útil do sistema redução nos custos de energia elétrica. Sendo assim, é necessário conhecer alguns conceitos básicos de matemática financeira.

De acordo com Ayrão (2018), as principais formas de cálculo para análise de investimentos em sistemas fotovoltaicos são o período de *payback*, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

### **4.8.1 Fluxo de Caixa**

O primeiro passo para iniciar uma análise de investimentos é determinar o fluxo de caixa. No fluxo de caixa são representados todos os valores de entrada e de saída durante o período de análise. Quando se fala em investimentos, é necessário converter todas as quantias em valores na mesma data, tornando possível compará-los. (AYRÃO, 2018).

É denominada a ação de trazer a Valor Presente a técnica que converte todos os valores futuros para a data de início do investimento. Algumas vezes, se compara todos os valores ao final do investimento, ao invés de comparar no início, e essa conversão é chamada de Valor Futuro. (AYRÃO, 2018).

### **4.8.2 Valor presente líquido**

De acordo com Ayrão (2018), o Valor Presente Líquido (VPL) é o critério mais utilizado em análise de investimentos. Seu objetivo é quantificar, em valores atuais, o valor de riqueza que será gerado pelo projeto.

A técnica do VPL consiste em trazer todas as entradas e saídas futuras a valor presente, no decorrer da vida útil do projeto, e deduzir do valor do investimento. Para isso, é preciso definir uma taxa de juros para poder trazer o valor do dinheiro no tempo a valor presente. Quando se calcula o VPL, esta taxa é chamada Taxa Mínima de Atratividade (TMA). (AYRÃO, 2018).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a TMA é a taxa definida pelo investidor como sendo a mínima taxa de retorno do capital investido no projeto. Recomenda-se que quanto maior o risco do projeto maior seja a TMA adotada. Usualmente, investimentos de pessoas físicas adotam uma taxa igual àquela que o capital investido no projeto renderia se fosse aplicada em fundos de renda fixa, como a poupança ou um investimento no tesouro direto nacional.

O VPL pode ser calculado conforme mostrado abaixo: (PINHO; GALDINO, 2014).

$$VPL = -I_{SFVCR} + \sum_{t=1}^n \frac{R_{SFVCR}}{(1+i)^t} \quad (4)$$

Onde  $R_{SFVCR}$  representa as receitas líquidas futuras do sistema fotovoltaico,  $I_{SFVCR}$  o investimento presente, ou seja, o custo total da solução, e  $i$  a Taxa Mínima de Atratividade.

Gitman (2010) afirma que, quando o VPL é utilizado para tomada de decisão em relação à aceitação ou rejeição do projeto, os critérios são:

- a) Se o VPL for maior que 0 (medido em valor monetário), aceitar o projeto.
- b) Se o VPL for menor que 0 (medido em valor monetário), rejeitar o projeto.

Em outras palavras, quando o VPL é maior que zero, o investidor obterá um retorno maior que o custo de capital investido no projeto. (GITMAN, 2010).

#### **4.8.3 Taxa interna de retorno**

A Taxa Interna de Retorno (TIR) consiste na taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento seja igual a 0 (medido em valor monetário), uma vez que o valor presente das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial. Ou seja, trata-se da taxa de retorno anual composta que o investidor obterá se investir no projeto e receber as entradas de caixa previstas.

Matematicamente, a TIR é o valor de  $i$  na Equação 4 que faz com que o VPL seja nulo. (GITMAN, 2010).

De acordo com Gitman (2010), o cálculo manual da TIR é considerado complexo, pois, envolve técnica sofisticada de tentativa e erro que testa, logicamente, diversas taxas de desconto até encontrar aquela que faz com que o valor presente das entradas de caixa do projeto seja idêntico ao investimento inicial (ou seja, VPL igual a \$ 0). Porém, calculadoras financeiras e planilhas de cálculo têm a função TIR pré-programada e podem ser utilizadas para facilitar o cálculo.

Sendo assim, os critérios para tomada de decisão em relação à aceitação ou rejeição do projeto quando a TIR é utilizada, são:

- a) Se a TIR for maior do que a taxa de custo de capital (TMA), aceitar o projeto.
- b) Se a TIR for menor do que a taxa de custo de capital (TMA), rejeitar o projeto.

Esses critérios garantem que o investidor receba, pelo menos, o retorno requerido. (GITMAN, 2010).

#### **4.8.4 Payback**

O *payback* simples é o número de períodos necessários para tornar o VPL nulo, geralmente medido em anos. Ele é calculado pela soma algébrica dos valores dos fluxos de caixa do projeto até que os investimentos sejam anulados pelos resultados positivos. Porém, o *payback* simples não considera o valor do dinheiro no tempo, o que o torna um indicador sem significado financeiro, que pode levar a decisões equivocadas. (ABREU FILHO, 2012).

Já o *payback* descontado (PBD), tem a mesma finalidade do *payback* simples e é indicado para medir a potencialidade do projeto em devolver o investimento, utilizando a TMA como taxa de desconto em seu cálculo. Ou seja, o *payback* descontado leva em conta o valor do dinheiro no tempo e seu cálculo está baseado no conceito do valor presente. (ABREU FILHO, 2012).

De acordo com Abreu Filho (2012), não existe *payback* descontado ideal, mas o investidor pode definir previamente um período de corte (PC), ou seja, um prazo máximo para a recuperação do capital investido no projeto. Se, previamente, o VPL tenha indicado a viabilidade do projeto, o *payback* descontado pode ser utilizado para auxiliar a tomada de decisão e período de corte pode ser utilizado como indicador. Sendo assim:

- c) Se o *payback* descontado for maior que o período de corte, o projeto deve ser rejeitado.
- d) Se o *payback* descontado for menor que o período de corte, o projeto deve ser aceito.
- e) Se o *payback* descontado for igual ao período de corte, é indiferente rejeitar ou aceitar o projeto.

## **CAPÍTULO 5**

### **ESTUDO DE CASO**

#### **5.1 Relato da pesquisa**

A pesquisa apresentada neste estudo é de natureza qualitativa, sendo o estudo de caso o tipo de modelo a ser adotado.

Para realizar o estudo da viabilidade do sistema fotovoltaico, escolheu-se uma residência unifamiliar, onde o proprietário cedeu informações para realização do estudo. A casa em questão está localizada no bairro Itapoã, região da Pampulha da cidade de Belo Horizonte.

#### **5.2 Metodologia de obtenção dos dados**

Os dados foram obtidos através de observação *in loco*, entrevista com o proprietário do imóvel e análise de documentos, como contas da concessionária de energia. O proprietário cedeu informações sobre o funcionamento e o investimento no sistema de energia fotovoltaica instalado, além de permitir a visita no local. Nessa visita, que foi realizada em maio de 2018, foi possível observar e fotografar todos os componentes do sistema em estudo.

#### **5.3 Resultados obtidos**

##### **5.3.1 Levantamento do consumo e da demanda de energia**

A partir da conta da Concessionária de Energia Elétrica de Minas Gerais (CEMIG) elaborou-se a Tabela 3, que apresenta o consumo mensal da casa durante os doze meses anteriores à implantação do sistema fotovoltaico e a média diária desse consumo.

**Tabela 3 - Consumo médio de energia elétrica anterior à instalação do sistema**

<b>MÊS/ANO</b>	<b>CONSUMO kWh</b>	<b>MÉDIA kWh/DIA</b>	<b>DIAS</b>
set/17	360	11,25	32
ago/17	321	10,35	31
jul/17	306	10,55	29
jun/17	335	10,15	33
mai/17	354	12,21	29
abr/17	365	11,41	32
mar/17	388	13,38	29
fev/17	396	14,14	28
jan/17	404	13,03	31
dez/16	392	13,52	29
nov/16	389	12,97	30
out/16	362	11,31	32

**Fonte: Dados da pesquisa**

O consumo médio mensal da residência em análise é, portanto, de 364,33kWh e o consumo médio diário de 12,03 kWh/dia.

### **5.3.2 Localização do gerador fotovoltaico**

O local escolhido para instalação do gerador fotovoltaico foi o telhado de uma edificação anexa à residência, que possui leve inclinação voltada para o norte. Conforme citado anteriormente, de maneira geral, a face norte é a que recebe maior parte da insolação diária para quem vive no hemisfério sul.

A Figura 16 mostra a imagem de satélite da residência e da edificação anexa, onde foi instalado o gerador fotovoltaico.

**Figura 16 - Imagem de satélite da residência e da edificação anexa**



Fonte: GOOGLE MAPS, 2020

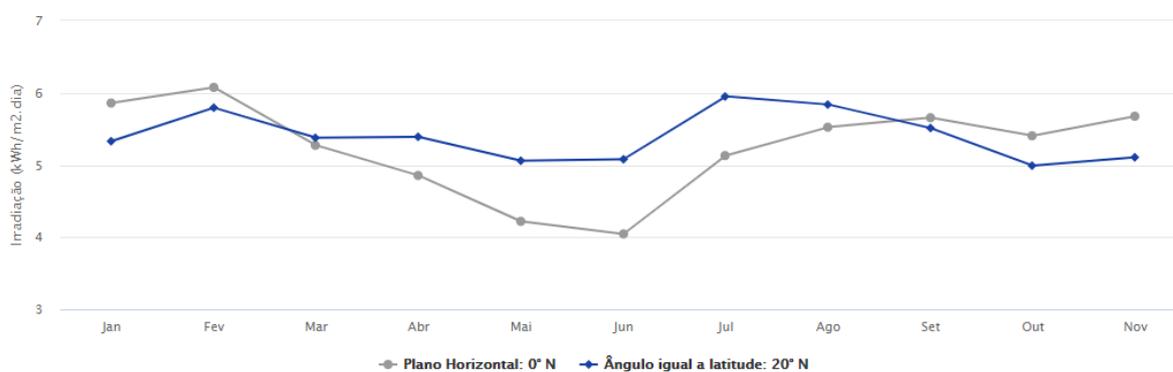
### **5.3.3 Levantamento do recurso solar**

Através do programa SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), foi possível encontrar os dados da irradiação solar para a edificação estudada, que está na latitude  $-19,840801^{\circ}$  S e longitude  $-43,959312^{\circ}$  O. A Tabela 4 e o Gráfico 6 mostram a irradiação diária solar média nos últimos dezessete anos na localidade mais próxima (Latitude:  $19,801^{\circ}$  S, Longitude:  $43,949^{\circ}$  O, Distância do ponto de referência: 4,6 km), para superfícies horizontais e para superfícies inclinadas em  $20^{\circ}$ , ambas em kWh/m<sup>2</sup>.dia.

**Tabela 4 - Irradiação solar diária média nos planos horizontal e inclinado**

Irradiação solar diária média (kWh/m <sup>2</sup> .dia)		
MÊS	Plano Horizontal Inclinação 0° N	Ângulo igual a latitude Inclinação 20° N
JANEIRO	5,86	5,33
FEVEREIRO	6,08	5,8
MARÇO	5,27	5,38
ABRIL	4,86	5,39
MAIO	4,22	5,06
JUNHO	4,05	5,08
JULHO	4,32	5,34
AGOSTO	5,13	5,95
SETEMBRO	5,52	5,84
OUTUBRO	5,66	5,51
NOVEMBRO	5,41	4,99
DEZEMBRO	5,68	5,11
<b>MÉDIA</b>	<b>5,17</b>	<b>5,40</b>

Fonte: Adaptado de CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO, 2018

**Gráfico 6 - Irradiação solar diária média nos planos horizontal e inclinado**

Fonte: CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO, 2018

A partir da Tabela 4 e do Gráfico 6, é possível notar que a média anual de irradiação no plano inclinado, de 5,40 kWh/m<sup>2</sup>/dia, é superior à do plano horizontal,

de 5,17 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Conforme citado anteriormente, a inclinação dos módulos em um ângulo igual ao da latitude do local de instalação proporciona uma maior produção de energia. Como o gerador foi instalado no telhado existente, que possui ângulo de inclinação próximo ao ângulo da latitude do local, foi utilizado o valor da irradiação diária solar média no plano inclinado para calcular o número de Horas de Sol Pleno (HSP), de acordo com a Equação (1).

$$HSP = \frac{5,4 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 5,4 \text{ h/dia} \quad (1)$$

#### **5.3.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico e do inversor**

O local da instalação dos módulos é bem ventilado e não é sombreado por edificações ou objetos vizinhos. Sendo assim, foi utilizada uma taxa de desempenho do sistema dada pelo fabricante de 80%. Considerando 30,42 dias por mês, a potência mínima do gerador fotovoltaico foi calculada aplicando a Equação 2, conforme apresentado abaixo:

$$P_{FV} = \frac{[(364.330/30,42)/0,80]}{5,40} = 2772,38 \text{ Wp} \quad (2)$$

Foram utilizados modelos de painéis fotovoltaicos de silício policristalino disponíveis no mercado, com potência de 250 Wp. Utilizando a Equação 3, foi calculado o número de painéis necessários para o sistema:

$$N_{\text{painéis}} = \frac{2772}{250} = 11,09 = 12 \text{ painéis} \quad (3)$$

A potência do inversor deve ser de acordo com a disponibilidade do mercado, devendo ser igual ou maior a potência gerada pelos módulos. Como foi previsto a instalação de 12 painéis com potência de 250 Wp, a potência do inversor adquirido foi de 3kW. Ou seja, a residência possui um sistema de micro geração distribuída, com potência instalada menor que 75 kW.

### 5.3.5 Cálculo da energia produzida

Com o número de módulos e a potência do gerador fotovoltaico calculados e utilizando a irradiação solar diária média mensal da Belo Horizonte para um plano inclinado de 20°, tomando como premissa que o rendimento médio do sistema seja de 80%, pode-se calcular a produção de energia mês a mês e a energia passível de ser produzida em um ano, conforme mostra a Tabela 5.

**Tabela 5 - Cálculo mensal da energia produzida**

<b>MÊS</b>	<b>Dias</b>	<b>Potência Instalada (kWp)</b>	<b>Irradiação solar (kWh/m2.dia)</b>	<b>Rendimento do inversor (%)</b>	<b>Energia mensal produzida (kWh)</b>
JANEIRO	31	3	5,33	80	396,552
FEVEREIRO	28	3	5,80	80	389,76
MARÇO	31	3	5,38	80	400,272
ABRIL	30	3	5,39	80	388,08
MAIO	31	3	5,06	80	376,464
JUNHO	30	3	5,08	80	365,76
JULHO	31	3	5,34	80	397,296
AGOSTO	31	3	5,95	80	442,68
SETEMBRO	30	3	5,84	80	420,48
OUTUBRO	31	3	5,51	80	409,944
NOVEMBRO	30	3	4,99	80	359,28
DEZEMBRO	31	3	5,11	80	380,184
<b>TOTAL</b>					<b>4726,75</b>

Fonte: Dados da pesquisa

Com base nesses cálculos, o sistema fotovoltaico instalado na residência, com potência nominal de 3,0 kWp, irá produzir anualmente 4.726,75 kWh.

A partir dos dados da Tabela 5, pode-se afirmar que a produção diária média anual é de 12,96 kWh/dia e, para cada kWp instalado, serão produzidos 1.575,58 kWh por ano.

### 5.3.6 Valor do investimento inicial

A Tabela 6 mostra todos os equipamentos necessários para a implantação do sistema fotovoltaico, bem como a quantidade utilizada.

**Tabela 6 - Equipamentos**

<b>Quant.</b>	<b>Descrição</b>	<b>Potência</b>
12	Módulos fotovoltaicos	250Wp
1	Inversor de frequência	3KW
1	String Box	3KWp

**Fonte: Dados da pesquisa**

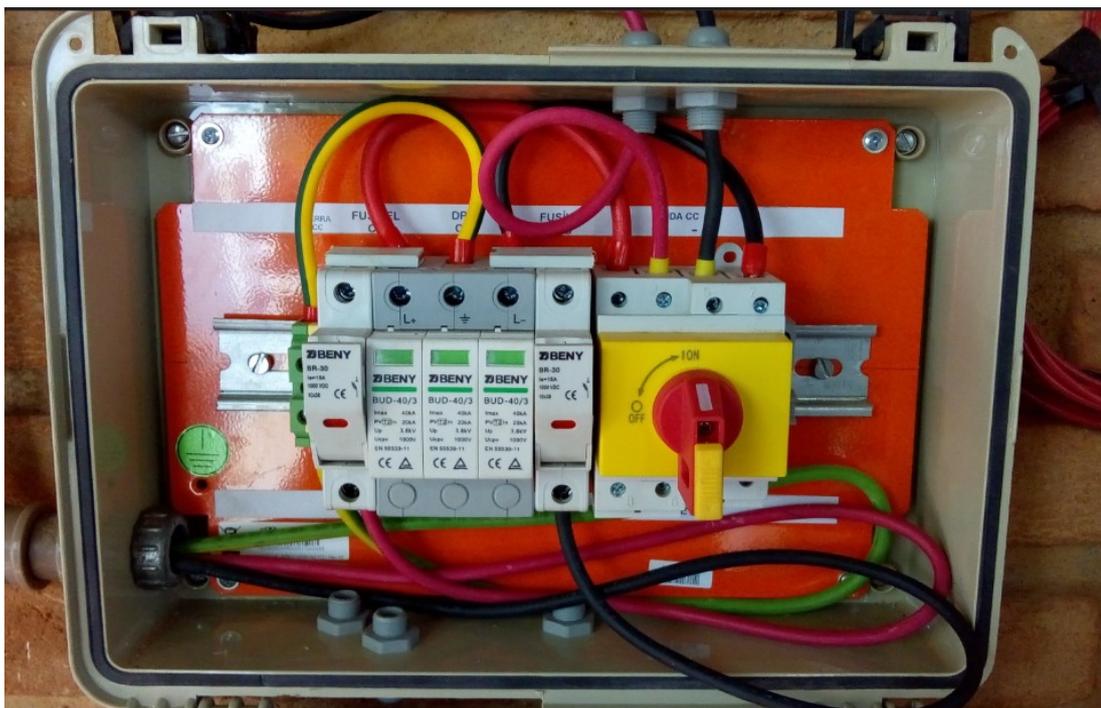
A Figura 17, a Figura 18 e a Figura 19 mostram os equipamentos citados que foram instalados na residência.

**Figura 17 - Inversor e String box**



**Fonte: Arquivo pessoal**

**Figura 18 - Dispositivos de Proteção da String box**



Fonte: Arquivo pessoal

**Figura 19 - Módulos Fotovoltaicos**



Fonte: Arquivo pessoal

A Tabela 7 mostra o valor do investimento inicial para implementação do sistema.

**Tabela 7 - Valor total do investimento inicial**

<b>Descrição do item</b>	<b>Unidade</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Valor unitário</b>	<b>Total do item</b>
Painel solar fotovoltaico	unidade	12	R\$ 719,00	R\$ 8.628,00
String Box	unidade	1	R\$ 704,67	R\$ 704,67
Inversor de frequência	unidade	1	R\$ 6.928,44	R\$ 6.928,44
Kit cabo solar seção de #6mm <sup>2</sup> (5m), mais conectores MC4.	conjunto	3	R\$ 59,90	R\$ 179,70
Instalação	verba	1	R\$ 980,00	R\$ 980,00
<b>Total</b>				<b>R\$ 17.420,81</b>

Fonte: Dados da pesquisa

### **5.3.7 Análise Econômica**

Para saber os possíveis retornos sobre o investimento total, foram calculados a partir de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* descontado.

#### **5.3.7.1 Considerações e Parâmetros da Análise**

A primeira etapa para analisar a viabilidade econômica do projeto consiste em realizar um levantamento de todo o investimento a ser feito para instalação do sistema fotovoltaico na residência. Conforme apresentado na Tabela 7, o investimento inicial para instalação foi de R\$ 17.420,81.

A viabilidade será analisada ao longo de 25 anos de funcionamento, isto é, o período de tempo correspondente à vida útil dos módulos fotovoltaicos indicado pelo fabricante. A degradação anual do rendimento dos módulos dada pelo fabricante equivale a 2,5% para o primeiro ano de funcionamento e 0,7% para os anos consecutivos. Ou seja, o retorno financeiro por parte do sistema irá diminuir ao longo dos anos devido à diminuição da quantidade de energia produzida. Essa redução foi

considerada como desconto no valor presente líquido do investimento e na taxa interna de retorno.

Como a vida útil esperada do inversor de corrente é de 10 anos, considerou-se também a substituição desse equipamento no décimo ano.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (2012), o custo de operação e manutenção de um sistema de energia solar fotovoltaica não representa mais que 1% do custo do investimento inicial ao ano. Assim, estimou-se o valor de manutenção corresponde a 1% do custo do sistema sob uma taxa de reajuste de 10% ao ano, considerando que em 25 anos o montante acumulado já inclui os custos para a substituição do inversor.

A tarifa do kWh na concessionária CEMIG no momento da instalação do sistema era de R\$ 0,78063191, incluindo encargos. Para projeção dos próximos anos, foi considerado o reajuste médio de 10,68% ao ano, com base no histórico de reajustes tarifários e revisões periódicas já apresentado, desconsiderando-se as revisões extraordinárias.

Os gastos com a concessionária após a implantação do sistema compreendem a contribuição para custeio de iluminação pública e a diferença entre a energia consumida e a injetada. Até o momento, nas ocasiões em que a energia consumida foi maior que a energia injetada, não houve consumo que excedeu o faturamento mínimo estabelecido pela REN ANEEL 414/2010. Ou seja, foi cobrado o equivalente à 50 kWh, referente à instalação bifásica.

A Figura 20 mostra os valores faturados para a residência no mês de março de 2018.

**Figura 20 - Valores Faturados pela concessionária de energia após a implantação do sistema**

Valores Faturados			
Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R\$)	Valor (R\$)
Dif. Custo Disponib. Res. 482	37	0,78236225	28,93
Energia Injetada kWh	220	0,78236225	-172,06
Energia Elétrica kWh	233	0,78236225	182,21
Encargos/Cobranças			
Contrib. Custeio Ilum. Pública			17,80
Tarifas Aplicadas (sem impostos)			
Energia Elétrica kWh		0,49414000	
Dif. Custo Disponib. Res. 482		0,49414000	

<b>VENCIMENTO</b> <b>09/04/2018</b>	<b>VALOR A PAGAR</b> <b>R\$ 56,88</b>
--	--

Fonte: Dados da pesquisa

Para a análise de viabilidade, foi descontada sob uma taxa de reajuste de 10% ao ano, o custeio de iluminação pública e o equivalente à 50 kWh mensais, referente à instalação bifásica.

A TMA considerada foi de 10% ao ano, levando em conta a aplicação no tesouro direto nacional SELIC, com taxa de 100% do valor do CDI, que em 2017 foi de 9,93%, de acordo com o Banco Central do Brasil (2020).

A Tabela 8 apresenta o resumo dos parâmetros considerados para a análise.

**Tabela 8 - Parâmetros da Análise Econômica**

Parâmetros da Análise Econômica	
Valor do investimento inicial	R\$ 17.420,81
Degradação do rendimento dos módulos no 1º ano	2,50%
Degradação anual do rendimento dos módulos	0,70%
% Operação e manutenção	1,00%
Reajuste anual da Operação e manutenção	10,00%

<b>Parâmetros da Análise Econômica</b>	
Tarifa da Energia Elétrica	R\$ 0,78063191
Reajuste anual da tarifa	10,68%
Custeio de iluminação pública	R\$ 17,80
Reajuste anual do Custeio de iluminação pública	10,00%
Custo de oportunidade (TMA) a.a.	10,00%
Desconto do custo de disponibilidade do sistema elétrico a.a.	600 kWh

Fonte: Dados da pesquisa

### **5.3.7.2 Cálculos da Análise Financeira**

Os cálculos da análise financeira foram realizados por meio de uma planilha de excel, levando em consideração todos os parâmetros apresentados. A receita da energia produzida é apresentada na Tabela 9.

**Tabela 9 - Receita de Energia Produzida com projeção de 25 anos**

<b>Ano</b>	<b>Energia Produzida (*) (kWh)</b>	<b>Energia Produzida com Desconto do custo de disponibilidade do sistema elétrico (**) (kWh)</b>	<b>Tarifa Elétrica CEMIG (***) (R\$/kWh)</b>	<b>Receita de Energia Produzida (R\$)</b>
0				
1	4.608,58	4.008,58	0,78	3.129,23
2	4.576,32	3.976,32	0,86	3.435,56
3	4.544,29	3.944,29	0,96	3.771,84
4	4.512,48	3.912,48	1,06	4.141,00
5	4.480,89	3.880,89	1,17	4.546,26
6	4.449,52	3.849,52	1,30	4.991,13
7	4.418,38	3.818,38	1,44	5.479,49
8	4.387,45	3.787,45	1,59	6.015,57

Ano	Energia Produzida (*) (kWh)	Energia Produzida com Desconto do custo de disponibilidade do sistema elétrico (**) (kWh)	Tarifa Elétrica CEMIG (***) (R\$/kWh)	Receita de Energia Produzida (R\$)
9	4.356,74	3.756,74	1,76	6.604,05
10	4.326,24	3.726,24	1,95	7.250,02
11	4.295,96	3.695,96	2,15	7.959,11
12	4.265,88	3.665,88	2,38	8.737,47
13	4.236,02	3.636,02	2,64	9.591,86
14	4.206,37	3.606,37	2,92	10.529,69
15	4.176,93	3.576,93	3,23	11.559,11
16	4.147,69	3.547,69	3,58	12.689,04
17	4.118,65	3.518,65	3,96	13.929,30
18	4.089,82	3.489,82	4,38	15.290,62
19	4.061,19	3.461,19	4,85	16.784,83
20	4.032,77	3.432,77	5,37	18.424,86
21	4.004,54	3.404,54	5,94	20.224,94
22	3.976,50	3.376,50	6,58	22.200,65
23	3.948,67	3.348,67	7,28	24.369,12
24	3.921,03	3.321,03	8,05	26.749,11
25	3.893,58	3.293,58	8,91	29.361,23
<b>TOTAL</b>	<b>106.036,48</b>	<b>91.036,48</b>		<b>297.765,08</b>

(\*) Degradação do Pannel Fotovoltaico de 2,5% no primeiro ano e de 0,7% para os anos consecutivos.

(\*\*) Desconto de 50kWh ao mês referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico.

(\*\*\*) Estimativa de Reajuste Tarifário Médio 10,68 % ao ano.

**Fonte: Dados da pesquisa**

O fluxo de caixa anual resultante, bem como o fluxo de caixa descontado podem ser visualizados na Tabela 10. Foram descontados os valores referentes à manutenção e à taxa de iluminação pública, ambos com reajuste de 10% ao ano.

Tabela 10 - Fluxo de Caixa com projeção de 25 anos

Ano	Manutenção Anual (R\$)	Taxa Iluminação Pública (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Payback descontado (R\$)
0			-17.420,81	-17.420,81	-17.420,81
1	174,21	17,80	2.937,22	2.670,20	-14.750,61
2	191,63	19,58	3.224,35	2.664,75	-12.085,86
3	210,79	21,54	3.539,51	2.659,29	-9.426,58
4	231,87	23,69	3.885,44	2.653,81	-6.772,77
5	255,06	26,06	4.265,14	2.648,32	-4.124,45
6	280,56	28,67	4.681,90	2.642,81	-1.481,64
7	308,62	31,53	5.139,33	2.637,29	1.155,65
8	339,48	34,69	5.641,40	2.631,76	3.787,41
9	373,43	38,16	6.192,46	2.626,21	6.413,61
10	410,77	41,97	6.797,28	2.620,64	9.034,26
11	451,85	46,17	7.461,09	2.615,07	11.649,32
12	497,04	50,79	8.189,65	2.609,47	14.258,80
13	546,74	55,86	8.989,25	2.603,87	16.862,66
14	601,41	61,45	9.866,83	2.598,24	19.460,91
15	661,55	67,60	10.829,96	2.592,61	22.053,51
16	727,71	74,36	11.886,98	2.586,95	24.640,47
17	800,48	81,79	13.047,02	2.581,28	27.221,75
18	880,53	89,97	14.320,12	2.575,60	29.797,35
19	968,58	98,97	15.717,28	2.569,90	32.367,25
20	1.065,44	108,86	17.250,56	2.564,19	34.931,44
21	1.171,98	119,75	18.933,21	2.558,45	37.489,89
22	1.289,18	131,72	20.779,75	2.552,71	40.042,60
23	1.418,10	144,90	22.806,12	2.546,95	42.589,55
24	1.559,91	159,39	25.029,81	2.541,17	45.130,71
25	1.715,90	175,33	27.470,00	2.535,37	47.666,08
<b>TOTAL</b>	<b>17.132,85</b>	<b>1.750,58</b>	<b>278.881,65</b>	<b>65.086,89</b>	

Fonte: Dados da pesquisa

Para calcular os resultados esperados do VPL e da TIR foram utilizadas as funções TIR e VPL da planilha eletrônica Microsoft Excel, específicas para este fim, conforme apresentado na Tabela 11.

**Tabela 11 - Resultados da Análise**

<b>ANOS</b>	<b>VPL</b>	<b>TIR</b>
25	R\$ 47.666,08	26,10%
20	R\$ 34.931,44	25,47%
15	R\$ 22.053,51	23,88%
10	R\$ 9.034,26	19,29%
5	<b>-R\$ 4.124,45</b>	0,77%

**Fonte: Dados da pesquisa**

O *payback* descontado, ou seja, o momento em que o fluxo de caixa descontado torna-se positivo, é de 6,56 anos.

#### **5.4 Análise dos Resultados**

A partir do dimensionamento correto do sistema e dos cálculos efetuados e expostos na Tabela 9, na Tabela 10 e na Tabela 11, constata-se que o VPL obtido ao final do fluxo de caixa descontado foi maior que zero, ou seja, proporciona ao proprietário uma economia de R\$ 47.666,08 sobre o investimento ao final dos 25 anos.

Considerando o parâmetro escolhido para a TMA deste trabalho de 10% e o percentual final da TIR no prazo de 25 anos de 26,10%, pode-se concluir que o retorno financeiro do investimento do sistema fotovoltaico estudado é superior ao retorno de um investimento em renda fixa no tesouro direto nacional.

O tempo de retorno do investimento calculado pelo método do *payback* descontado indica a recuperação de médio prazo do investimento inicial de R\$17.420,81, num período de 6,56 anos, ou seja, aproximadamente 6 anos, 5 meses e 22 dias.

O VPL e a TIR do sistema são negativos apenas para os 6 primeiros anos de funcionamento do sistema. Após esse período a economia nas faturas de energia

elétrica promovidos pelo mesmo, somados ao aumento da tarifa de energia elétrica, torna rapidamente o VPL positivo e a TIR do sistema maior que a TMA. Sendo assim, é possível concluir que o sistema de micro geração fotovoltaico instalado é economicamente viável.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo visou demonstrar a viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão, além de descrever e dimensionar seus componentes básicos.

Analisando os resultados obtidos neste trabalho, conclui-se que o retorno financeiro do investimento é superior ao retorno de um investimento de mesma quantia no mercado financeiro. O *payback* descontado é de médio prazo, podendo ser alcançado antes do sétimo ano da instalação. Ao final da vida útil do gerador, o lucro poderá ser quase três vezes maior que o investimento inicial.

Porém, o investimento inicial para dispor de um sistema fotovoltaico residencial é relativamente alto, podendo ser um empecilho para sua popularização. Apesar do crescimento do número de geradores previsto para os próximos anos no Brasil, o valor elevado dos componentes pode fazer com que o sistema não seja acessível a todas as camadas da população.

Apesar disso, é importante analisar também os ganhos ambientais provocados pela instalação do sistema, como a geração de energia limpa, renovável, através de um recurso natural e abundante.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU FILHO, José Carlos F. de. **Finanças corporativas**. 11. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012. 146p.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**. Brasília: ANEEL, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 01 mai. 2020.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Como é composta a tarifa**. Brasília: ANEEL, 2017. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset\\_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false). Acesso em: 01 mai. 2020.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/). Acesso em: 01 mai. 2020.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ranking das Tarifas**. Brasília: ANEEL, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 01 mai. 2020.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2020.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2020.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2020.

ALLGREEN.Como funciona. Disponível em: <https://www.allgreen-solar.com>. Acesso em: 01 jul. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Infográfico ABSOLAR nº 20**. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 01 jul. 2020.

AYRÃO, Vinicius. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro, out. 2018. 102f. Disponível em: <https://www.leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Estudos-Fotovoltaicos-Vinicius-Ayrao.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Correção de Valores**. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/corrigerPeloCDI.do?method=corrigirPeloCDI>. Acesso em: 17 jun. 2020.

BRAGA, Renata Pereira. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. 2008. 80f. Monografia (Conclusão do Curso) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001103.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2020.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Nota técnica PR 04/18. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Rio de Janeiro: MME, 2018. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR\\_RecursoEnergeticos%202050.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursoEnergeticos%202050.pdf). Acesso em: 08 mai. 2020.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Nota técnica EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: MME, 2012. Disponível em: [http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar\\_COGEN/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pdf](http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar_COGEN/NT_EnergiaSolar_2012.pdf). Acesso em: 08 mai. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balço Energético Nacional – Série Completa**, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 1970-2015. 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx>. Acesso em: 21 out. 2019.

CAMARGO, João Carlos; SILVA, Ennio Peres da; APOLINARIO, Fernando Rezende. **Potencial fotovoltaico no uso rural para o estado de São Paulo**. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3, 2003, Campinas. Disponível em: [http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=MSC000000022000000100045&lng=en&nrm=abn](http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000022000000100045&lng=en&nrm=abn). Acesso em: 17 jun. 2020.

CASARIN, Gabriel Vinicius. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica baseado em um estudo de caso**. 2019. 94f. Monografia (Conclusão do Curso) - Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Automação e Sistemas. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/200065>. Acesso em: 08 mai. 2020.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 26 jun. 2020.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Histórico**. Minas Gerais: CEMIG, 2018. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/Historico.aspx>. Acesso em: 17 jun. 2020.

DADALTO, Elder Antônio. **Utilização da energia solar para aquecimento de água pela população de baixa renda domiciliar em habitações populares**. 2008. 117f. Monografia (Especialização) - Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Construção Civil. Disponível em: [http://pos.demc.ufmg.br/novocecc/?page\\_id=334](http://pos.demc.ufmg.br/novocecc/?page_id=334). Acesso em: 08 mai. 2020.

DEMONTI, Rogers. **Processamento da energia elétrica proveniente de módulos fotovoltaicos**. 2003. 164f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/84572/192007.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 08 mai. 2020.

FONTES, Ruy. **Placas Fotovoltaicas: 7 Principais Questões Respondidas Que Você Não Pode Ficar Sem Saber**. Blue Sol. 08 fevereiro 2018. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/placas-fotovoltaicas/>. Acesso em: 10 jun. 2020.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de administração financeira**. 12. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2010. 775 p. Título original: Principles of managerial finance.

GOOGLE MAPS. Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/19%C2%B050'26.0%22S+43%C2%B057'33.2%22W/@-19.8407206,-43.9593377,81m/data=!3m1!1e3!4m6!3m5!1s0x0:0x0!7e2!8m2!3d-19.8405451!4d-43.9592328>. Acesso em: 29 jun. 2020.

JANNUZZI, G. M.; VARELLA, F. K. O. M.; GOMES, R. D. M. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. International Energy Initiative – Latin America. 2009, Campinas-SP. Disponível em: [http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO\\_PROJETO\\_2\\_FINAL.pdf](http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf). Acesso em: 08 mai. 2020.

MENDES, Ana Paula. **Viabilidade de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para irrigação com pivô central**. 2018. 38f. Artigo (Conclusão do Curso) - Universidade Federal de Uberlândia, Instituto de Ciências Agrárias, Graduação em Engenharia Ambiental. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/22328/3/ViabilidadeSistemaFotovoltaico.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2020.

NOGUEIRA, Paula Comarella. **Estudo de viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de energia do rio de janeiro: um estudo de caso**. 2016. 71f. Monografia (Conclusão do Curso) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Curso de Engenharia de Produção. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10017756.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2020.

OLIVEIRA, Kleber Carneiro de. **Avaliação da conversão de energia fotovoltaica em sistemas isolados**. 2007. 108f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal

de Pernambuco, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Disponível em: [https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/5428/1/arquivo6912\\_1.pdf](https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/5428/1/arquivo6912_1.pdf). Acesso em: 08 mai. 2020.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: [http://labren.ccst.inpe.br/atlas\\_2017.html](http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html). Acesso em: 01 mai. 2020.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 08 mai. 2020.

RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2002. 135f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Comissão de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Planejamento de Sistemas Energéticos. Disponível em: [http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/Tese\\_\\_Carlos.pdf](http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/Tese__Carlos.pdf). Acesso em: 08 mai. 2020.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. 1. ed. Florianópolis: Editora UFSC, 2004. 118f. Disponível em: <https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2020.

SANTOS, F.A.; SOUZA, C. A.; DALFIOR, V.A. O. Energia Solar: um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em Ipatinga-MG. In: Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, 8, 2016. **Desenvolvimento de competências frente aos desafios do amanhã**. Disponível em: <https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos16/862456.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2020.

SIQUEIRA, Lucas Matias de. **Estudo do Dimensionamento e da Viabilidade Econômica de Microgerador Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 2015. 52f. Monografia (Conclusão do Curso) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia Elétrica. Disponível em: <https://www.ufjf.br/labsolar/files/2011/05/Estudo-do-Dimensionamento-e-da-Viabilidade-Econ%C3%B4mica-de-Microgerador-Solar-Fotovoltaico.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2020.

SOUSA, Cleberton Pereira de; FRANCO, Tiago Aparecido Silveira. **Projeto e instalação de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede de distribuição**. 2018. 112f. Monografia (Conclusão do Curso) - Universidade Federal do Paraná, Departamento de Engenharia Elétrica. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/p/arquivostccs/493.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2020.

SOUZA, Ronilson di. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica: Livro digital de introdução aos sistemas solares.** Ribeirão Preto: BlueSol. Disponível em: <https://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>. Acesso em: 02 out. 2019.

VARELLA, F. K. O. M. **Estimativa do Índice de Nacionalização dos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil.** 2009. 148f. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Planejamento de Sistemas Energéticos. Disponível em: [http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/263003/1/Varella\\_FabianaKarladeOliveiraMartins\\_D.pdf](http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/263003/1/Varella_FabianaKarladeOliveiraMartins_D.pdf). Acesso em: 08 mai. 2020.