



UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ

Autarquia Municipal de Regime Especial
pelo Dec. Fed. nº 78.924/76
Recredenciada Reconhecida pelo CEE/SP
CNPJ 45.176.153/0001-22

Departamento de Engenharia Elétrica
Rua Daniel Danelli s/nº Jardim Morumbi
Taubaté-SP 12060-440
Tel.: (12) 3625-4190

ÉRICK LIMA DOS SANTOS
HEBERT HENRIQUE MAFRA SANTOS

**ESTUDO DE MICROGERAÇÃO SOLAR PARA USO NO PARQUE DE
ILUMINAÇÃO PÚBLICA DE UM MUNICÍPIO**

TAUBATÉ – SP

2020

ÉRICK LIMA DOS SANTOS
HEBERT HENRIQUE MAFRA SANTOS

**ESTUDO DE MICROGERAÇÃO SOLAR PARA USO NO PARQUE DE
ILUMINAÇÃO PÚBLICA DE UM MUNICÍPIO**

Trabalho de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Taubaté, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica e Eletrônica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Faria Neto.

TAUBATÉ – SP
2020

**Grupo Especial de Tratamento da Informação - GETI
Sistema Integrado de Bibliotecas – SIBi
Universidade de Taubaté - Unitau**

S237e Santos, Érick Lima dos
Estudo de microgeração solar para uso no parque de iluminação pública de um município / Érick Lima dos Santos, Hebert Henrique Mafra Santos. -- 2020.
70 f. : il.

Monografia (graduação) – Universidade de Taubaté, Departamento de Engenharia Mecânica e Elétrica, 2020.
Orientação: Prof. Dr. Antonio Faria Neto, Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia solar. 2. Usina fotovoltaica. 3. Microgeração. 4. Iluminação Pública. 5. Estudos de viabilidade. I. Santos, Hebert Henrique Mafra II. Universidade de Taubaté. Departamento de Engenharia Mecânica e Elétrica. Curso de Engenharia Elétrica e Eletrônica. III. Título.

CDD – 333.79

**ESTUDO DE MICROGERAÇÃO SOLAR PARA USO NO PARQUE DE
ILUMINAÇÃO PÚBLICA DE UM MUNICÍPIO**

**ÉRICK LIMA DOS SANTOS
HEBERT HENRIQUE MAFRA SANTOS**

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO PARTE DO
REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE “GRADUADO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA”

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. ANTONIO FARIA NETO
Orientador/UNITAU-DEE


Prof. Dr. MAURO PEDRO PERES
UNITAU-DEE


Prof. RUBENS CASTILHO JÚNIOR
UNITAU-DEE

Com muita satisfação, dedicamos este trabalho primeiramente a Deus, a nossas famílias, que sempre nos incentivaram, aos nossos amigos, pelo apoio, aos nossos professores que contribuíram para a nossa formação técnica com seus ensinamentos.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos em primeiro lugar, a Deus, por nossas vidas, nossas famílias, nossos amigos, por permitir que nossos objetivos fossem alcançados durante todos os nossos anos de estudos.

Ao nosso orientador, Prof. Dr. Antonio Faria Neto pela sua orientação, dedicação e apoio para com este trabalho.

Aos nossos pais, que apesar das dificuldades enfrentadas, sempre incentivaram nossos estudos e nossa formação.

A todos que participaram, direta ou indiretamente do desenvolvimento deste trabalho, agregando no nosso processo de aprendizado.

“Na natureza nada se cria, nada se perde, tudo se transforma.”
(Antoine Lavoisier)

SANTOS, E. L. dos; SANTOS, H. H. M. **Estudo de microgeração solar para uso no parque de iluminação pública de um município.** 2020. 78 f. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Taubaté, Taubaté, 2020.

RESUMO

A preocupação com o meio ambiente em relação a geração de energia elétrica tem se tornado um assunto de grande importância nas últimas décadas, com isso, a busca por fontes de energia renováveis e de menor impacto na natureza vem progredindo e se aperfeiçoando no setor de geração limpa de energia. Dentre essas fontes renováveis, destaca-se a energia solar proveniente da reação física através da radiação solar pelo efeito fotovoltaico nos módulos de silício. Para tanto, o presente trabalho busca desenvolver e analisar a implantação de uma usina de geração elétrica através de um sistema fotovoltaico para atender o parque de iluminação pública de um município, caracterizando um bom investimento através do retorno gradativo do sistema.

PALAVRAS-CHAVE: Energia solar. Usina Fotovoltaica. Microgeração. Iluminação pública. Viabilidade econômica.

SANTOS, E. L. dos; SANTOS, H. H. M. **Study of solar microgeneration for use in the public lighting park of a town.** 2020. 78 f. Graduate Work in Electrical Engineering - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Taubaté, Taubaté, 2020.

ABSTRACT

The concern with the environment, in relation to the electric energy, has become a subject of great importance in the last decades. With that, the search for renewable energy sources, less harmful to nature, has been expanding and getting better in the clean energy sector. Among these renewable sources, solar energy, resulted in the physical reaction through solar radiation by the photovoltaic effect on silicon panels stands out. Therefore, the present homework seeks to develop and analyze the creation of an electric generation plant, using a photovoltaic system, to serve the public lighting park of a municipality, resulting in a good investment through the gradual return of the system.

KEYWORDS: Solar energy. Photovoltaic Plant. Microgeneration. Public lighting, Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica no Brasil	14
Figura 2 - Transformações energéticas.....	19
Figura 3 - Composição do espectro da radiação solar.	21
Figura 4 - Componentes da radiação solar.	22
Figura 5 - Distribuição espectral da radiação solar.	22
Figura 6 - Estruturas de bandas de energia em materiais: condutor, semicondutor e isolante.	23
Figura 7 - Estruturas moleculares dos semicondutores P e N.	24
Figura 8 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica de silício.	25
Figura 9 - Incidência dos raios solares em um módulo solar.	26
Figura 10 - Efeitos das diferentes inclinações do módulo fotovoltaico na captação de energia.	26
Figura 11 - Média anual do total diário de irradiação solar global incidente no território brasileiro.	29
Figura 12 - Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica.	30
Figura 13 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.	32
Figura 14 - Célula de silício monocristalino (m-Si).	33
Figura 15 - Célula de silício policristalino (p-Si).	34
Figura 16 - Fatores de perdas de um sistema fotovoltaico conectado à rede.	35
Figura 17 - Anomalias na curva I-V de um painel fotovoltaico.	35
Figura 18 - Sombreamento parcial com módulos na horizontal ou vertical, respectivamente.	37
Figura 19 - Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V.....	38
Figura 20 - Diagrama de ligação com a rede, de um sistema PV <i>on-grid</i>	43
Figura 21 - Irradiação solar no plano inclinado no município de Caçapava-SP.	50
Figura 22 - Gráfico de colunas do <i>payback</i> simples.....	62
Figura 23 - Gráfico de colunas do <i>payback</i> descontado.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis padronizados de baixa tensão.....	45
Tabela 2 - Características elétricas do inversor SOFAR 75KTL.	50
Tabela 3 - Características elétricas do módulo fotovoltaico <i>Canadian C3W-435P</i>	51
Tabela 4 - Coeficientes de temperatura do módulo <i>Canadian CS3W-435</i>	52
Tabela 5 - Perdas consideradas do sistema fotovoltaico	53
Tabela 6 - Lista de materiais e custos estimados.....	58
Tabela 7 - Comparativo dos custos de investimento.	59
Tabela 8 - Ajustes tarifários nos últimos oito anos da EDP SP.....	60
Tabela 9 - Tarifas da Iluminação Pública no município de Caçapava.	61
Tabela 10 - <i>Payback</i> simples.....	61
Tabela 11 - Cálculo do VPL.....	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CRECESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DGS	<i>German Solar Energy Society</i>
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
F	Fase
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IP	Iluminação Pública
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
LED	<i>Light Emitter Diode</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
N	Neutro
NMOT	<i>Nominal Module Operating Temperature</i>
PE	Proteção
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
STC	<i>Standart Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$ – graus *Celsius*

A – ampère

B – boro

CO_2 – gás carbônico

daN – decaNewton

eV – elétron-*volt*

h/dia – hora por dia

Hz – hertz

J – joule

kA – quilo-ampère

kg – quilograma

km/s – quilômetro por segundo

kVA – quilo*volt*-ampère

kW – quilowatt

kWh/dia – quilowatt hora por dia

m – metro

m^2 – metro quadrado

mm^2 – milímetro quadrado

P – fósforo

P – potência

Si – silício

TWh/ano – terawatt-hora por ano

V – *volt*

W – watt

W/m^2 – watt por metro quadrado

Wh/m^2 – watt-hora por metro quadrado

$\text{Wh}/\text{m}^2.\text{dia}$ – watt-hora por metro quadrado por dia

Wp – watt pico

Ω – *ohm*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	OBJETIVOS.....	15
1.1.1	Objetivo geral	15
1.1.2	Objetivos específicos	15
1.2	JUSTIFICATIVA.....	16
1.3	DELIMITAÇÃO DO TRABALHO.....	16
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
2.1	ENERGIA SOLAR	18
2.1.1	O Sol	18
2.1.2	Aproveitamento da energia solar	18
2.1.3	Radiação solar	20
2.1.4	Ângulo de incidência dos raios solares	25
2.2	IRRADIAÇÃO E IRRADIÂNCIA SOLAR.....	27
2.2.1	Distribuição da irradiação solar no Brasil	28
2.3	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
2.3.1	Tecnologias Fotovoltaicas	32
2.4	FATORES DE PERDA.....	34
2.4.1	Sombreamento	36
2.4.2	Sujeira	37
2.4.3	Temperatura	37
2.4.4	Mismatch	38
2.4.5	Perdas CC – Cabos e conectores	38
2.5	LEGISLAÇÃO VIGENTE PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	39
2.6	TARIFAÇÃO, MEDIÇÃO E CUSTOS DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA	40

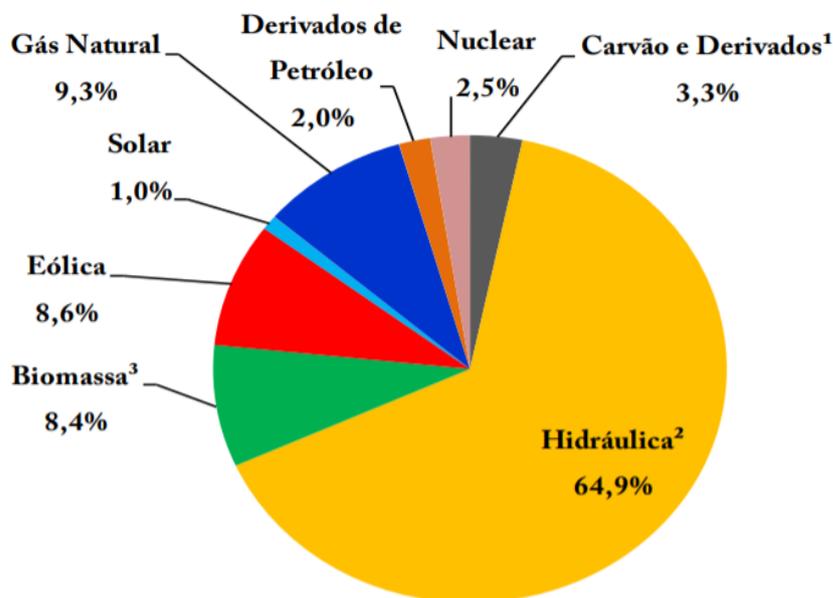
2.6.1	Tarifação	40
2.6.2	Medição	41
2.6.3	Custos	41
2.7	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA	42
2.8	INVERSOR SOLAR.....	43
2.9	TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO.....	44
2.10	INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA	46
2.10.1	Fluxo de caixa	46
2.10.2	Valor Presente Líquido (VPL)	46
2.10.3	Taxa Interna de Retorno	47
2.10.4	<i>Payback</i>	48
2.10.5	<i>Payback descontado</i>	48
3	MÉTODOS E MEIOS.....	49
3.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA.....	49
3.1.1	Estudo da irradiação solar no município	49
3.1.2	Inversor	50
3.1.3	Módulo	51
3.1.4	Dimensionamento de módulos e inversor	51
3.1.5	Eficiência do sistema	53
3.1.6	Dimensionamento da geração do sistema fotovoltaico	54
3.2	NÚMERO DE USINAS	55
3.2.1	Dimensionamento dos equipamentos elétricos	56
3.3	CARACTERÍSTICAS DO PADRÃO DE ENTRADA	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	58
4.1	VALOR DO INVESTIMENTO ESTIMADO	58
4.2	ANÁLISE DE TARIFA ENERGÉTICA	59

4.3	RENDIMENTO DOS MÓDULOS.....	60
4.4	ANÁLISE FINANCEIRA.....	60
4.4.1	<i>Payback</i> simples	61
4.4.2	<i>Payback</i> descontado	62
5	CONCLUSÕES	65
	REFERÊNCIAS	66
	APÊNDICE A - Diagrama unifilar da usina fotovoltaica.....	71
	APÊNDICE B - Diagrama de blocos da usina fotovoltaica.....	72
	ANEXO A - Datasheet do módulo Canadian CS3W-435P.....	73
	ANEXO B - <i>Datasheet</i> do inversor solar SOFAR 75KTL.....	75
	ANEXO C - Orçamento Kit Gerador FV 75 kW	77

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira vem sendo alvo de grande questionamento no setor de energia, pois vem-se desenvolvendo grandes avanços tecnológicos para a geração de energia elétrica de tal forma que não prejudique o meio ambiente e que minimize cada vez mais os custos de geração. Nesse contexto, o Brasil tem progredido no que diz respeito às energias renováveis que representam 83,0% da matriz elétrica nacional, e a tendência é que se intensifique o uso de energias que não agridem o meio ambiente, principalmente a energia solar. A Figura 1 representa a matriz elétrica no Brasil.

Figura 1 - Matriz elétrica no Brasil



Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN), 2020.

O potencial para geração de energia elétrica no Brasil através da utilização da energia solar é grande. Isto ocorre por uma série de características naturais favoráveis ao país, tais como os níveis de irradiação solar elevados. Tais fatores potencializam o incentivo fiscal e o desenvolvimento nessa área, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para esta fonte.

O Brasil tem muito a ganhar com o crescimento da energia solar fotovoltaica e deve avançar cada vez mais, para se tornar uma liderança mundial no setor. Para enfrentarmos as múltiplas crises sanitária, econômica, social e ambiental que as sociedades do século XXI têm pela frente, a solar fotovoltaica será parte estratégica da solução (MEYER, SAUAIA E KOLOSZUK, 2020).

A demanda de consumo da energia elétrica nos últimos anos vem crescendo substancialmente, o crescimento populacional, a ampliação de indústrias e o avanço da urbanização são os fatores principais deste aumento da demanda energética. Com essa demanda há a necessidade de se utilizar meios mais econômicos de geração de energia elétrica.

A iluminação pública, por sua vez, promove-se de características e padrões de funcionamento, gerando um alto consumo de energia elétrica para atender todas as vias públicas de um município. Além disso, considerando o avanço tecnológico com a implantação de luminárias que apresentam melhor eficiência energética e durabilidade maior, como as luminárias LED (*Light Emitting Diode*), o consumo de energia tenderá a diminuir ao longo dos anos. A propensão no mercado é que novas tecnologias sejam implementadas na iluminação pública, e que futuramente o custo que atualmente é alto, seja mais acessível.

Hoje no Brasil, as despesas gastas com iluminação pública, em muitos casos, chegam a 70% ou 80% do total da conta de energia elétrica das prefeituras. A utilização de energia solar nessa área além de diminuir os gastos financeiros com a geração de energia luminosa, diminuiria o consumo das fontes não renováveis e reduziria sua dependência energética futura quase certa. (ELETROBRAS, 2011).

Diante desse contexto, o presente trabalho visa promover a redução dos custos e um significativo ganho na economia de energia com a elaboração de projetos das usinas fotovoltaicas para atender essas demandas energéticas da iluminação pública, utilizando-se dos altos índices de irradiação solar que o país possui e incentivando a ampliação do uso de energia solar em território nacional.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Tem-se como objetivo principal o estudo de viabilidade econômica da implantação de uma usina fotovoltaica aplicada ao parque de iluminação pública de um município do vale do Paraíba.

1.1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos pretendidos com a realização deste trabalho são:

- a) Elaborar o projeto para implantação de usinas fotovoltaicas na modalidade *on-grid* para investimento econômico financeiro no parque de iluminação pública;
- b) Dimensionar o padrão de entrada para a interligação dos sistemas fotovoltaicos com a rede de distribuição de energia elétrica da concessionária local;
- c) Analisar o consumo de energia elétrica total das UCs (Unidades Consumidoras) que atendem o parque iluminação pública para dimensionamento do sistema de compensação de energia;
- d) Realizar uma comparação entre o sistema de iluminação pública atual e os propostos a fim de verificar a viabilidade técnica e econômica demonstrando os dados de custo de cada etapa, considerando as despesas atuais com o suprimento de energia elétrica do sistema fotovoltaico para a realização do estudo de viabilidade técnico-econômica.

1.2 JUSTIFICATIVA

O fator motivador deste estudo é demonstrar a economia dos custos anuais no que se referem ao consumo de energia elétrica do parque de iluminação pública de um município. A prefeitura municipal terá a capacidade de economizar recursos e de gerar sua própria energia elétrica.

1.3 DELIMITAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho consiste no estudo do município de Caçapava, localizada no interior do estado de São Paulo, visando a implantação de projetos fotovoltaicos de autoconsumo remoto e geração distribuída.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho é composto por cinco capítulos, tratando dos aspectos conceituais e experimentais relacionados ao trabalho proposto.

O primeiro capítulo apresenta o projeto proposto, expondo uma breve contextualização e apresentando a problemática vislumbrada, assim como o objetivo geral da pesquisa, objetivos específicos, delimitação e organização do trabalho.

O segundo capítulo apresenta uma revisão de literatura sobre as técnicas de pesquisa empregadas, os conceitos teóricos nos quais abrangem energia solar fotovoltaica, geração distribuída, tarifação e matemática financeira.

O terceiro capítulo apresenta o método utilizado no desenvolvimento da pesquisa, bem como o estudo de campo e sua aplicação.

O quarto capítulo apresenta as discussões e resultados obtidos assim como as possibilidades de análise considerando a proposição do trabalho.

O quinto e último capítulo contém as considerações finais e os trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nessa seção serão apresentados os princípios teóricos da geração de energia solar fotovoltaica, as propriedades geográficas da terra em relação a luz solar, conceitos teóricos das proporções físicas da geração de energia elétrica através da luz e a funcionalidade de cada equipamento que compõe um sistema fotovoltaico.

2.1 ENERGIA SOLAR

Nessa seção serão apresentados os princípios teóricos que norteiam a energia solar.

2.1.1 O Sol

O Sol é a fonte de energia mais importante para a humanidade e para o planeta Terra, sendo basicamente uma esfera de gás ionizado com elevadas temperaturas, a sua massa é de aproximadamente $1,989 \times 10^{30}$ kg, da qual 91,2% é Hidrogênio, 8,7% é Hélio e o restante são componentes minoritários como os metais pesados, o Oxigênio e o Carbono (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.2 Aproveitamento da energia solar

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia elétrica necessária para o desenvolvimento. Quando se fala em energia, o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra.

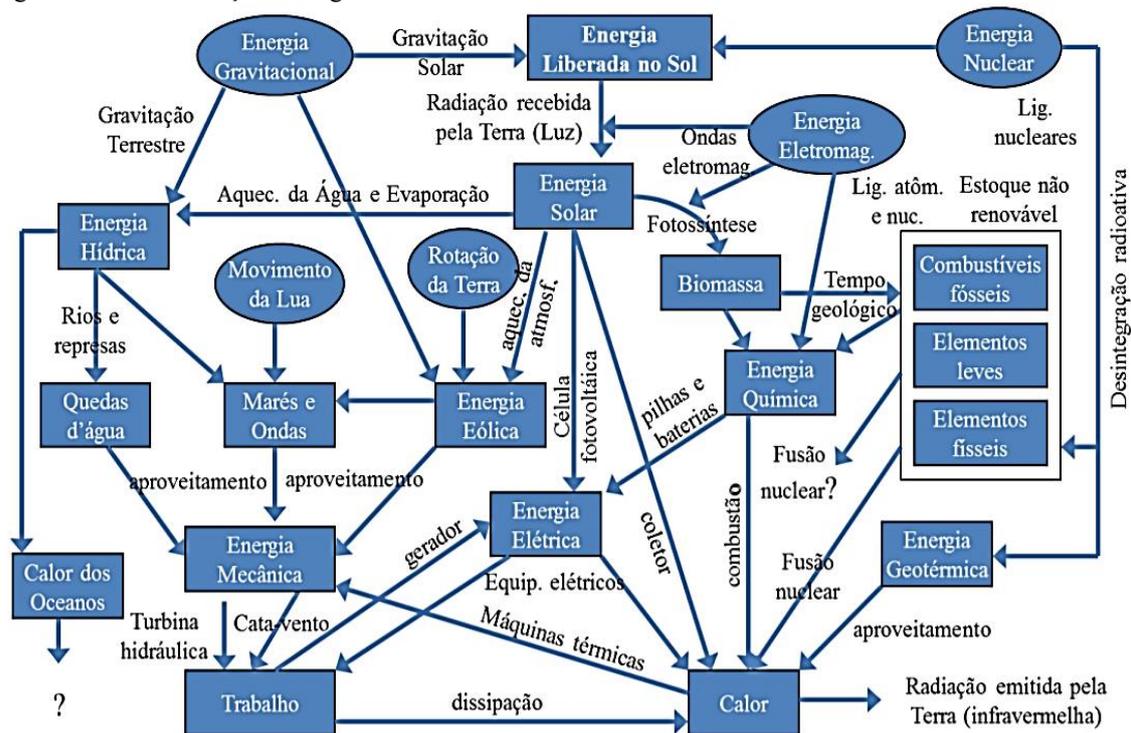
De acordo com Villalva e Gazoli (2012), o sol é a principal fonte de energia do planeta, a superfície da Terra recebe anualmente uma quantidade de energia solar, nas formas de luz e calor, suficiente para suprir milhares de vezes as necessidades mundiais durante o mesmo período. Além disso, uma parcela pequena dessa energia é aproveitada, mesmo assim, com poucas exceções, praticamente toda energia usada pelo ser humano tem origem no sol.

A energia solar pode ser aproveitada através de cinco grandes blocos: (a) solar passiva, onde se insere a arquitetura bioclimática que consiste em se beneficiar da energia solar por intermédio de edificações; (b) solar ativa, onde se inserem o aquecimento e a refrigeração solares; (c) solar fotovoltaica, composta pela aplicação de placas fotovoltaicas para a geração

de energia elétrica; (d) geração de energia elétrica a partir de concentradores solares térmicos para altas temperaturas; (e) e por último o método que utiliza um reator alimentado por dióxido de carbono (CO₂), água e metal ou óxido metálico, exposto à radiação solar, onde produz-se hidrogênio, oxigênio e monóxido de carbono. (PINHO; GALDINO, 2014).

Na Figura 2 é apresentada a influência da energia solar nas fontes energéticas primárias existentes na Terra.

Figura 2 - Transformações energéticas.



Fonte: EPE, 2018.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) a instalação de sistemas solares fotovoltaicos deve aumentar nos próximos cinco anos, o que irá colaborar para o impulso da produção e o consumo dessa forma de energia. Em números, o relatório prevê que a capacidade total renovável mundial crescerá em 50% entre 2019 e 2024. Outrossim, esse aumento de geração por meio de fontes renováveis terá participação de 60% de geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos (IEA, 2019).

A energia proveniente do Sol é uma forma de energia praticamente inesgotável que pode ser aproveitada pela sociedade para suprir suas necessidades energéticas. Considerando toda energia solar que chega à Terra, aproximadamente metade atinge a superfície, totalizando cerca de 885 milhões de TWh/ano, o que representa quantidade 6200 vezes maior que o consumo global de energia em 2008. (IEA, 2014). Esses valores conferem a fonte solar, considerando

seus múltiplos usos, o maior potencial técnico de aproveitamento frente a outras fontes renováveis. (IPCC, 2012).

Assim, seu aproveitamento poderá contribuir significativamente para reduzir a dependência de fontes que são de difícil acesso para determinadas regiões do planeta (IEA, 2014).

2.1.3 Radiação solar

Segundo Villalva e Gazoli (2012), a energia do sol é transmitida para o planeta Terra através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Essa radiação é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de ondas diferentes. A energia que uma onda pode transmitir está associada à sua frequência. Quanto maior a frequência, maior a energia transmitida. O comprimento da onda eletromagnética é inversamente proporcional à frequência, isto é, quanto maior a frequência da onda, menor será o seu comprimento.

A relação entre a energia de uma onda eletromagnética e a frequência é dada pela Equação (1), chamada de equação de Planck.

$$E_f = h \cdot f \quad (1)$$

Onde:

E_f : energia pertencente ao fóton (J);

f : frequência da radiação eletromagnética (Hz);

h : constante de Planck, que possui valor de $6,62607004 \times 10^{-34}$ (J.s).

A luz no vácuo viaja com uma velocidade constante, a Equação (2) relaciona a frequência, velocidade da onda e comprimento da onda.

$$c = \lambda \cdot f \quad (2)$$

Onde:

c : velocidade da luz no vácuo (aproximadamente 300.000 km/s);

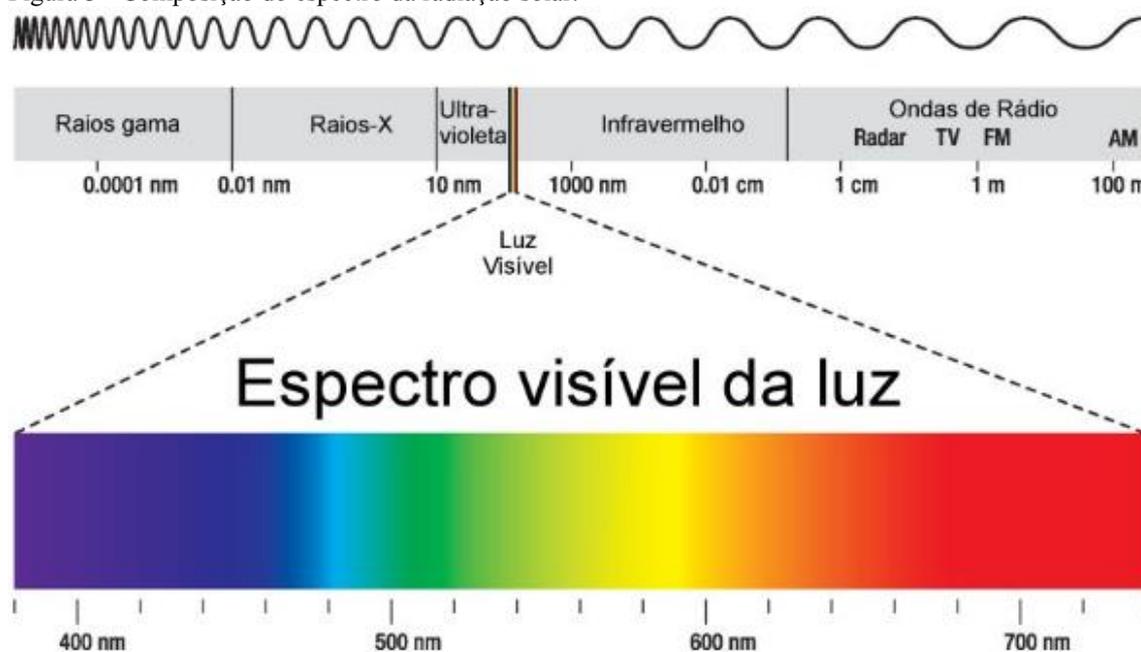
f : frequência da onda (Hz);

λ : comprimento da onda (expressa em submúltiplos de metros).

2.1.3.1 Espectro eletromagnético

As ondas eletromagnéticas vindas do sol podem produzir efeitos sobre os objetos e os seres vivos, uma pequena parte das ondas pode ser captada pelo olho humano e representa o que chamamos de luz visível. Outra parte da radiação solar não pode ser vista pelo olho humano e pode ser percebida de outras formas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 3 - Composição do espectro da radiação solar.



Fonte: CARMINATO; LEITE; PAMBOUKIAN, 2015.

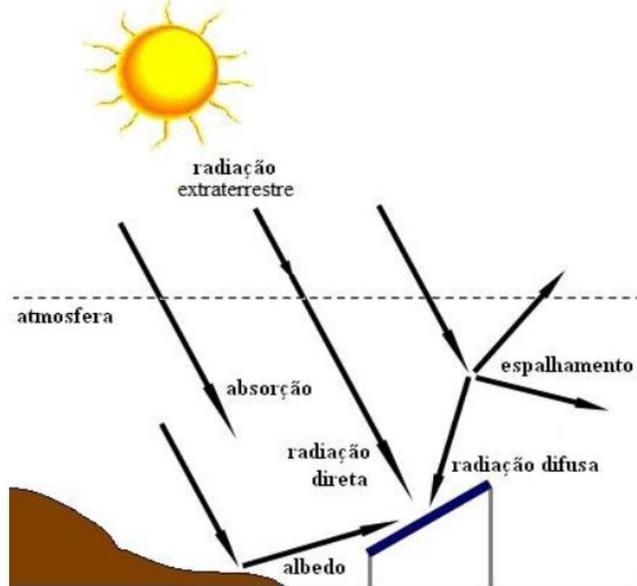
Conforme na Figura 3, o espectro de radiação solar é o conjunto de todas as frequências magnéticas emitidas pelo sol. Todo espectro de radiação, incluindo as ondas visíveis ao olho humano e as não visíveis, transporta energia que pode ser captada na forma de calor ou luz (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.1.3.2 Componentes da radiação solar

Segundo PINHO e GALDINO (2014), a radiação solar possui três componentes: Direta, Difusa e Albedo. A componente direta (ou de feixe) é aquela que provém diretamente da direção do Sol, que não sofre nenhum desvio e produz sombras nítidas. A componente difusa é a que sofreu desvio por espalhamento através da atmosfera terrestre (pelo ar, vapor d'água e poeira). A componente albedo é a resultante da reflexão em superfícies inclinadas no entorno (solo,

vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.). Essas componentes estão representadas na Figura 4.

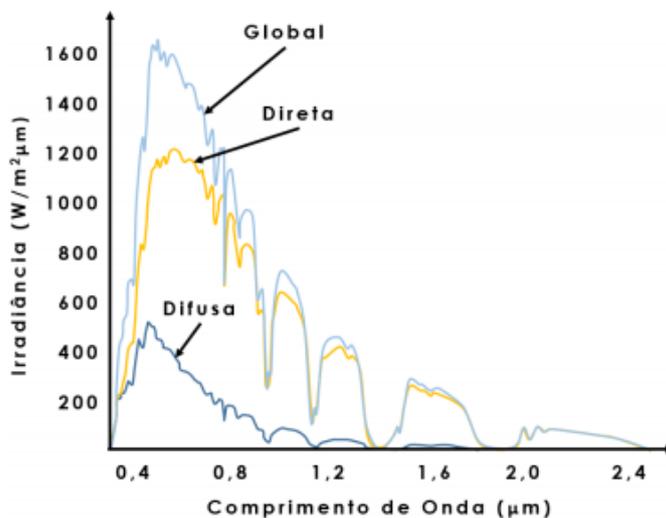
Figura 4 - Componentes da radiação solar.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

As distribuições espectrais da radiação global e difusa são apresentadas na Figura 5 e, conforme pode ser visto, a intensidade espectral da radiação difusa tende a ser maior para com os menores comprimentos de onda pelo fato de os espalhamentos serem mais eficientes para estes casos e sua participação na radiação global tende a crescer em dias nublados por conta das nuvens.

Figura 5 - Distribuição espectral da radiação solar.

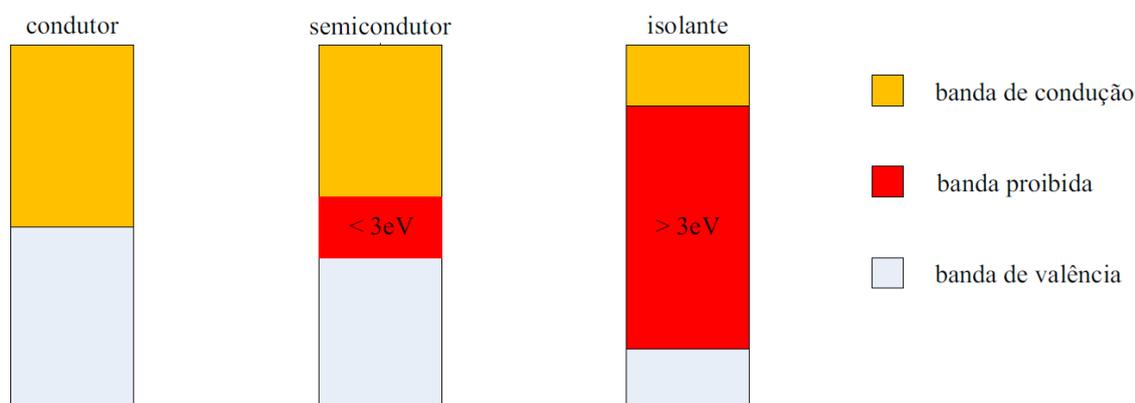


Fonte: NEVES, 1990, apud MEAKIN E COUTTS, 2016.

2.1.3.3 Efeito fotoelétrico

O efeito fotovoltaico, primeiramente observado em 1839 pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891), é o fenômeno físico que permite a conversão direta da luz em eletricidade (PINHO; GALDINO, 2014). Esse efeito implica no aparecimento de eletricidade gerada a partir da diferença de potencial existente em um material semicondutor ao ser aplicado uma luz sobre ele. Este material chamado de semicondutor possui uma banda de valência, onde é permitida a presença de elétrons, e a banda de condução, sem a presença de elétrons. A faixa localizada entre essas duas bandas é denominada de banda proibida ou “*bandgap*”, representada por E_g e é a sua largura que determina se um material é semicondutor. Materiais isolantes, por exemplo, possuem um *bandgap* maior que 3 eV (elétron-volt), enquanto um material semicondutor apresenta um *bandgap* médio de 1 eV. Assim, os fótons com energia superior à banda proibida, ao incidirem sobre esse material poderão excitar os elétrons da faixa de valência para faixa de condução. A Figura 6 apresenta a relação entre essas bandas em material condutor, semicondutor e isolante.

Figura 6 - Estruturas de bandas de energia em materiais: condutor, semicondutor e isolante.

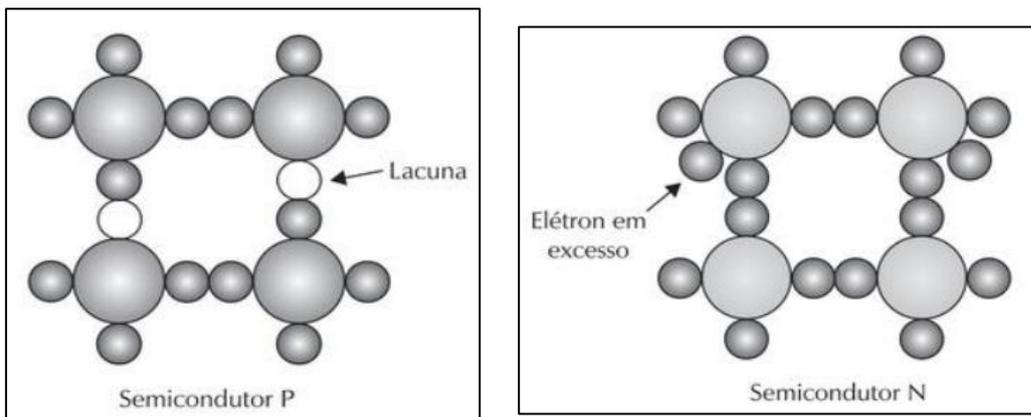


Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

Uma célula fotovoltaica é composta tipicamente pela junção de duas camadas semicondutoras, uma do tipo P e outra do tipo N. Conforme a Figura 7, o material tipo N é caracterizado por ter um excedente de elétrons e o material tipo P pela ausência de elétrons. Com a diferença de concentração de elétrons entre as duas camadas de materiais é criado um campo elétrico dentro de uma zona de depleção (barreira de potencial), onde os elétrons da camada N fluem para a camada P.

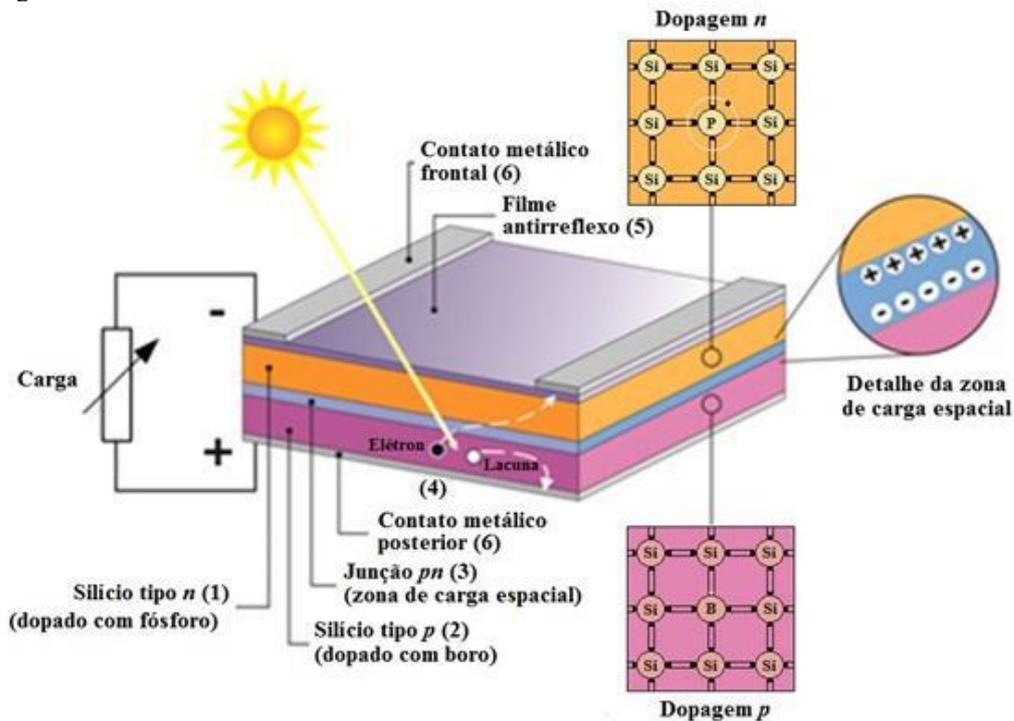
Para aplicação fotovoltaica o silício é extremamente utilizado. Os átomos de silício (Si) são tetravalentes, isto é, caracterizam-se por possuírem 4 elétrons na camada de valência que formam ligações covalentes com os átomos vizinhos, resultando assim em 8 elétrons compartilhados por cada átomo, constituindo uma rede cristalina. Ao se introduzir nesta estrutura um átomo pentavalente, como, por exemplo, o fósforo (P), haverá um elétron em excesso fracamente ligado a seu átomo de origem. Se, por outro lado, na rede cristalina for introduzido um átomo trivalente, como o boro (B), haverá a falta de um elétron para completar as ligações com os átomos de Si da rede. Esta falta de um elétron é denominada lacuna ou buraco. Por esse motivo o átomo de boro é um dopante do tipo P, receptor de elétrons. A Figura 8 representa a estrutura física de uma junção *pn* de uma célula fotovoltaica. (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 7 - Estruturas moleculares dos semicondutores P e N.



Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2016.

Figura 8 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica de silício.

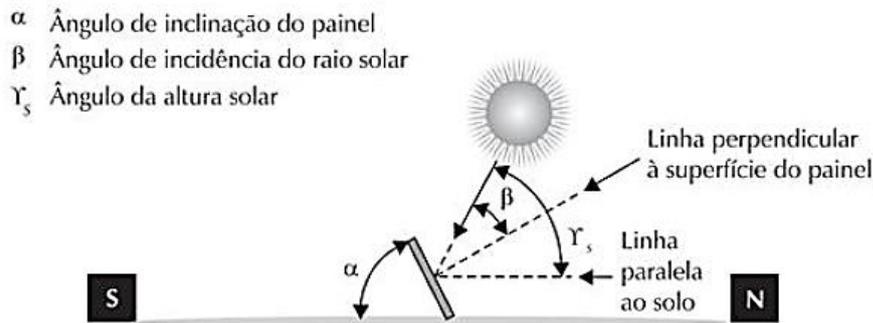


Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

2.1.4 Ângulo de incidência dos raios solares

O modo como os raios solares incidem sobre a superfície terrestre depende da posição do sol no céu. Sabe-se que a posição do sol varia ao longo do dia e do ano, sendo determinada pelos ângulos azimutal e zenital e pela altura solar. O módulo é instalado com ângulo de inclinação α em relação ao solo e tem sua face voltada para o norte geográfico, os raios solares incidem sobre a superfície do módulo com o ângulo de inclinação β , definindo em relação à reta perpendicular à superfície do módulo. Em cada dia do ano, conforme a altura solar γ_s varia, o módulo recebe os raios solares com uma inclinação β diferente. A forma como os raios incidem em um módulo solar é representada na Figura 9, o módulo é instalado com o ângulo de inclinação α em relação ao solo e tem sua face voltada para o norte geográfico (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 9 - Incidência dos raios solares em um módulo solar.



Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2012.

Sendo:

α : ângulo de inclinação do painel;

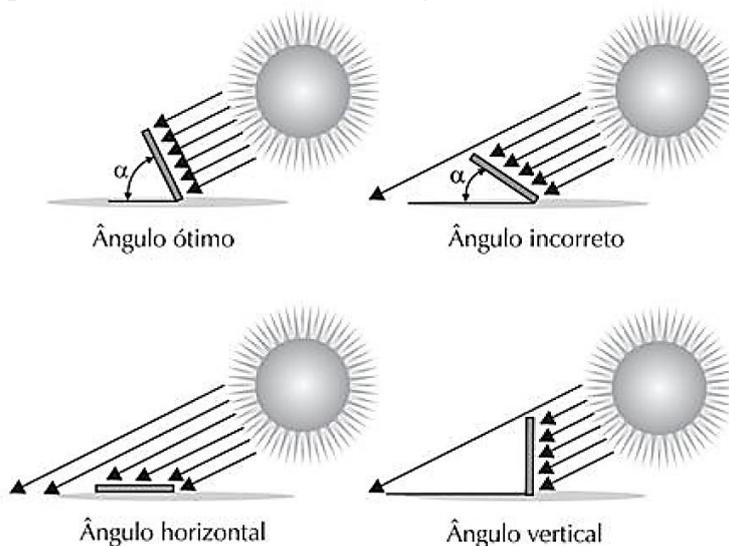
β : ângulo de incidência do raio solar;

γ_s : ângulo da altura solar.

2.1.4.1 Seleção do ângulo de inclinação do módulo solar

Grande parte dos sistemas fotovoltaicos possui ângulos fixos de inclinação, então deve ser escolhido um ângulo por algum critério. A seleção incorreta da inclinação implica na redução da captação dos raios, comprometendo a produção de energia elétrica pelo módulo fotovoltaico. A Figura 10 demonstra o que acontece quando o módulo solar é instalado em diferentes ângulos de inclinação com relação ao solo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 10 - Efeitos das diferentes inclinações do módulo fotovoltaico na captação de energia.



Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2012.

No primeiro caso mostrado na figura acima, o ângulo de inclinação α implica na incidência dos raios solares perpendicular ao módulo fotovoltaico, maximizando a captação da radiação solar direta.

No segundo caso o ângulo de inclinação α é reduzido, essa situação não é ideal para captação da radiação solar, pois há perdas de raios solares devido o feixe de captação ser menor.

Nos casos em que os módulos são instalados na posição horizontal, há perda de captação de energia durante o inverno, quando a altura solar é menor, e maximizada durante o verão, quando a altura solar é maior. Em contrapartida, na posição vertical a produção de energia é maior no inverno e menor no verão.

Devido as adversidades que ocorrem na escolha do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico, é necessário escolher um ângulo favorável para uma boa geração média de energia ao longo do ano (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.2 IRRADIAÇÃO E IRRADIÂNCIA SOLAR

O termo radiação solar é utilizado de forma genérica, podendo significar irradiância solar, quando se referido como fluxo de potência (valor instantâneo), ou então irradiação solar, quando se referido em termos de energia por unidade de área (valor integrado). (PINHO; GALDINO, 2014).

De acordo com a NBR 10899 (2006):

- a) Irradiância (G) é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área. Sua unidade é o watt por metro quadrado [W/m^2].
- b) Irradiância total (G_{TOT}) é a potência radiante solar total com todas as suas componentes (direta, difusa e albedo), por unidade de área, em uma superfície com qualquer inclinação.
- c) Irradiação Solar é a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo. Sua unidade é o watt hora por metro quadrado [Wh/m^2]. É representada por “H” quando integrada em um dia [$Wh/m^2.dia$]

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a irradiância solar que atinge a camada atmosférica, perpendicular à superfície da terra, é de aproximadamente $1.367 W/m^2$, denominada constante solar. Entretanto, nem toda essa radiação chega na superfície da Terra. A atmosfera terrestre reduz este valor através de reflexão, absorção e espalhamento. O nível de

irradiância que chega à superfície da Terra, adotado como condição padrão de ensaio, é de 1.000 W/m².

Quando calculada a irradiação no plano inclinado, a componente refletida das superfícies (albedo) também é considerada. A radiação solar em uma superfície inclinada, alinhada perpendicularmente com a direção dos raios solares, é maior que na superfície horizontal (DGS, 2013).

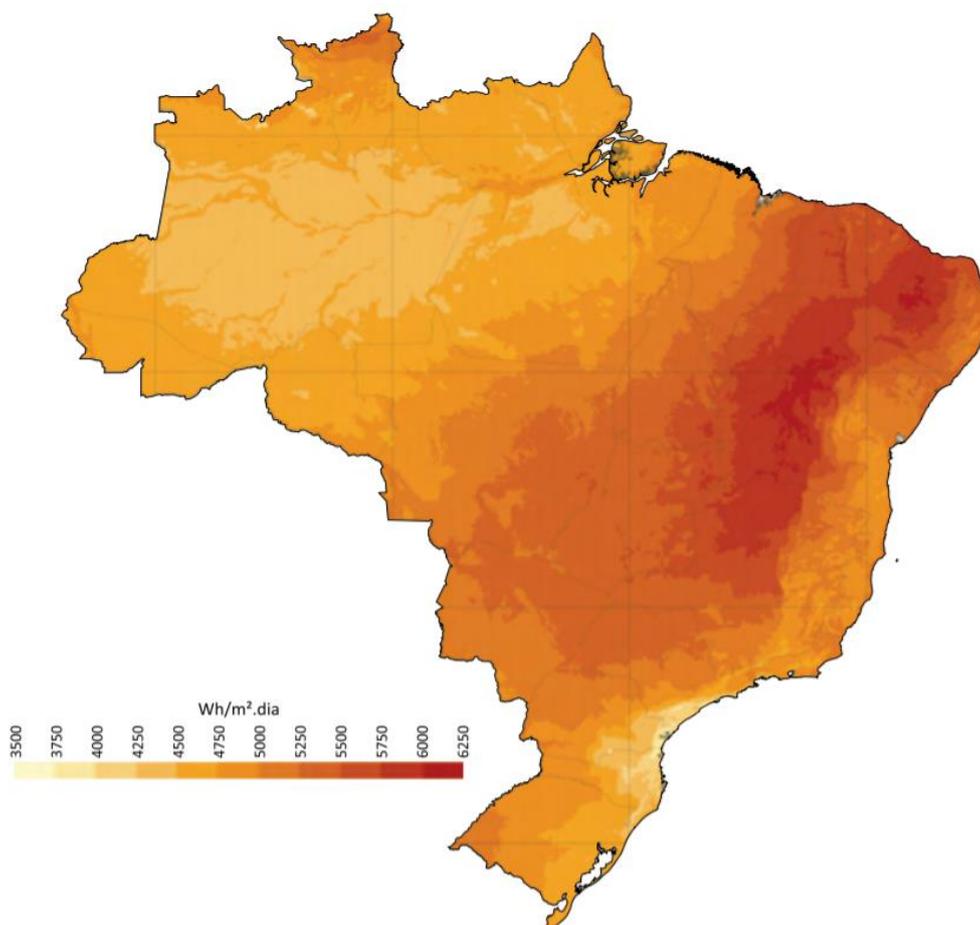
2.2.1 Distribuição da irradiação solar no Brasil

O Brasil está situado quase que totalmente na região limitada pelos Trópicos de Câncer e de Capricórnio, de incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição propicia elevados índices de incidência da radiação solar em quase todo o território nacional, inclusive durante o inverno, o que confere ao país condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar. (EPE, 2016).

O Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado em 2017 pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, disponibiliza os valores médios anuais da irradiação solar no Brasil (Figura 11). O Brasil possui elevados índices de insolação. Apesar de ser um país com dimensões continentais e diferentes características climáticas ao longo de seu território, ele apresenta condições ideais para o aproveitamento da energia solar. A média anual de irradiação global no Brasil apresenta boa uniformidade.

De acordo com esse estudo, o Nordeste é a região que possui os melhores parâmetros, apresentando o maior nível de irradiação (média anual de 5,52 kWh/m².dia no plano inclinado na latitude) e menor variabilidade interanual durante o ano (PEREIRA et al., 2017).

Figura 11 - Média anual do total diário de irradiação solar global incidente no território brasileiro.



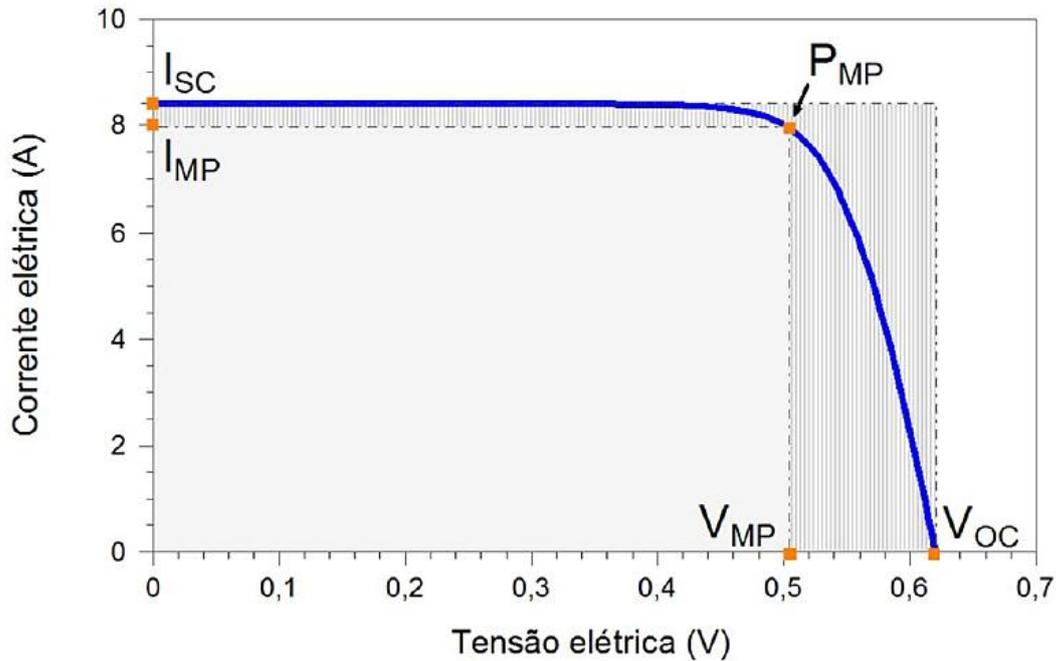
Fonte: Pereira, et al. (2017).

Constata-se um grande potencial fotovoltaico no centro do país, com destaque para as regiões mais escuras do mapa, nos estados de Minas Gerais, Goiás, Tocantins e boa parte do Nordeste. Essas condições altamente favoráveis chamam a atenção diante a baixa utilização da energia solar.

2.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Uma célula fotovoltaica é identificada pela sua potência máxima ou potência de pico (P_{MP}), tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente elétrica de curto-circuito (I_{SC}), corrente no ponto de potência máxima (I_{MP}) e a tensão no ponto de potência máxima (V_{MP}). Tais parâmetros podem ser identificados na Figura 12.

Figura 12 - Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

Os painéis fotovoltaicos são os geradores de energia elétrica para o sistema, criando tensão e corrente elétrica a partir do efeito fotoelétrico. Eles são subdivididos em várias células fotovoltaicas que estão obrigatoriamente todas ligas em série, umas às outras através do que determinamos como “*tabwires*”, que se estendem em todo comprimento do painel, finas linhas de cobre encapados por estanho formando vários grupos de células ligadas em série. Esses grupos são interligados uns aos outros pelo que se determina como “*busbar*”, que são faixas dos mesmos materiais das “*tabwires*”. (...por algum intempere de sombreamento, sujeira e etc., que possa realizar uma diferença de potencial entre os módulos causando uma corrente reversa.)

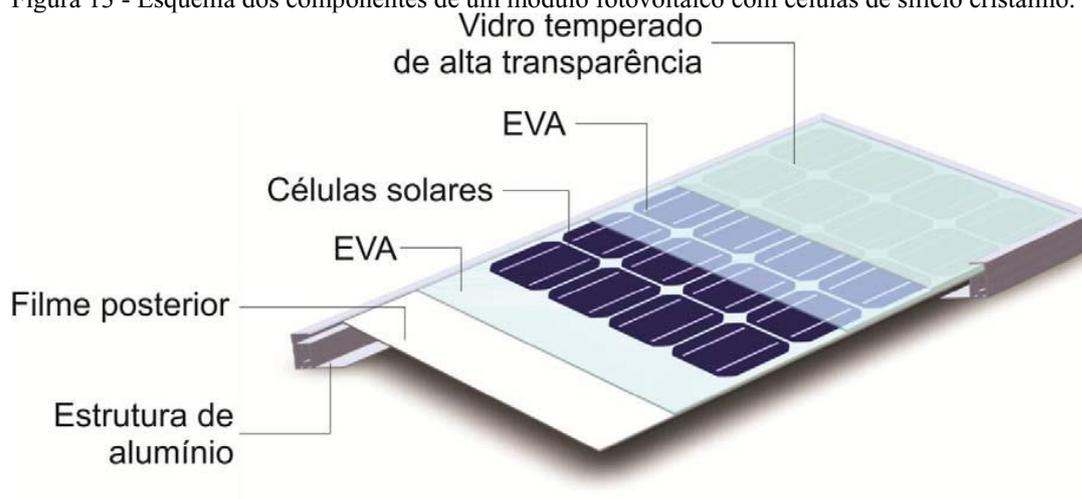
As células fotovoltaicas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar o módulo fotovoltaico. Um módulo pode ser constituído por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, associação esta que depende dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) mais adequados à aplicação a que o módulo se destina. Estas células são soldadas em tiras, geralmente com soldagem realizada por iluminação com lâmpadas halógenas ou radiação laser. Depois de soldadas, as células são encapsuladas, a fim de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo fotovoltaico. (PINHO; GALDINO, 2014).

O encapsulamento é constituído de um sanduíche composto por 7 camadas principais que são:

- a) *Backsheet*: um filme termoplástico de material TPT/TPE muito resistente, tem a função de proteger a parte traseira do painel solar e é a parte onde é fixada a caixa de junção;
- b) EVA: acetato-vinilo de etileno (EVA, do inglês *Ethylene-vinyl acetate*), um filme plástico que reage ao calor se transformando em uma resina. Sua finalidade no módulo é dar consistência ao conjunto de células, unindo ao vidro e ao mesmo tempo protegendo do contato direto com o vidro e a parte de baixo do painel que é o filme de TPT;
- c) Células fotovoltaicas: parte principal do painel solar responsável pela geração de energia elétrica em corrente contínua. A composição da célula fotovoltaica é a junção PN, que é basicamente silício dopado com Boro (parte N da junção receptora de elétrons) e silício dopado com fósforo (parte P da junção doadora de elétrons), criando a partir daí a corrente elétrica. Elas ficam entre duas camadas de EVA;
- d) Vidro temperado: após uma segunda camada de EVA é colocada uma proteção de vidro temperado com grande resistência para previr danos de intemperes temporais;
- e) Moldura de alumínio: por ser um material leve, resistente, não conter corrosão e com um custo mais acessível, o alumínio é utilizado para fixação de todas as camadas formando assim o painel solar fotovoltaico;
- f) Caixa de junção: ponto que fica na parte de trás do painel solar onde as células fotovoltaicas interconectadas em série, ela contém as conexões dos subgrupos em série através dos diodos de *by-pass*, tornando a exposição através de cabos CC e conectores MC4. Elas também podem conter graus de proteção como IP65 e IP67.

A Figura 13 apresenta um esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico composto por células de c-Si.

Figura 13 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

A corrente e a tensão elétrica são produzidas pelo módulo fotovoltaico a partir do efeito fotoelétrico, conforme descrito no item 2.1.3.3.

Tanto a corrente quanto a tensão elétrica são grandezas quantitativas que variam por diversos fatores e também podem ser limitadas, no caso dos módulos fotovoltaicos cada modelo tem seu limite de tensão e corrente elétrica.

2.3.1 Tecnologias Fotovoltaicas

As principais tecnologias aplicadas na produção de células e módulos fotovoltaicos são classificadas em três gerações (PINHO; GALDINO, 2014):

- a) Primeira geração: células baseadas em lâminas de silício mono (m-Si) ou policristalino (p-Si) ou de Arseneto de Gálio. No caso do silício, as células feitas deste material são utilizadas em sua maioria para aplicações terrestres e dominam comercialmente o mercado mundial por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível.
- b) Segunda geração: consiste nas células de filme fino de silício amorfo (a-Si), Telureto de Cádmio (CdTe) ou Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CuInGaSe₂). Essa geração apresenta menor eficiência do que a primeira e tem menor representatividade no mercado. Essas células possuem esta denominação por apresentarem espessuras de poucos micrometros.
- c) Terceira geração: consistem em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated*

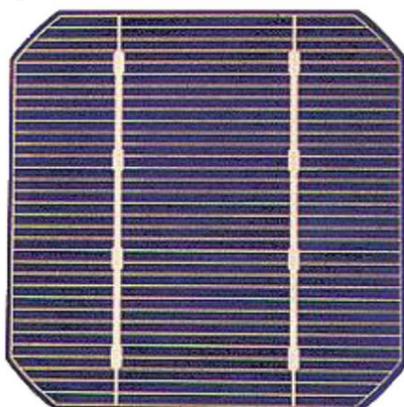
Photovoltaics), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). As células orgânicas e sensibilizadas por corante ainda apresentam baixas eficiências e são de tecnologias mais recentes, estando em sua grande maioria em fase de pesquisa e desenvolvimento. As células solares de multijunção apresentam elevadas eficiências, porém com alto custo de fabricação e por isso tem aplicação restrita a área espacial ou em sistemas com concentradores solares para uso terrestre.

2.3.1.1 Silício cristalino

De todas estas tecnologias apresentadas, a que domina o mercado fotovoltaico mundial são as baseadas no silício cristalino, com utilização na faixa de 90% da capacidade instalada. Essa tecnologia vem com constante crescimento no mercado devido os seguintes motivos: o silício ser um elemento abundante na natureza; total domínio tecnológico por diversos países; possuir uma indústria produtiva bem consolidada; possuir características de absorção que se encaixam com o espectro solar (MIT, 2015).

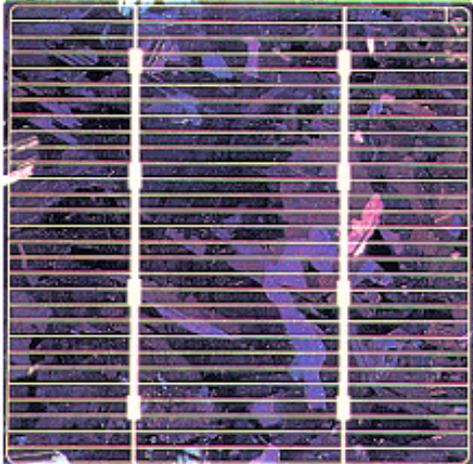
As células de silício cristalino podem ser fabricadas com o silício de grau eletrônico (Si-gE) contendo uma pureza de 99,999999999%, também denominada 9N (nove noves), ou então de grau solar (Si-gS) contendo uma pureza de 99,9999999% (6N). Este semiconductor pode ser utilizado com duas estruturas cristalinas diferentes: a monocristalina (m-Si) e a policristalina (p-Si). As células policristalinas são menos eficientes que as monocristalinas, porém permitem a utilização de silício com um maior teor de impurezas e são mais baratas e fáceis de serem produzidas. (PINHO; GALDINO, 2014). As estruturas das células típicas de silício monocristalino e policristalino estão apresentadas nas Figura 14 e Figura 15, respectivamente.

Figura 14 - Célula de silício monocristalino (m-Si).



Fonte: CRESESB, 2008.

Figura 15 - Célula de silício policristalino (p-Si).



Fonte: CRESESB, 2008.

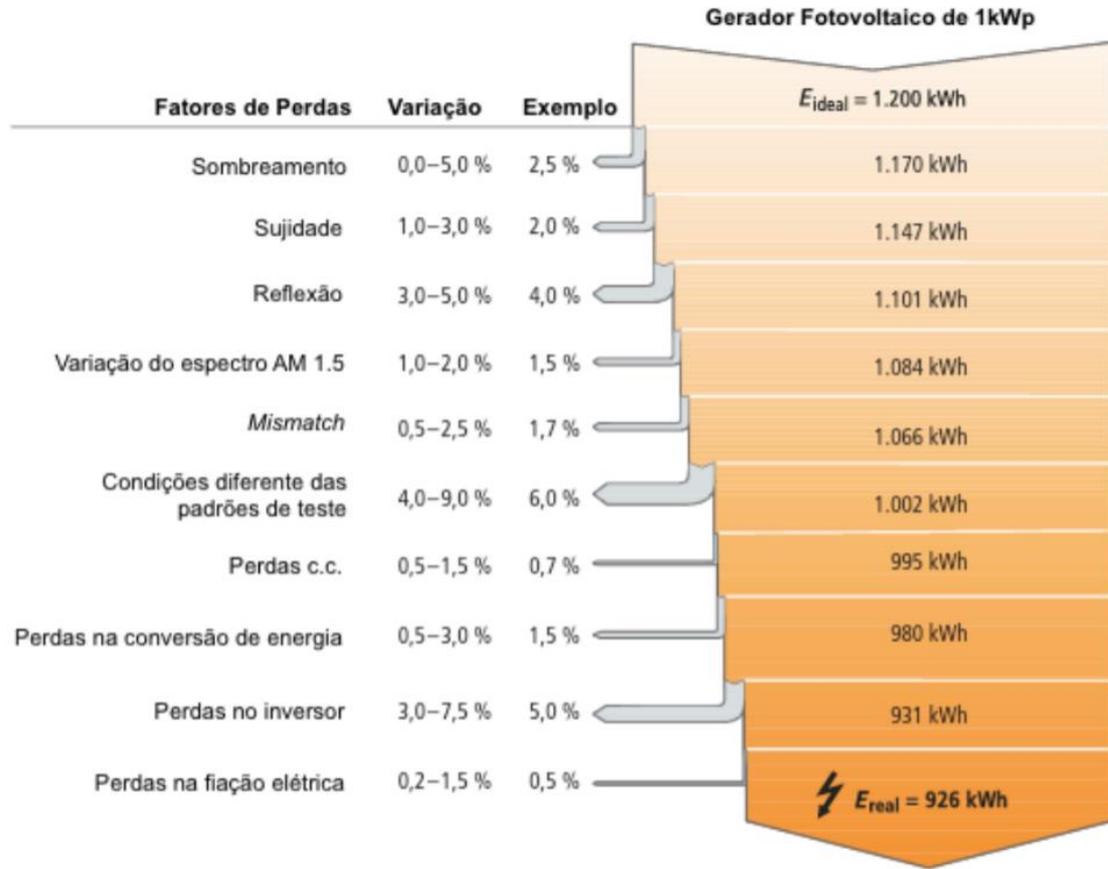
Segundo NEVES (2016) apud Green, 2015, em laboratório as melhores células monocristalinas e policristalinas possuem eficiências em torno de 25% e 20% respectivamente. No caso dos módulos, estes valores passam para aproximadamente 23% para o mSi e 19% para o p-Si. Esta queda na eficiência se deve às perdas ópticas provocadas pelo encapsulamento e pelas ligações entre as células que inserem resistências à passagem da corrente.

2.4 FATORES DE PERDA

Esta seção apresenta os fatores de perda que podem ocorrer nos módulos fotovoltaicos, tais fatores que de acordo com o estudo feito pela Sociedade Alemã de Energia Solar (DGS, 2013) são mostrados na Figura 16, na qual se tem os seguintes fatores de perdas: Sombreamento; Sujidade; Reflexão; Variação do espectro AM 1.5; *Mismatch* (descasamento); Condições diferentes das padrões de teste; Perdas CC; Perdas na conversão de energia; Perdas no inversor e Perdas na fiação elétrica.

Em geral, para se obter um melhor desempenho na geração de energia de um painel fotovoltaico, é de suma importância considerar esses fatores na análise do projeto, como escolha de componentes eficientes, modo de instalação e local de instalação. As análises do sistema de geração devem ser periódicas o suficiente para verificar a operação favorável do sistema. Recomenda-se também que o módulo seja instalado em local com boa incidência de radiação solar, sem a presença de sombreamento para evitar perdas.

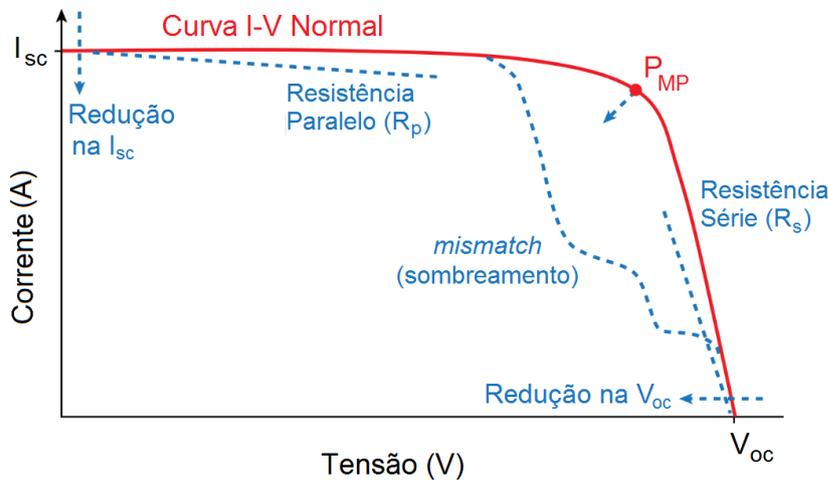
Figura 16 - Fatores de perdas de um sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: Araújo et al., 2016.

Uma forma de analisar alguns dos fatores de perdas do sistema fotovoltaico é observando a curva característica da corrente e tensão I-V do sistema, como mostrado na Figura 17. Através dessa curva pode-se encontrar o ponto no qual o produto da corrente pela tensão é máximo, isto é, o ponto com o máximo valor de potência.

Figura 17 - Anomalias na curva I-V de um painel fotovoltaico.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

A alteração da curva I-V (PINHO; GALDINO, 2014) compreende a (as):

- a) resistência série (R_s), que pode ocorrer devido problemas nas interconexões elétricas de um módulo da fileira, ou problemas externos na fiação e conexões entre fileiras;
- b) resistência em paralelo (R_p), resultante de defeitos internos em células. Certos padrões de sombreamento parcial ou concentração de sujeira (não homogênea) também podem causar este mesmo efeito na curva;
- c) redução na corrente de saída (I_{sc}), que pode ser causada por degradação dos painéis ou concentração de sujeira;
- d) redução na tensão de saída (V_{sc}), resultante do aumento de temperatura nos módulos, que pode ser causada pelo modo de instalação. Degradações dos módulos ou curtos em diodos de desvio *by-pass* também podem causar este efeito.
- e) perdas por *mismatch* (descasamento), que podem resultar de inúmeras causas: sombreamento parcial, sujeira localizada, curtos em diodos de desvio, células/módulos degradados, entre outras causas. Esses efeitos causam o aparecimento de “dentes” ou “degraus” na curva I-V, semelhante ao caso de sombreamento parcial.

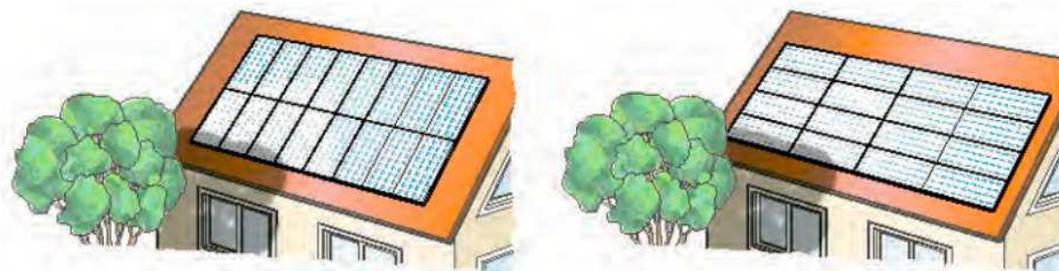
2.4.1 Sombreamento

Como os módulos fotovoltaicos contêm células fotovoltaicas associadas em série, quando uma ou mais destas células recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, sua corrente vai limitar a corrente de todo o conjunto série. Esta redução de radiação incidente pode ocorrer por um sombreamento parcial do módulo, depósito de sujeira sobre o vidro, ou algo que tenha caído sobre o módulo, dentre outras possibilidades. O efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo acaba sendo propagado para todos os módulos conectados em série. (PINHO; GALDINO, 2014).

Conforme Araújo, Rank e Bueno (2016), sombreamento parcial é um fator de perda muito significativo para um sistema fotovoltaico. O sombreamento pode ser previsível, causado por árvores, postes e edificações ao redor, ou até mesmo um módulo fazendo sombra no módulo adjacente. O sombreamento também pode ser imprevisível, como por exemplo, quando algo cai em cima do módulo (folha de árvore, dejetos de pássaros).

Antes de planejar a instalação dos painéis fotovoltaicos, deve-se analisar à sua orientação, se os mesmos estarão na horizontal ou vertical, conforme a Figura 18, observando assim que há mais painéis com sombreamento parcial na vertical em comparação a horizontal.

Figura 18 - Sombreamento parcial com módulos na horizontal ou vertical, respectivamente.



Fonte: DGS, 2013.

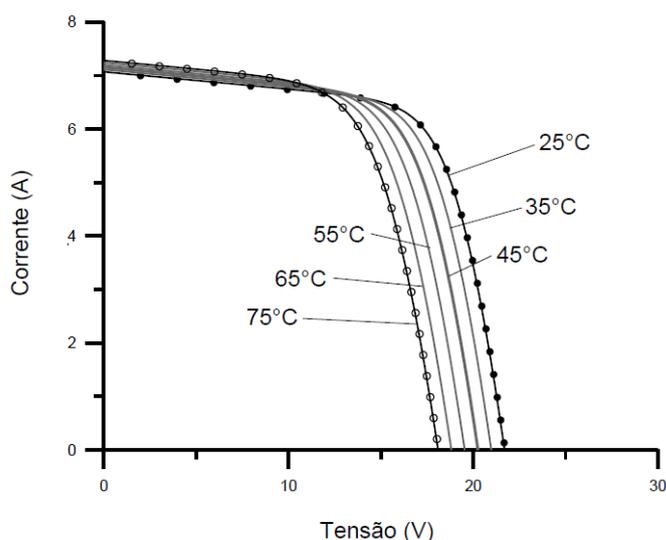
2.4.2 Sujeira

Conforme Araújo, Rank e Bueno (2016) apud DGS, 2013, em áreas industriais com grande tráfego de automóveis, ou com clima seco, por exemplo, ocorre maior acúmulo de sujeira nos painéis fotovoltaicos. O efeito do acúmulo de sujeira é menor quando o módulo é limpo com a água da chuva. Uma angulação de pelo menos 10° é normalmente suficiente para que isto ocorra. Quanto maior a inclinação do módulo, mais fácil para que a autolimpeza aconteça. Além disso, o design do painel pode ajudar a promover um maior acúmulo de sujeira, quando este contém bordas elevadas. Se o sistema estiver localizado em áreas com muito acúmulo de poeira, uma limpeza regular vai aumentar significativamente o desempenho do sistema.

2.4.3 Temperatura

A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. A Figura 19 mostra curvas $I-V$ para diversas temperaturas de célula, deixando evidente que há uma queda de tensão importante com o aumento da temperatura da célula. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão. Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos utilizam-se os coeficientes de temperatura definidos na sequência.

Figura 19 - Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

Segundo Almeida (2012), a potência do gerador fotovoltaico pode cair entre 0,3 e 0,4% a cada aumento de 1°C. Esse efeito é mais acentuado no verão e normalmente é agravado em sistemas integrados à edificação, pois pode haver uma redução na ventilação. Além disso, quando os painéis são instalados em campo, eventualmente eles não operam da mesma maneira em locais onde a temperatura é a mesma para qual tiveram os ensaios em laboratório (condições ideais para funcionamento), resultando na queda da sua geração com o aumento da temperatura.

2.4.4 Mismatch

Segundo Araújo, Rank, Bueno (2016) o descasamento de módulos (*mismatch*), ocorre pela utilização de módulos com características ou parâmetros incompatíveis. Esse fator de perda pode ocorrer devido sombreamentos parciais, acúmulo de resíduos ou degradação de algum dos painéis do arranjo série.

Cada gerador fotovoltaico possui parâmetros próprios devido às diferenças entre as células FV que os compõem, mesmo que sejam provenientes da mesma linha de produção. Esse tipo de perda tende a se agravar com o tempo, devido à degradação. (ALMEIDA, 2012).

2.4.5 Perdas CC – Cabos e conectores

Conforme Rüter (2004) as perdas ôhmicas em sistemas CC de baixa tensão são minimizadas pelo menor comprimento possível de cabos elétricos que conectam os painéis fotovoltaicos ao sistema inversor e por contatos elétricos de qualidade. Outra recomendação se

refere à possibilidade de se abrir um arco elétrico quando um circuito CC é interrompido. Por esta razão a instalação deve ser feita de tal forma que todos os circuitos permaneçam abertos, evitando o fluxo de corrente, até que todas as conexões estejam completas.

2.5 LEGISLAÇÃO VIGENTE PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

A publicação da Resolução Normativa 482, em 17 de abril de 2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), contribuiu para a acessibilidade da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição. Essa resolução propõe a criação de um sistema de compensação de energia também já utilizado por outros países, bem como se propõe a estabelecer os procedimentos gerais relacionados para microgeradores e minigeradores.

Com ele, o proprietário de um pequeno gerador não precisa consumir toda a energia produzida no momento da geração, uma vez que ela poderá ser injetada na rede e, nos meses seguintes, o consumidor receberá créditos em kWh na conta de luz, que poderão ser compensados pela energia consumida da rede.

Em dezembro de 2015, a ANEEL publicou a revisão da RN 482/2012, a Resolução Normativa 687/15, aprimorando alguns pontos, tais como permitir a instalação de geração distribuída em condomínios, com a repartição em porcentagens da energia gerada entre os condôminos.

A Resolução Normativa 687/15 passou a vigorar em 01 de março de 2016, visando reduzir o processo burocrático para homologação de centrais geradoras junto às concessionárias.

Entre as principais alterações com a Resolução Normativa 687/15 estabelecida pela ANEEL (2015), tem-se:

- a) denomina microgeração sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis até 75 kW e minigeração sistemas de geração de energia elétrica de 75 kW até 3 MW quando de fonte hídrica, e até 5 MW quando de fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração.
- b) o prazo de compensação da energia elétrica excedente passou de 36 para 60 meses, ou seja, a energia elétrica que foi gerada e não foi consumida – e, por sua vez, injetada na rede da concessionária – fica de crédito e poderá ser consumida em até 60 meses.
- c) estabelece novas modalidades de geração distribuída, onde condomínios verticais ou horizontais com sistemas de geração instalados em áreas comuns ou sobre os telhados

das edificações podem distribuir os créditos da energia gerada entre os condôminos sem a necessidade de estabelecer um consórcio ou associação.

- d) estabelece ainda que consumidores inscritos sob CPF ou CNPJ diferentes, desde que atendidos pela mesma concessionária, possam se associar em cooperativa ou consórcio para receber os créditos de energia através da geração compartilhada. Nesse caso, é necessário constituir uma entidade com CNPJ que receba os créditos de energia da geração compartilhada ou de uma única usina geradora que faça o rateio para os associados.
- e) regulariza o auto consumo remoto, onde unidades consumidoras que estão inscritas no mesmo CPF no caso de pessoa física, ou no mesmo CNPJ raiz no caso de pessoa jurídica, possam gerar energia em uma das unidades consumidoras e utilizar este crédito de energia nas demais unidades consumidoras sob mesma titularidade sem a necessidade de constituir uma entidade.

É de fundamental importância que, ao instalar um sistema de geração de energia fotovoltaica, ele seja homologado junto à concessionária local, conforme as determinações da Resolução Normativa 687/15 (ANEEL, 2015).

2.6 TARIFAÇÃO, MEDIÇÃO E CUSTOS DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Nessa seção serão apresentadas considerações quanto à tarifa, medição, e como é custeada o sistema de iluminação pública (IP).

2.6.1 Tarifação

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a tarifa referente a energia elétrica é um valor unitário, medido em reais por quilowatt-hora (*R\$/KWh*), multiplicado pela quantidade de energia elétrica consumida no mês, que os consumidores pagam por meio de conta recebida de sua empresa distribuidora de energia elétrica. Esse valor corresponde a 1 quilowatt consumido em uma hora (ANEEL, 2005).

Conforme o Art. 2^a da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, no inciso XXXVIII, a iluminação pública é classificada como um consumidor do grupo B, que corresponde ao “grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia”.

O grupo B é subdividido em quatro subgrupos, sendo a iluminação pública integrante do subgrupo B4, que ainda se subdivide em tarifas B4a e B4b.

A tarifa B4a será aplicada quando o ativo de iluminação pública pertencer à prefeitura, caracterizando pelo ponto de entrega ser na conexão com a rede de distribuição, coincidindo com o início do circuito de iluminação. Já a tarifa B4b é aplicada quando o serviço de gestão de IP for feito pela concessionária. A diferença entre estas duas tarifas consiste no acréscimo do custo de operação e manutenção do sistema.

Os valores das tarifas de energia elétrica são definidos anualmente pela ANEEL e cada concessionária baseia-se nesta tarifa acrescentando os impostos devidos.

2.6.2 Medição

O consumo de energia elétrica da IP é calculado por estimativa, chamada de medição por avença, onde as concessionárias de distribuição não são obrigadas a instalar medidores. O valor apurado é estimado com base no inventário de equipamentos instalados e na sua potência do município, cabendo prefeitura e à concessionária zelar por mantê-lo sempre atualizado. O total calculado da potência do equipamento instalado é multiplicado por um número fixo de horas de utilização diária para gerar o valor estimado de kWh/dia consumido pelos serviços de iluminação pública. (ANEEL, 2010)

Em relação aos números de horas de utilização, a resolução determina:

Art. 25. Para fins de faturamento da energia elétrica destinada à iluminação pública ou à iluminação de vias internas de condomínios, o tempo a ser considerado para consumo diário deve ser de 11 (onze) horas e 52 (cinquenta e dois) minutos, ressalvado o caso de logradouros que necessitem de iluminação permanente, em que o tempo é de 24 (vinte e quatro) horas por dia do período de fornecimento. (ANEEL, 2010, p. 30).

Mas é também possível que se instale medidores, nesse caso o Art. 26 diz que:

Art. 26. Caso sejam instalados equipamentos automáticos de controle de carga que reduzam o consumo de energia elétrica do sistema de iluminação pública, devidamente comprovado e reconhecido por órgão oficial e competente, a distribuidora deve proceder à revisão da estimativa de consumo e considerar a redução proporcionada por tais equipamentos. (ANEEL, 2010, p. 30).

2.6.3 Custos

O custos do sistema de IP deverá ser pago pelo município, este que dispõe de duas alternativas: criar um tributo específico de competência municipal, Custo de Iluminação Pública (CIP), o qual tem como base legal o Art. 149-A da Constituição Federal, que faculta ao município estabelecer a contribuição para o custeio do serviço de IP; ou então fazer um remanejamento de recursos orçamentários já existentes.

A CIP é cobrada para o custeio do serviço público de iluminação, serviço no qual inclui a instalação, consumo de energia, manutenção, melhoramento, operação, fiscalização e demais atividades vinculadas a iluminação no território do município.

Conforme determina a Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, a iluminação pública é enquadrada no Grupo B (subgrupo B4). A tarifa aplicada à IP foi estabelecida em seu art. 53-P conforme segue:

Art. 53-P. Para a classe iluminação pública aplicam-se as tarifas homologadas pela ANEEL para o Grupo A e, para o Grupo B, as tarifas homologadas do subgrupo B4a.

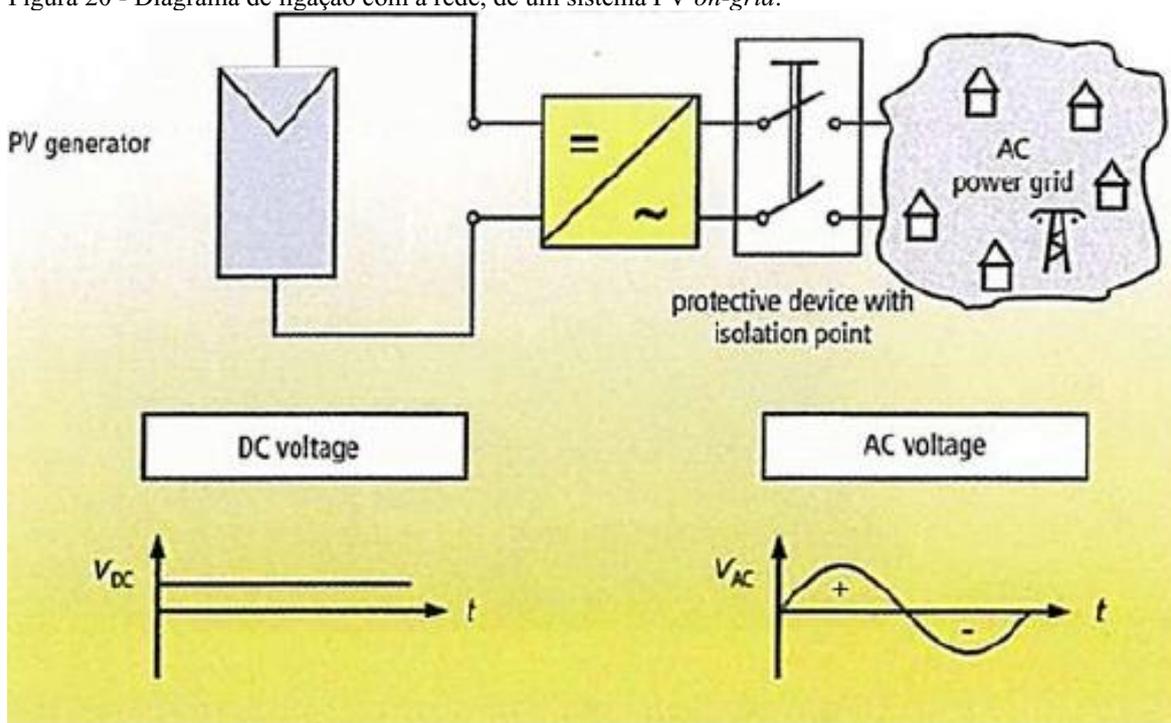
2.7 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, também chamados de sistemas *on-grid*, ou *grid-tie* operam em paralelismo com a rede de eletricidade. Diferentemente dos sistemas autônomos, os sistemas conectados são empregados em locais já atendidos por energia elétrica. Por não possuírem dispositivos de armazenamento de energia, todo o excedente de energia produzida pelo sistema é injetado na rede elétrica, ou no caso de usinas fotovoltaicas, toda a energia produzida.

Esse sistema é basicamente constituído por um conjunto de módulos fotovoltaicos, que irão gerar a energia, um grupo de inversores, que irão fazer a conversão CC/CA para conexão à rede elétrica, além das caixas de junção e dispositivos de proteção e de medição da energia produzida.

Na Figura 20 é apresentado o diagrama geral de um sistema fotovoltaico conectado à rede (*on-grid*).

Figura 20 - Diagrama de ligação com a rede, de um sistema PV *on-grid*.



Fonte: BlueSol, 2016.

2.8 INVERSOR SOLAR

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A energia em corrente contínua pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico que estejam de acordo com as cargas que serão alimentadas. Além disso, no caso de sistemas conectados à rede elétrica (*on grid*) a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede, onde inversores de maior potência geralmente necessitam de transformadores de tensão para adequação da tensão de saída. (PINHO, GALDINO, 2014)

Os inversores injetores de energia elétrica na rede (*inversor grid-tie*) podem ser conectados através de duas formas:

- Ligação direta na rede: a energia é rapidamente escoada para o sistema e utilizada pelos consumidores mais próximos.
- Pelo ponto de conexão da edificação com a concessionária: a energia elétrica gerada é consumida pela própria edificação/residência, e somente o excedente é fornecido à rede.

Para fornecer o máximo de energia à rede, o inversor conectado à rede deve operar no ponto de máxima potência (MPP) do arranjo fotovoltaico. Como o MPP muda de acordo às condições climatológicas, o inversor deve possuir um sistema de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT - sigla em inglês de *maximum power point tracker*), que ajusta automaticamente a tensão de entrada do inversor, de acordo à tensão MPP a cada instante.

Inversores *grid-tie* geralmente efetuam MPPT em suas entradas CC como uma forma de efficientização. A eficiência desse inversor pode ser calculada mediante as Equações (3), (4) e (5). (PINHO, GALDINO, 2014)

$$\eta_{conv} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (3)$$

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{CC}}{P_{mp}} \quad (4)$$

$$\eta_{Total} = \eta_{conv} \times \eta_{MPPT} \quad (5)$$

Onde:

P_{CC} (W): potência instantânea CC na entrada do inversor;

P_{CA} (W): potência instantânea CA na saída do inversor;

P_{MP} (W): potência instantânea máxima do painel fotovoltaico nas condições de temperatura e irradiância vigentes;

η_{conv} (%): eficiência de conversão do inversor, o que inclui as perdas nos circuitos, no transformador, nos componentes de chaveamento etc.;

η_{MPPT} (%): circuitos, no transformador, nos componentes de chaveamento etc.;

η_{MPPT} (%): eficiência do inversor no seguimento do ponto de máxima potência;

η_{Total} (%): eficiência total do inversor;

Os painéis fotovoltaicos para os sistemas *on-grid* devem ser sempre dimensionados de acordo com as características elétricas das entradas do inversor utilizado, incluindo tensão máxima, corrente máxima, potência máxima e faixa de operação do MPPT. As tensões utilizadas no painel devem ainda estar de acordo com as especificações de tensão máxima de operação dos módulos. (PINHO, GALDINO, 2014).

2.9 TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO

O transformador possui a função de viabilizar a conexão da geração da usina com o sistema de distribuição da concessionária. Por isto é conhecido como transformador de acoplamento.

Os níveis de tensões nominais padronizadas em baixa tensão pelo PRODIST para conexão da central geradora com a rede de distribuição estão mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 - Níveis padronizados de baixa tensão.

Esquema de ligação	Níveis	Tensão nominal [V]
Fase-Fase	120/208	208
Fase-Fase	110/220	220
Fase-Fase	127/220	220
Fase-Neutro	220/380	220
Fase-Neutro	220/440	220
Fase-Fase	115/230	230
Fase-Fase	120/240	240
Fase-Fase	127/254	254

Fonte: PRODIST, 2017.

Na especificação desse transformador deve ser considerada a tensão nominal do sistema de distribuição da concessionária, bem como a tensão nominal de operação dos da saída dos inversores que serão conectados a ele.

Outro fator importante a ser avaliado na especificação do transformador é a presença de componentes harmônicas que são geradas pelos inversores, ou seja, o cálculo do fator K. Este fator indica as perdas que determinado transformador terá em função das harmônicas geradas por cargas não lineares. Fator K unitário é o transformador convencional e fator K maior que 1, indica que o transformador deverá ter um projeto que suporte as perdas decorrentes das harmônicas presentes.

Os transformadores geralmente utilizados para um sistema fotovoltaico podem ser de dois tipos:

- a) Transformadores Isoladores: proporcionam o isolamento galvânico entre seus circuitos primário e secundário. Essa característica garante que os distúrbios de corrente no primário não sejam transferidos para o secundário e vice-versa, dada a propriedade indutiva dos transformadores. Em razão disso, obtém-se também uma melhora na estabilidade do sistema fotovoltaico, prevenindo que o inversor se desconecte devido os distúrbios. Os trafos isoladores geralmente são mais caros,

robustos, menos ruidosos e esquentam menos que autotransformadores de mesma potência.

- b) Autotransformadores: possuem um enrolamento único de onde se retira derivações com diferentes níveis de tensão. Por possuírem um único enrolamento isso o torna menor, mais barato e mais leve em relação ao trafo isolador. São mais utilizados quando a rede não apresenta distúrbios elevados, devido não isolarem o inversor de possíveis problemas na rede, podendo fazer com que a geração seja interrompida mais vezes

2.10 INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Ao se optar por instalar um sistema fotovoltaico sacrifica-se uma quantia monetária no presente para receber outras quantias (no caso, redução nos custos de energia elétrica) durante o período de vida útil do projeto. Deste modo, um sistema fotovoltaico funciona como um investimento e assim deve ser tratado. (AYRÃO, 2018)

Para analisar financeiramente e economicamente a implantação das usinas fotovoltaicas, utiliza-se alguns indicadores que permitem demonstrar a viabilidade de um investimento, são eles: Fluxo de caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* e o *Payback* descontado.

2.10.1 Fluxo de caixa

Para dar início na análise de investimentos, o primeiro passo é determinar o fluxo de caixa, representando os valores de entrada e os valores de saída durante o período de análise do sistema fotovoltaico em análise, período aqui considerado de 25 anos. Na sequência é necessário converter essas quantias em valores na mesma data para que assim seja possível realizar operações algébricas.

O método de conversão de todos os valores futuros para a data de início do investimento é o que se denomina “trazer a VALOR PRESENTE”. Algumas vezes, ao invés de comparar todos os valores no início do investimento, se compara ao final do investimento, e essa conversão é chamada de “VALOR FUTURO”. (AYRÃO, 2018)

2.10.2 Valor Presente Líquido (VPL)

Esse é o critério mais utilizado em análise de investimentos a fim de quantificar em valores atuais, qual valor de riqueza será gerado pelo projeto. A análise 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. Ou seja, é a soma dos resultados de cada ano trazidos com referência ao ano zero. É preciso considerar uma taxa de juros para poder trazer o valor do dinheiro no tempo a valor presente. Esta taxa é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). (AYRÃO, 2018)

Um projeto é considerado viável se seu VPL é maior que zero quando a taxa de juros considerada é a TMA. Para calcular-se o VPL é utilizado a Equação (6) (NETO, 2012).

$$VPL = -I_{inicial} + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (6)$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido;

I_{inicial}: investimento inicial;

FC: fluxo de caixa;

i: taxa de desconto ou taxa de juros;

n: o período de tempo.

Um projeto de implementação de um sistema fotovoltaico não gera lucros, mas permite gerar uma redução dos custos, calculados anualmente. Logo, todos os custos que seriam gastos com os pagamentos das tarifas energéticas serão contabilizados no fluxo de caixa considerado de 25 anos.

2.10.3 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a taxa de juros que iguala, em um determinado momento do tempo, o valor presente das entradas (recebimentos) com o das saídas (pagamentos) previstas de caixa. Ou seja, ela é uma métrica usada para avaliar qual o percentual de retorno de um projeto. Costuma-se comparar com a Taxa Mínima de Atratividade para decidir a viabilidade do mesmo. Assim, quando os investimentos apresentam uma TIR elevada, conseqüentemente o seu crescimento será proporcionalmente alto. A Equação (7) permite realizar o cálculo da TIR (NETO, 2012).

$$0 = VPL = \sum_{t=0}^T \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} \quad (7)$$

Onde:

T : período total;

FC_i : fluxo de caixa de determinado período;

i : período.

2.10.4 Payback

O tempo de *payback* visa verificar em quanto tempo o somatório das entradas se iguala ao valor do investimento inicial, ou seja, em quanto tempo o investimento irá começar a gerar retorno financeiro.

Para o *payback* simples se realiza as somas das entradas futuras sem levar em consideração a variação do valor do dinheiro no tempo, sendo esse um grave erro conceitual, que gera resultados enganosos. Sua utilização ocorre muito no mercado residencial de sistemas fotovoltaicos, devido sua simplicidade de cálculo. Porém, representa uma ferramenta precária para avaliação de um investimento, sendo justificada apenas como um meio de análise rápida. (AYRÃO, 2018)

2.10.5 Payback descontado

Outro método para analisar a viabilidade do investimento é o *payback* descontado. O período de retorno analisado desse método considera o tempo que é preciso para que a soma dos fluxos de caixa descontados seja igual ao investimento inicial. (ROSS, 2015)

3 MÉTODOS E MEIOS

Como foi comentado na introdução e na fundamentação teórica, o projeto fotovoltaico consiste em implantações de usinas de microgeração fazendo uso das resoluções normativas de autoconsumo remoto e compensação de créditos. Para tanto, o desenvolvimento do planejamento se faz de precípua à necessidade de utilização de energia elétrica. Contudo, requer estudos da região em relação a insolação mínima obtendo a irradiância diária do local, o modelo do módulo com sua potência, o inversor e os demais equipamentos elétricos. Sendo assim, utilizando-se da NBR 5410, que visa normatizar as instalações elétricas, foi definido cada parâmetro para esse trabalho.

3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

De acordo com a Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo (2020) o consumo de energia na cidade de Caçapava-SP relativo à iluminação pública no ano de 2019 foi de 9.898.409 kWh, sendo que tal sistema é composto por 70 unidades consumidoras que formam essa demanda.

3.1.1 Estudo da irradiação solar no município

Em sua grande totalidade, para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, é plausível a pesquisa de fontes confiáveis à coleta de dados solarimétricos já existentes, por ser um recolhimento mais minucioso e demandar um prolixo tempo de análise.

À luz da lei 12.527/11, que dispõe sobre o acesso à informação, inúmeros são os sites que disponibilizam informações gratuitas sobre o instrumento capaz de medir a radiação/irradiância/irradiação global. Destarte, o sítio eletrônico, utilizado à análise foi o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), onde o conjunto de páginas da internet, à obtenção do material é o *Sundata*.

Segundo Villalva e Gazoli (2012), o programa é fundamentado em um banco de dados de valores de irradiação solar medidos por estações solarimétricas em cerca de 350 pontos pelo Brasil e países vizinhos sendo feitos desde 1993.

O fornecimento dos elementos totais do programa necessita de referência da posição geográfica do local o qual serão instalados os painéis fotovoltaicos para observação dos índices de irradiação e, através destes indicadores, calcular a energia produzida.

Contudo, quanto mais específico o lugar designado mais relevantes serão os resultados conceituais comparados à realidade, entretanto a área informada abrangerá uma região estratégica município de Caçapava, haja vista que são várias as usinas que possivelmente tornarão plataformas de implantação em diferentes pontos da cidade.

Determinou-se que as coordenadas geográficas utilizadas para início do estudo foram: Latitude: 23° 6' 7" Sul, Longitude: 45° 42' 25" Oeste. (Cidade-Brasil, 2020).

Esses dados citados foram inseridos no programa *Sundata* encontrando que para essa localidade o número de horas de sol pleno (HSP) é em média de 4,84 horas por dia para uma inclinação escolhida de 21°. Os dados encontrados estão apresentados na Figura 21.

Figura 21 - Irradiação solar no plano inclinado no município de Caçapava-SP.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Caçapava
Município: Caçapava, SP - BRASIL
Latitude: 23,101° S
Longitude: 45,749° O
Distância do ponto de ref. (23,101944° S; 45,706944° O): 4,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
✓	Plano Horizontal	0° N	5,37	5,64	4,90	4,40	3,54	3,32	3,43	4,38	4,46	5,00	5,22	5,74	4,62	2,42	
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	4,87	5,38	5,04	4,99	4,36	4,29	4,34	5,19	4,75	4,88	4,80	5,12	4,83	1,09	
✓	Maior média anual	21° N	4,94	5,43	5,05	4,96	4,31	4,23	4,28	5,14	4,74	4,92	4,85	5,19	4,84	1,20	
✓	Maior mínimo mensal	31° N	4,59	5,15	4,95	5,05	4,53	4,51	4,54	5,33	4,72	4,72	4,54	4,79	4,78	,81	

Fonte: CRESESB, 2020.

3.1.2 Inversor

O inversor é um equipamento essencial para o sistema solar fotovoltaico e através dele determina-se a potência instalada de geração da usina. Sendo assim, foi selecionado o inversor SOFAR 75KTL que tem uma potência nominal de 75kW determinando assim que a usina se enquadre no grupo de microgeração distribuída. Informações do *datasheet* deste inversor estão apresentadas no ANEXO B.

As características elétricas deste inversor retiradas do *Datasheet* fornecido pelo fornecedor estão contidas na Tabela 2.

Tabela 2 - Características elétricas do inversor SOFAR 75KTL.

Inversor trifásico modelo SOFAR 75KTL		
Dados do Inversor	UN.	Valor
Potência	kW	75

MPPT	Unid.	8
Entrada/String	Unid.	2
Faixa Operação Mín.	V	500
Faixa Operação Máx.	V	850
Máx Tensão	V	1.000
Corrente máx CC	A	26
Corrente máx CC Short	A	40

Fonte: Sofar Solar, 2020.

3.1.3 Módulo

A escolha dos módulos fotovoltaicos necessita ser de forma criteriosa para respeitar-se os níveis de tensão, corrente e potência que variam além das medições nominais em STC (*Standard test conditions*). Para obter tal resultado foram pré-selecionados uma gama de modelos diferentes de painéis fotovoltaicos, os quais foram analisados os parâmetros elétricos de cada um com o objetivo de selecionar dentre eles, aquele que produzisse uma melhor geração de energia respeitando os limites estabelecidos pelos parâmetros do inversor. Desta forma a melhor opção encontrada foram os módulos *Canadian CS3W-435P* que tem a melhor eficiência de geração sem exceder os limites de tensão e corrente do inversor. As informações mais detalhadas do módulo estão no ANEXO A.

A Tabela 3 apresenta os parâmetros elétricos nominais medidos a uma temperatura de 25°C e 1000W/m² de irradiância.

Tabela 3 - Características elétricas do módulo fotovoltaico *Canadian C3W-435P*.

CANADIAN CS3W-435P	
ELECTRICAL DATA STC*	
Nominal Max. Power (Pmax)	435W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.85 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.6 V
Short Circuit Current (Isc)	11.35 A

Fonte: *Canadian Solar*, 2020.

3.1.4 Dimensionamento de módulos e inversor

Atendendo às exigências do item anterior levando em consideração as variações dos módulos de acordo com a Tabela 4.

Tabela 4 - Coeficientes de temperatura do módulo *Canadian CS3W-435*.

CANADIAN CS3W-435P	
TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C

Fonte: *Canadian Solar*, 2020.

A temperatura em Caçapava ao longo do ano, varia de 12 °C a 31 °C raramente é inferior a 9 °C ou superior a 35 °C. Essa informação é de suma importância para calcular as temperaturas máxima e mínima de operação dos módulos e consequentemente seus níveis de corrente, tensão e potência (*WEATHERSPARK*, 2020).

Existem muitos métodos que determinam tais temperaturas, porém nesse caso usar-se-á a Equação (8). (LOCKS, 2019)

$$T_c = T_{AMB.} + \left(\frac{T_{NOCT} - T_{ANOCT}}{G_{NOCT}} \right) \times G_T \quad (8)$$

Onde:

$T_{AMB.}$: Temperatura ambiente (°C);

T_{NOCT} : Temperatura nominal de operação do módulo (°C);

T_{ANOCT} : Temperatura no módulo em NMOT (°C);

G_{NOCT} : Irradiância padrão em NMOT (W/m²);

G_T : Irradiância média prevista no local (W/m²).

Então:

$$\text{Temperatura máxima da célula} = 35^\circ\text{C} + \left(\frac{42^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \right) \times 1000\text{W}/\text{m}^2$$

$$\text{Temperatura máxima da célula} = 62,5^\circ\text{C}$$

$$\text{Temperatura mínima da célula} = 9^\circ\text{C} + \left(\frac{42^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \right) \times 200\text{W}/\text{m}^2$$

$$Temperatura\ mínima\ da\ célula = 14,5°C$$

Tendo essa variação, pode-se determinar a tensão e a corrente máxima do sistema, e assim dimensionar o limite de módulos a serem utilizados. Outrossim, para efeito de cálculos, de acordo com Locks (2019), determinou-se que a variação de temperatura seja entre $-10°C$ a $70°C$. Sendo assim foi encontrado que a maior tensão na temperatura mínima é de $53,53V$ e a corrente em temperatura máxima será de $11,61A$.

Através de todos os estudos realizados, determinou-se a forma como os módulos fotovoltaicos serão associados uns aos outros.

O inversor selecionado contém o total de 8 MPPT'S, nas quais individualmente cada uma possui 2 *strings*. Para esse fim foi verificado no *DataSheet* o nível de tensão e corrente máxima suportadas pelo inversor e fornecidas pelos painéis fotovoltaicos, e assim, determinou-se que em cada entrada deve ter com quatorze placas fotovoltaicas em série ao inversor.

Assim sendo calcula-se o número de módulos fotovoltaicos cabíveis ao inversor, sendo dezesseis entradas de quatorze painéis fotovoltaicos, ou seja, a usina terá um total de duzentos e vinte e quatro unidades.

3.1.5 Eficiência do sistema

A eficiência no funcionamento do sistema fotovoltaico é decorrente de todos fatores que causam perda de potência e assim cria uma defasagem na geração de energia elétrica, e então podem ser previstos e corrigidos da maneira mais próxima possível da realidade. Como citados anteriormente no item 2.4 são diversas as causas que interferem na eficiência do sistema, porém para cada caso essas perdas são consideradas de modos diferentes.

Através de toda projeção estrutural, física e geográfica insere-se uma margem percentual às perdas a serem consideradas. Nesse caso, as perdas são descritas conforme a Tabela 5.

Tabela 5 - Perdas consideradas do sistema fotovoltaico

Perdas	%
Sujeira	3,00
Inversor	3,00
Condutores CA	0,50
Condutores CC	0,70
Radiação difusa	5,00

Temperatura	5,00
Total	17,20

Fonte: Os autores, 2020.

Considerando as perdas descritas na tabela acima, pode-se demonstrar que a eficiência do sistema é de 82,8%.

3.1.6 Dimensionamento da geração do sistema fotovoltaico

Insta salientar que o projeto será dimensionado em um sistema fotovoltaico que gere a mesma quantidade ou ultrapasse essa fração estimada de consumo de energia elétrica.

O dimensionamento de módulos segundo Pinho e Galdino (2014) deve ser realizado de acordo com Equação (9):

$$P_m = \max_{i=1}^{12} \left(\frac{L_i}{HSP_i \times Red_1 \times Red_2} \right) \quad (9)$$

Onde:

P_m : potência do painel fotovoltaico (Wp);

L_i : quantidade de energia consumida diariamente no mês “i” (Wh/dia);

HSP_i : horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico no mês i (h/dia);

Red_1 : fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de:

- i) Um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso;
- ii) Degradação física permanente ao longo do tempo;
- iii) Tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal;
- iv) Perdas devido à temperatura. A este fator Red1 atribui-se por default o valor de 0,75, para módulos fotovoltaicos de c-Si;

Red_2 : fator de *derating* da potência devido a perdas no sistema, incluindo fiação, controlador, diodos etc. A este valor recomenda-se como default o valor de 0,9 (%).

Adaptando a equação citada considerando um período de tempo anual de consumo, caracterizado por possuir 365 dias totais, o número de módulos utilizados será dado pela Equação (10):

$$\text{Número de módulos} = \frac{E}{P_{\text{mód}} \times HSP \times \eta \times 365} \quad (10)$$

Onde:

$P_{\text{mód}}$: potência de cada módulo fotovoltaico;

HSP : horas de sol pleno (kWh/m². dia);

η : rendimento do sistema considerando as perdas;

E : consumo médio de energia anual.

Desta forma, com todos os dados obtidos anteriormente, o número de módulos segue o seguinte cálculo:

$$\text{Número de módulos} = \frac{9.898.409 \text{ kWh}}{0,435\text{kW} \times 4,84 \times 0,828 \times 365}$$

$$\text{Número de módulos} = 15.557 \text{ módulos fotovoltaico de } 435W$$

Portanto, o total de módulos a serem utilizados para suprir o consumo energético total das usinas será composto por 15.557 unidades.

3.2 NÚMERO DE USINAS

Em concordância com as resoluções normativas da ANEEL supracitadas no item 2.5 serão projetadas várias usinas fotovoltaicas de 75 kW. Conseqüente foi escolhido o inversor solar SOFAR 75KTL com potência nominal de 75kW segundo dimensionado no item 3.1.4 agrupará um total de 224 módulos. Sabendo que o número total de módulos necessários para suprir a os custos de energia são 15.557 placas dimensiona-se o número de usinas através do simples cálculo abaixo.

$$\text{Número de usinas} = \frac{15.557}{224}$$

$$\text{Número de usinas} = 69,5 \text{ usinas fotovoltaicas}$$

Por conseguinte, considerou-se projetar 70 usinas fotovoltaicas com potência instalada de 75kW para suprimento da demanda energética proposta.

3.2.1 Dimensionamento dos equipamentos elétricos

Os demais equipamentos elétricos do sistema são os disjuntores, cabos, DPS's, chaves seccionadoras e transformador acoplador de 75 kVA que são dimensionados através de cálculos de potência, tensão e corrente.

Na formação de cada arranjo de módulos serão ligados na entrada do inversor dezesseis cabos pretos (negativo) e dezesseis cabos vermelhos (positivo) CC de seção 6mm² intermediados por dois DPS's (classe 2 20kA-40kA) e uma chave seccionadora instalados em uma *stringbox* CC. Na saída CA do inversor sairão três cabos pretos de seção 50mm² (fases), um cabo azul de seção 50mm² (neutro) e um cabo verde de seção 25mm² (proteção) sendo ligadas a um disjuntor tripolar de 125A saindo sequentemente com as mesmas dimensões. Será conectado um transformador abaixador de acoplamento 380/220V que em sua saída levará três cabos pretos de seção 95mm² (fases), um cabo azul de seção 70mm² (neutro) e um cabo verde de seção 50mm² (proteção) sendo ligadas a um disjuntor tripolar de 200A indo assim até o padrão de entrada.

No APÊNDICE A é apresentado o diagrama unifilar do projeto considerando uma usina fotovoltaica de maneira individual. Além disso, no APÊNDICE B pode-se verificar o diagrama de blocos demonstrando de forma clara as conexões dos módulos até a rede da concessionária.

3.3 CARACTERÍSTICAS DO PADRÃO DE ENTRADA

De acordo com as normas estabelecidas pela concessionária em questão (EDP SP) o arquétipo dimensionado para esse tratado terá que levar em conta a potência da carga instalada e os moldes de instalação a serem seguidos.

O modelo do inversor e do transformador levam três (3) fases; um (1) neutro e um (1) proteção (3F+N+PE), portanto a matriz de equipamentos, primordialmente, será trifásica em uma carga de 75kW. Com esses dados, de acordo com as normas estabelecidas pela EDP SP, utilizou-se o padrão nomeado como T7 que por sua tensão e corrente máxima permitida disponibiliza uma carga de até 76kW, sendo mais do que o necessário. Essa categoria de atendimento compreende um poste de 300 daN junto às caixas tipo M+T, disjuntor geral tripolar

de 200A, cabos de fase e neutro com secção transversal 95mm² e proteção 50mm² de isolação PVC.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 VALOR DO INVESTIMENTO ESTIMADO

Um orçamento estimado de cada usina fotovoltaica, com base na cotação de preços resultantes de pesquisas via internet de várias empresas nacionais, assim como a soma dos valores de serviços gerais, realizou-se uma planilha para demonstrar o investimento total do projeto. Todos os detalhes do orçamento são demonstrados na Tabela 6.

Tabela 6 - Lista de materiais e custos estimados.

Item	Unidade	Quantidade	Valor unitário (R\$)	Valor total (R\$)
Abrigo do inversor em alvenaria	conj.	1	2.000,00	2.000,00
Cabo CA 50mm ² (Azul)	m	15	40,00	600,00
Cabo CA 50mm ² (Verde)	m	15	40,00	600,00
Cabo CA 95mm ² (Preto)	m	45	70,00	3.150,00
Cabo CC 6mm ² (Preto)	m	410	8,00	3.280,00
Cabo CC 6mm ² (Vermelho)	m	410	8,00	3.280,00
Chaves seccionadoras	un.	8	170,00	1.360,00
Disjuntor trifásico CA 125A	un.	1	400,00	400,00
Disjuntor trifásico CA 200A	un.	2	850,00	1.700,00
DPS monopolar CA 275Vca 20kA-40kA	un.	4	80,00	320,00
DPS tripolar CC 1000Vcc 20kA-40kA	un.	16	300,00	4.800,00
Eletroduto 2"	m	20	10,00	200,00
Inversor solar modelo SOFAR 75KTL	un.	1	70.000,00	70.000,00
Miscelâneas	-	1	7.850,00	7.850,00
Módulo Monocristalino <i>Canadian</i> 435W	un.	224	1.063,00	238.112,00
Padrão de entrada cat. T7 – EDP SP	conj.	1	8.000,00	8.000,00
Perfil de alumínio para fixação dos módulos	m	465	40,00	18.600,00
Poste concretado para suporte do perfil de fixação	pç	56	100,00	5.600,00
Projeto fotovoltaico com entrada na concessionária	-	1	15.000,00	15.000,00
Quadro de conexão	pç	3	300,00	900,00
Serviços de instalações elétricas	-	1	13.440,00	13.440,00
Transformador 380V/220V a seco 75kW	un.	1	11.525,00	11.525,00
TOTAL				410.717,00

Fonte: Os autores, 2020.

Na cotação referente aos equipamentos do sistema são considerados todos os materiais físicos necessários para se realizar a instalação, sendo eles: inversor, módulos, cabos, miscelâneas (conectores, elementos de fixação), equipamentos de aterramento, transformador trifásico, equipamentos de proteção, padrão de entrada.

Em relação aos serviços gerais são considerados estimativas referentes a: custo do projeto fotovoltaico, da mão de obra do setor civil, mão de obra de eletricitistas, materiais complementares ao serviço e estrutura de rede elétrica.

Considerando que serão necessárias 70 usinas fotovoltaicas de mesmas dimensões físicas, calculou-se um montante total no valor de R\$ 28.750.190,00.

Para fins de validação do investimento estimado, com base na cotação de preços através da empresa Ilumisol Energia Solar localizada em Taubaté, constatou-se que o investimento total considerando uma usina fotovoltaica se dá ao valor de R\$ 432.808,22 conforme o ANEXO C. Com isso, para um total de 70 usinas fotovoltaicas tem-se um montante de R\$ 30.296.575,40.

A comparação entre os custos de investimentos do orçamento estimado pelos autores e do orçamento gerado pela empresa Ilumisol Energia Solar é demonstrada na Tabela 7.

Tabela 7 - Comparativo dos custos de investimento.

	Orçamento estimado pelos autores (R\$)	Orçamento Ilumisol Energia Solar (R\$)	Diferença (R\$)	Diferença (%)
Custo Unitário (1 usina)	410.717,00	432.808,22	22.091,22	5,10
Custo Total (70 usinas)	28.750.190,00	30.296.575,40	1.546.385,40	5,10

Fonte: Os autores, 2020.

Para realizar a análise dos índices de viabilidade econômica como *payback*, *payback* descontado, VPL e TIR, considerou-se o investimento estimado de R\$ 410.717,00 conforme calculado na Tabela 6.

4.2 ANÁLISE DE TARIFA ENERGÉTICA

As tarifas de energia sofrem reajustes ao longo dos anos em consequência da demanda de fornecimento de energia das usinas e dos impostos acumulados.

Sabendo-se que a usina fotovoltaica representa um investimento com retorno financeiro, considerou-se os reajustes de tarifa dos últimos oito anos para a tarifa B4a de IP, a fim de estimar uma taxa média de reajuste anual, conforme segue na Tabela 8.

Tabela 8 - Ajustes tarifários nos últimos oito anos da EDP SP.

Ano	Reajuste tarifário (%)
2020	3,92
2019	-5,33
2018	16,12
2017	12,97
2016	-23,53
2015	20,65
2014	22,34
2013	-6,95
Média	5,02

Fonte: EDP SP, 2020.

Visto que os ajustes tarifários não seguem um padrão específico, a média utilizada resultante foi de 5,02%. Esse valor será estabelecido para efetuar os cálculos do reajuste anual médio estimado nos próximos 25 anos da usina fotovoltaica.

4.3 RENDIMENTO DOS MÓDULOS

O rendimento dos módulos é diretamente proporcional a geração de energia e assim ao capital obtido, porém esse rendimento decresce ao longo do tempo pela degradação das células nos módulos fotovoltaicos, desta forma espera-se que anualmente a produção de energia decaia.

A depreciação da eficiência de captação de energia do painel foi contabilizada anualmente. A degradação da potência de módulos fotovoltaicos de c-Si instalados em campo é entre 0,5% e 1,0% por ano. (PINHO; GALDINO, 2014)

Para análise deste projeto considerou-se um fator de depreciação de 0,7% ao ano no período de 25 anos.

4.4 ANÁLISE FINANCEIRA

Para analisar o retorno sobre o investimento seja no *payback* simples e no *payback* descontado, utilizou-se o valor do kWh fornecido pela concessionária de energia elétrica EDP SP, este valor pode ser observado na Tabela 9.

Tabela 9 - Tarifas da Iluminação Pública no município de Caçapava.

Resolução homologatória nº 2.790 de 20/10/2020			
Subgrupo / Classe / Subclasse (R\$/kWh)	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (R\$/kWh)	Tarifas de Energia TE (R\$/kWh)	
Iluminação Pública (B4a)	0,16565	0,13471	

Fonte: EDP SP, 2020.

4.4.1 *Payback* simples

A primeira análise a ser feita para tal investimento é o *payback* simples que possibilita verificar o prazo de retorno do investimento não considerando a variação do dinheiro no tempo. Sendo assim, conforme a Tabela 10, com o valor da tarifa de energia elétrica (4.4) e a depreciação dos painéis fotovoltaicos (4.3), consegue-se obter o rendimento anual proporcionado pela usina e seu *payback* simples.

Tabela 10 - *Payback* simples.

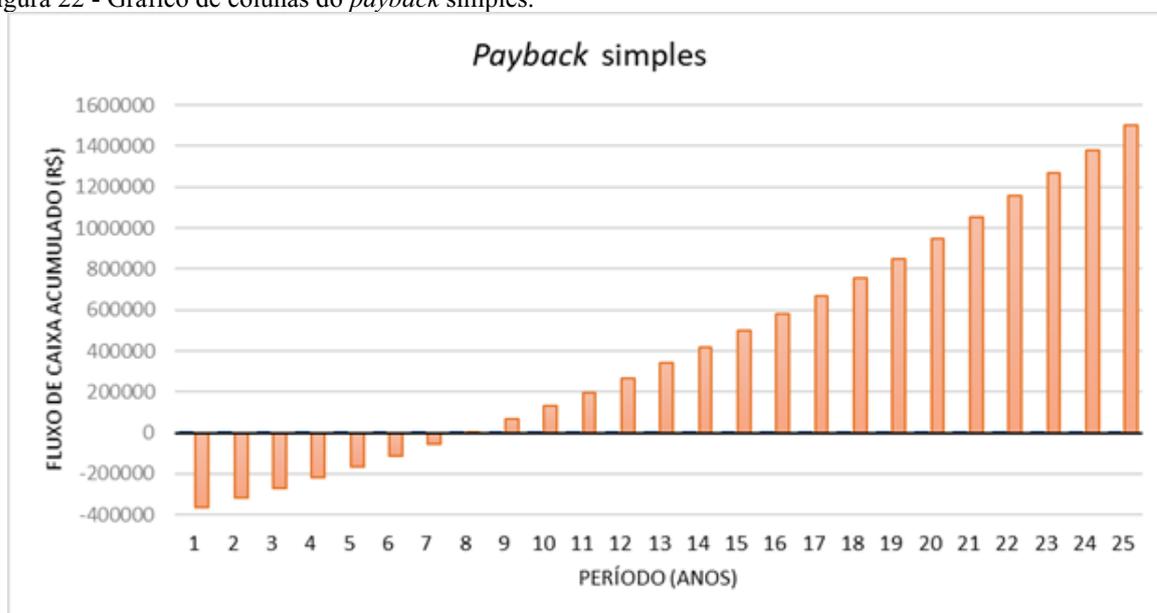
Ano	Geração anual do sistema FV (kWh)	Geração acumulada do sistema FV (kWh)	Valor da tarifa com o reajuste anual	Geração Anual do sistema (R\$)	Valor da Tarifa mínima trifásica anual (R\$)	Fluxo de Caixa	<i>Payback</i> Simples
1	141.772,49	141.772,49	R\$ 0,32	R\$ 44.720,44	R\$ 378,53	R\$ 44.341,92	-R\$ 366.375,08
2	140.773,09	282.545,58	R\$ 0,33	R\$ 46.634,33	R\$ 397,53	R\$ 46.236,80	-R\$ 320.138,28
3	139.773,68	422.319,26	R\$ 0,35	R\$ 48.627,68	R\$ 417,48	R\$ 48.210,20	-R\$ 271.928,08
4	138.774,28	561.093,54	R\$ 0,37	R\$ 50.703,64	R\$ 438,44	R\$ 50.265,20	-R\$ 221.662,88
5	137.774,88	698.868,42	R\$ 0,38	R\$ 52.865,48	R\$ 460,45	R\$ 52.405,03	-R\$ 169.257,85
6	136.775,47	835.643,90	R\$ 0,40	R\$ 55.116,60	R\$ 483,57	R\$ 54.633,03	-R\$ 114.624,82
7	135.776,07	971.419,97	R\$ 0,42	R\$ 57.460,50	R\$ 507,84	R\$ 56.952,66	-R\$ 57.672,16
8	134.776,67	1.106.196,64	R\$ 0,44	R\$ 59.900,84	R\$ 533,33	R\$ 59.367,51	R\$ 1.695,35
9	133.777,26	1.239.973,90	R\$ 0,47	R\$ 62.441,39	R\$ 560,11	R\$ 61.881,28	R\$ 63.576,63
10	132.777,86	1.372.751,76	R\$ 0,49	R\$ 65.086,05	R\$ 588,23	R\$ 64.497,82	R\$ 128.074,45
11	131.778,46	1.504.530,22	R\$ 0,51	R\$ 67.838,88	R\$ 617,75	R\$ 67.221,13	R\$ 195.295,58
12	130.779,06	1.635.309,28	R\$ 0,54	R\$ 70.704,08	R\$ 648,77	R\$ 70.055,31	R\$ 265.350,89
13	129.779,65	1.765.088,93	R\$ 0,57	R\$ 73.685,98	R\$ 681,33	R\$ 73.004,65	R\$ 338.355,54
14	128.780,25	1.893.869,18	R\$ 0,60	R\$ 76.789,10	R\$ 715,54	R\$ 76.073,56	R\$ 414.429,10
15	127.780,85	2.021.650,02	R\$ 0,63	R\$ 80.018,07	R\$ 751,46	R\$ 79.266,61	R\$ 493.695,71
16	126.781,44	2.148.431,47	R\$ 0,66	R\$ 83.377,72	R\$ 789,18	R\$ 82.588,54	R\$ 576.284,25
17	125.782,04	2.274.213,50	R\$ 0,69	R\$ 86.873,03	R\$ 828,80	R\$ 86.044,23	R\$ 662.328,48
18	124.782,64	2.398.996,14	R\$ 0,73	R\$ 90.509,15	R\$ 870,40	R\$ 89.638,75	R\$ 751.967,24

19	123.783,23	2.522.779,37	R\$ 0,76	R\$ 94.291,42	R\$ 914,10	R\$ 93.377,33	R\$ 845.344,56
20	122.783,83	2.645.563,20	R\$ 0,80	R\$ 98.225,34	R\$ 959,98	R\$ 97.265,36	R\$ 942.609,92
21	121.784,43	2.767.347,63	R\$ 0,84	R\$ 102.316,61	R\$ 1.008,17	R\$ 101.308,44	R\$ 1.043.918,35
22	120.785,02	2.888.132,65	R\$ 0,88	R\$ 106.571,11	R\$ 1.058,78	R\$ 105.512,32	R\$ 1.149.430,68
23	119.785,62	3.007.918,27	R\$ 0,93	R\$ 110.994,92	R\$ 1.111,94	R\$ 109.882,98	R\$ 1.259.313,66
24	118.786,22	3.126.704,48	R\$ 0,97	R\$ 115.594,32	R\$ 1.167,75	R\$ 114.426,56	R\$ 1.373.740,22
25	117.786,81	3.244.491,30	R\$ 1,02	R\$ 120.375,78	R\$ 1.226,38	R\$ 119.149,40	R\$ 1.492.889,63

Fonte: Os autores, 2020.

Observando a tabela acima, tem-se que o retorno do investimento se dará após 7 anos e 11 meses. Graficamente analisando através da Figura 22 visualiza-se o tempo de retorno do investimento após a instalação da usina fotovoltaica para o *payback* simples.

Figura 22 - Gráfico de colunas do *payback* simples.



Fonte: Os autores, 2020.

4.4.2 *Payback* descontado

O *payback* descontado é usado para efetuar o cálculo do VPL, que por sua vez mostra o poder aquisitivo que o capital terá ao longo dos anos. O parâmetro de aplicação utilizado para avaliar a viabilidade do investimento é a TMA, que assegura o melhor ponto onde possa poupar o capital. Utilizando como base a taxa SELIC que de acordo com o Banco Central é de 2%, o risco baixo no investimento da usina em 1,5% e a liquidez de 5%, tem-se uma TMA de 8,5%.

Além disso, para efetuar os cálculos da Tabela 11, conforme comentado anteriormente, considerou-se a depreciação dos módulos fotovoltaicos de 0,7% ao ano, o aumento anual do valor das tarifas de energia elétrica da IP de 5,02% e a tarifa de energia elétrica (4.4).

Considerando a taxa mencionada, o valor do VPL calculado para uma usina fotovoltaica com base em um período de 25 anos é aproximadamente R\$ 250.367,66. O retorno do investimento pelo fluxo de caixa descontado se dará após 12 anos e 6 meses.

Tabela 11 - Cálculo do VPL.

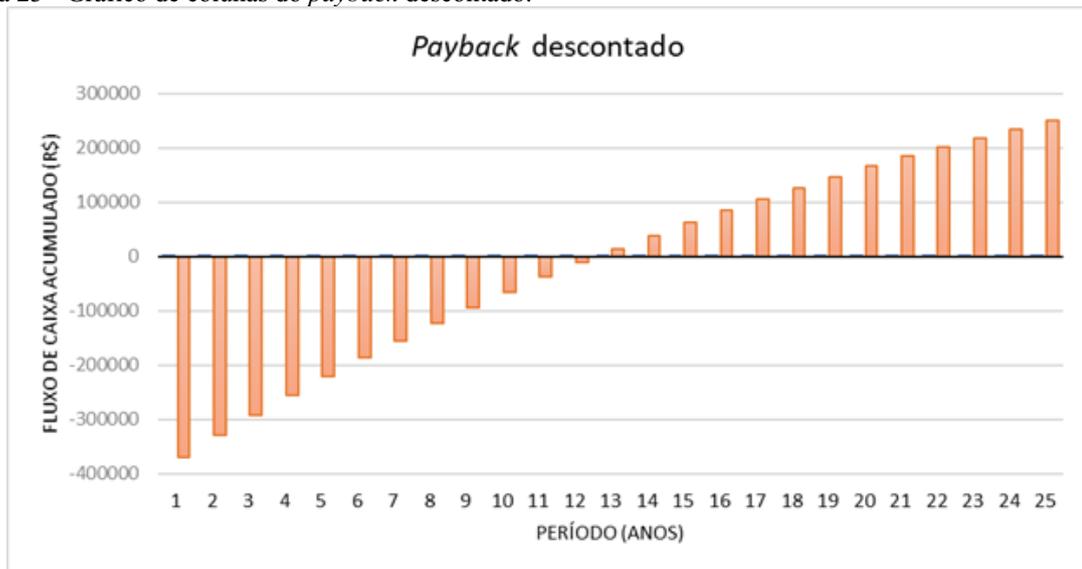
Ano	Geração anual do sistema FV (kWh)	Geração acumulada do sistema FV (kWh)	Valor da tarifa com o reajuste anual	Geração Anual do sistema (R\$)	Valor da Tarifa mínima trifásica anual (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado	Payback Descontado
1	141.772,49	141.772,49	R\$ 0,32	R\$ 44.720,44	R\$ 378,53	R\$ 40.868,12	-R\$ 369.848,88
2	140.773,09	282.545,58	R\$ 0,33	R\$ 46.634,33	R\$ 397,53	R\$ 39.276,10	-R\$ 330.572,78
3	139.773,68	422.319,26	R\$ 0,35	R\$ 48.627,68	R\$ 417,48	R\$ 37.744,15	-R\$ 292.828,62
4	138.774,28	561.093,54	R\$ 0,37	R\$ 50.703,64	R\$ 438,44	R\$ 36.270,07	-R\$ 256.558,55
5	137.774,88	698.868,42	R\$ 0,38	R\$ 52.865,48	R\$ 460,45	R\$ 34.851,73	-R\$ 221.706,82
6	136.775,47	835.643,90	R\$ 0,40	R\$ 55.116,60	R\$ 483,57	R\$ 33.487,05	-R\$ 188.219,77
7	135.776,07	971.419,97	R\$ 0,42	R\$ 57.460,50	R\$ 507,84	R\$ 32.174,06	-R\$ 156.045,71
8	134.776,67	1.106.196,64	R\$ 0,44	R\$ 59.900,84	R\$ 533,33	R\$ 30.910,85	-R\$ 125.134,87
9	133.777,26	1.239.973,90	R\$ 0,47	R\$ 62.441,39	R\$ 560,11	R\$ 29.695,57	-R\$ 95.439,30
10	132.777,86	1.372.751,76	R\$ 0,49	R\$ 65.086,05	R\$ 588,23	R\$ 28.526,45	-R\$ 66.912,85
11	131.778,46	1.504.530,22	R\$ 0,51	R\$ 67.838,88	R\$ 617,75	R\$ 27.401,77	-R\$ 39.511,08
12	130.779,06	1.635.309,28	R\$ 0,54	R\$ 70.704,08	R\$ 648,77	R\$ 26.319,90	-R\$ 13.191,18
13	129.779,65	1.765.088,93	R\$ 0,57	R\$ 73.685,98	R\$ 681,33	R\$ 25.279,23	R\$ 12.088,06
14	128.780,25	1.893.869,18	R\$ 0,60	R\$ 76.789,10	R\$ 715,54	R\$ 24.278,25	R\$ 36.366,31
15	127.780,85	2.021.650,02	R\$ 0,63	R\$ 80.018,07	R\$ 751,46	R\$ 23.315,47	R\$ 59.681,78
16	126.781,44	2.148.431,47	R\$ 0,66	R\$ 83.377,72	R\$ 789,18	R\$ 22.389,48	R\$ 82.071,26
17	125.782,04	2.274.213,50	R\$ 0,69	R\$ 86.873,03	R\$ 828,80	R\$ 21.498,90	R\$ 103.570,16
18	124.782,64	2.398.996,14	R\$ 0,73	R\$ 90.509,15	R\$ 870,40	R\$ 20.642,42	R\$ 124.212,57
19	123.783,23	2.522.779,37	R\$ 0,76	R\$ 94.291,42	R\$ 914,10	R\$ 19.818,76	R\$ 144.031,33
20	122.783,83	2.645.563,20	R\$ 0,80	R\$ 98.225,34	R\$ 959,98	R\$ 19.026,70	R\$ 163.058,03
21	121.784,43	2.767.347,63	R\$ 0,84	R\$ 102.316,61	R\$ 1.008,17	R\$ 18.265,06	R\$ 181.323,09
22	120.785,02	2.888.132,65	R\$ 0,88	R\$ 106.571,11	R\$ 1.058,78	R\$ 17.532,71	R\$ 198.855,79
23	119.785,62	3.007.918,27	R\$ 0,93	R\$ 110.994,92	R\$ 1.111,94	R\$ 16.828,54	R\$ 215.684,33
24	118.786,22	3.126.704,48	R\$ 0,97	R\$ 115.594,32	R\$ 1.167,75	R\$ 16.151,51	R\$ 231.835,84
25	117.786,81	3.244.491,30	R\$ 1,02	R\$ 120.375,78	R\$ 1.226,38	R\$ 15.500,60	R\$ 247.336,44

Fonte: Os autores, 2020.

Com o valor da VPL calculado, valor das entradas e saídas (fluxo de caixa) ao longo dos 25 anos de análise e duração do projeto igual a, respectivamente, R\$1.912.664,54 e R\$ - 410.717,00, o valor da TIR vale aproximadamente 13,8%.

Pela definição anteriormente citada no item 2.10.3, caso o valor da TIR seja inferior ao da taxa mínima de atratividade, no caso, 8,5% ao ano, o projeto torna-se inviável.

Graficamente analisando através da Figura 23 visualiza-se o tempo de retorno do investimento entre os anos 12 e 13 após a instalação da usina fotovoltaica.

Figura 23 - Gráfico de colunas do *payback* descontado.

Fonte: Os autores, 2020.

5 CONCLUSÕES

A proposta apresentada inicialmente torna-se deveras interessante por tratar-se de um investimento com um retorno mais simples e seguro. À maneira que foi sendo desenvolvido o estudo conseguiu parametrizar cada aspecto do dimensionamento da usina aproximando-se acentuadamente da realidade de implantação e utilidade, possibilitando o conhecimento de cada aspecto do investimento.

Mediante o processo descrito, encontramos a viabilidade positiva de utilização do projeto em todos os aspectos para realizar o investimento através dos indicadores financeiros estudados, sendo estes a TMA, TIR, *payback* simples, VPL e *payback* descontado. Para concretizar esta afirmação foram analisados os parâmetros pesquisados satisfazendo os requisitos para tornar-se um patrimônio viável que exige que o percentual da TIR seja superior ao da TMA, implicando que o *payback* simples, o VPL e o *payback* descontado sejam positivos, com um retorno considerável.

É notável que, por tratar-se de um benefício no setor público visando ao bem populacional e desenvolvimento do município, a economia gerada por este sistema pode promover benfeitoria em diversas áreas de infraestrutura para um aumento na qualidade de vida da população, abrangendo um campo amplo para prosseguimento desse estudo em outras áreas.

Tendo em vista que o projeto fotovoltaico não afeta quaisquer mudanças ou aplicações futuras ao parque de iluminação pública, é totalmente aceitável a implantação de novas tecnologias de luminárias cada vez mais eficientes, diminuindo o consumo das instalações e promovendo uma economia maior, sabendo que a produção de energia pode ser aproveitada em outros setores públicos da cidade em questão.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia**. 3ª Ed. Rio de Janeiro. 2006

ABNT. **NBR 5410:2004 - Instalações elétricas de baixa tensão. Versão corrigida**. 2ª Ed. Rio de Janeiro, 2008.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, 9 set. 2010**. Disponível em:

<<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 30 set. 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <

<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 06 out. 2020.

ANEEL. **Tarifas de fornecimentos de energia elétrica**. Agência Nacional de Energia Elétrica–Brasília, 2005.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em:

<www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 30 set. 2020.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST**. 2017.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 173 p. Tese (PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA) - Universidade de São Paulo, USP, São Paulo, 2012. Disponível em:

<http://lsf.iee.usp.br/sites/default/files/Mestrado_Marcelo_Pinho_Almeida.pdf>. Acesso em: 20 out. 2020.

ARAÚJO, ANA NUNES; RANK, NARAH IUATA; BUENO, TALITA BEZERRA. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**.

2016. 83 p. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Disponível em:

<https://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2015_2_27/2015_2_27_final.pdf>. Acesso em: 12 out. 2020.

AYRÃO, V. **Energia solar fotovoltaica no brasil: Conceitos, aplicações e estudos de caso.** *Copper Alliance*, 2019.

BANCO CENTRAL DO BRASIL: **Taxas de juros básicas – Histórico.** [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 18 nov. 2020.

BLUESOL. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica: Introdução aos sistemas solares.** [S. l.: s. n.], 2016. 114 p. Disponível em: www.bluesol.com.br. Acesso em: 16 out. 2020.

CANADIAN. **Datasheet CanadianSolar CS3W-435P.** 2020. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/assets/uploads/2bcef-canadian_solar-datasheet-hiku_cs3w-p-420_425_430_435_1000v1500v_v5.584.pdf>. Acesso em: 06 nov. 2020.

CARMINATO, L. P.; LEITE, G. T. D.; PAMBOUKIAN, S. V. D. **Utilização de imagens de sensoriamento remoto em projetos de geoprocessamento.** In: *CONGRESSO ALICE BRASIL*. [S.l.: s.n.], 2015.

CIDADE_BRASIL. **Município de Caçapava.** [S. l.], 2020. Disponível em: <<https://www.cidade-brasil.com.br/municipio-cacapava.html>>. Acesso em: 30 set. 2020.

CRESESB. **Base de dados de radiação solar incidente.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 30 set. 2020.

CRESESB. **Energia solar fotovoltaica: Tipos de células.** [S. l.], 11 jun. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acesso em: 19 out. 2020.

DGS - German Solar Energy Society. **Planning and Installing Photovoltaic Systems.** 2013.

EDP SP. **Informativos: Tarifas - clientes atendidos em Baixa Tensão (Grupo B)**. [S. l.], 2020. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/distribuicao-sp/saiba-mais/informativos/tabela-de-fornecimento-baixa-tensao>>. Acesso em: 10 nov. 2020.

ELETOBRAS, 2011. **Importância da Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/>>. Acesso em: 02 set. de 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balço Energético Nacional 2020**. Brasília: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf>. Acesso em: 01 set. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Brasília: EPE, 2016. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>>. Acesso em: 01 out. 2020.

IEA. **Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy - 2014 Edition**, 2014a.

IEA PVPS – **International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2019. Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2016**. St. Ursen. [Online]. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot2019-Report.pdf>. Acesso em: 01 set. 2020.

ILUMISOL Energia Solar. **Illumisol**, 2020. Disponível em: <<https://www.illumisolenergiasolar.com.br/>>. Acesso em: 10 nov. 2020.

IPCC. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Nova Iorque, NY, EUA: Cambridge University Press, 2012.

LOCKS, Giovana. **Análise de modelos de temperatura em módulos fotovoltaicos.**

Orientador: Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli. 2019. 56 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia de Energia) - Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, SC, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/203259>. Acesso em: 10 nov. 2020.

MEYER, Rodrigo; SAUAIA, Rodolfo; KOLOSZUK, Ronaldo. **A força da energia solar em tempos de pandemia.** [S. l.]: Revista FotoVolt, 6 ago. 2020. Disponível

em:<<http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/a-forca-da-energia-solar-em-tempos-de-pandemia.html>>. Acesso em: 03 set. 2020.

MIT. **The Future of Solar Energy - And Interdisciplinary MIT Study.** Cambridge, Massachusetts, EUA. 2015. Disponível em:<<https://energy.mit.edu/research/future-solar-energy/>>. Acesso em: 25 out. de 2020.

NETO, A. A. **Matemática financeira e suas aplicações.** 12. Ed. São Paulo: Editora Atlas, 2012.

NEVES, Guilherme Marques. **Influência do espectro da radiação solar em módulos fotovoltaicos.** 2016. 240 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia

Espaciais/Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores) - INPE, São José dos Campos, 2016. Disponível em: <<http://urlib.net/8JMKD3MGP3W34P/3LKTTU8>>. Acesso em: 05 out. 2020.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>. Acesso em: 17 out. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.**

CRESESB, 2014. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 06 set. 2020.

ROSS, S. A. e. a. **Administração Financeira.** Porto Alegre - Brasil: AMGH Editora, 2015.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

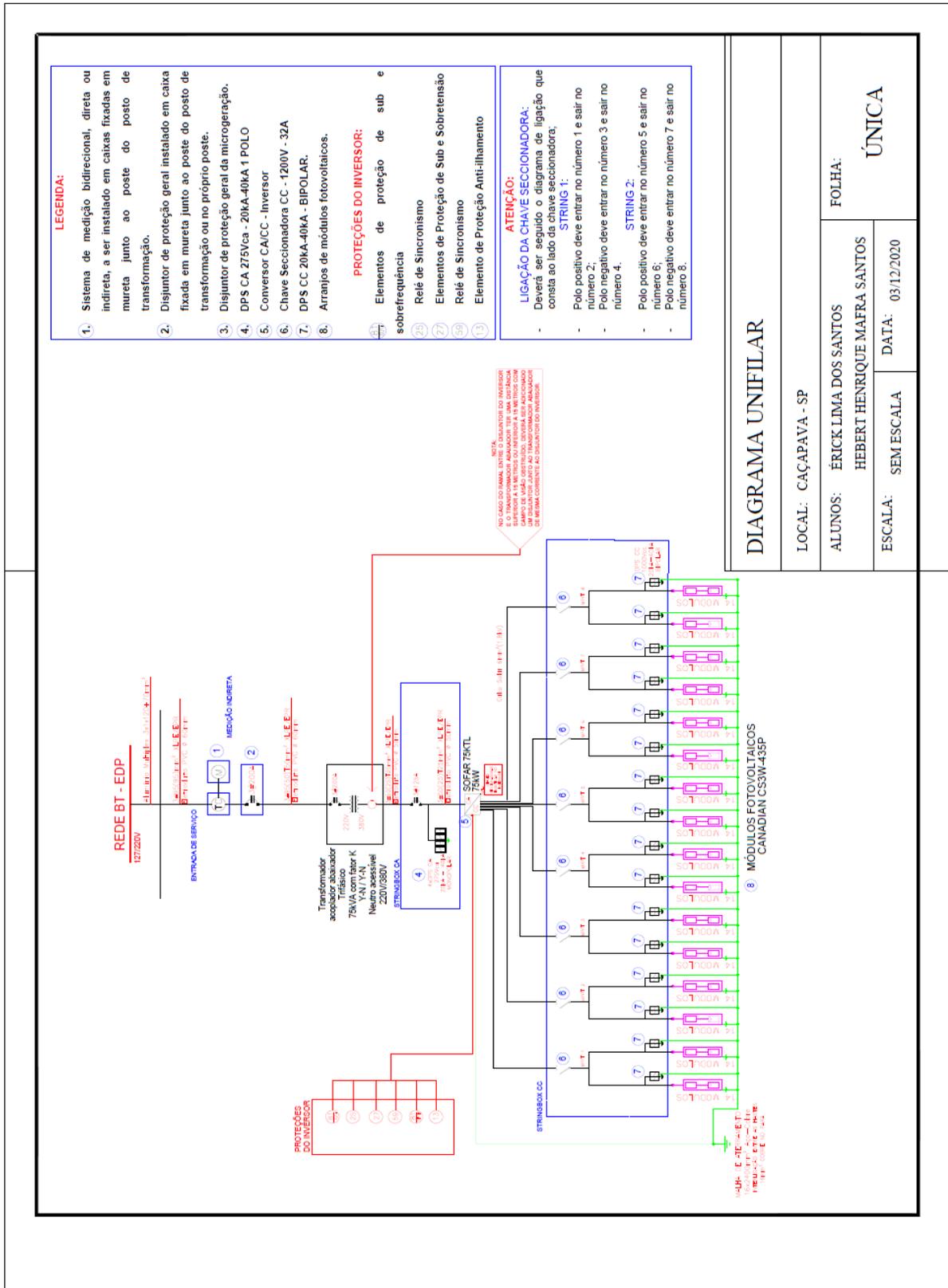
SÃO PAULO (ESTADO). SECRETARIA DE INFRAESTRUTURA E MEIO AMBIENTE. **Anuário de energéticos por município no estado de São Paulo 2020 – ano base 2019**. São Paulo. Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente, São Paulo, 2020. Disponível em: <http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalecv2/intranet/BiblioVirtual/diversos/anuario_energetico_municipio.pdf>. Acesso em: 22 set. 2020.

SOFAR, Solar. **Datasheet SOFAR 75KTL**. 2020. Disponível em: <<http://www.sofarsolar.com/>>. Acesso em: 02 nov. 2020.

VILLALVA, M. G; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. Editora Érica. São Paulo 2012.

WEATHER SPARK. **Condições meteorológicas médias de Caçapava**. [S. l.], 2020. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/y/30396/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Ca%C3%A7apava-Brasil-durante-o-ano>>. Acesso em: 07 nov. 2020.

APÊNDICE A - Diagrama unifilar da usina fotovoltaica



APÊNDICE B - Diagrama de blocos da usina fotovoltaica

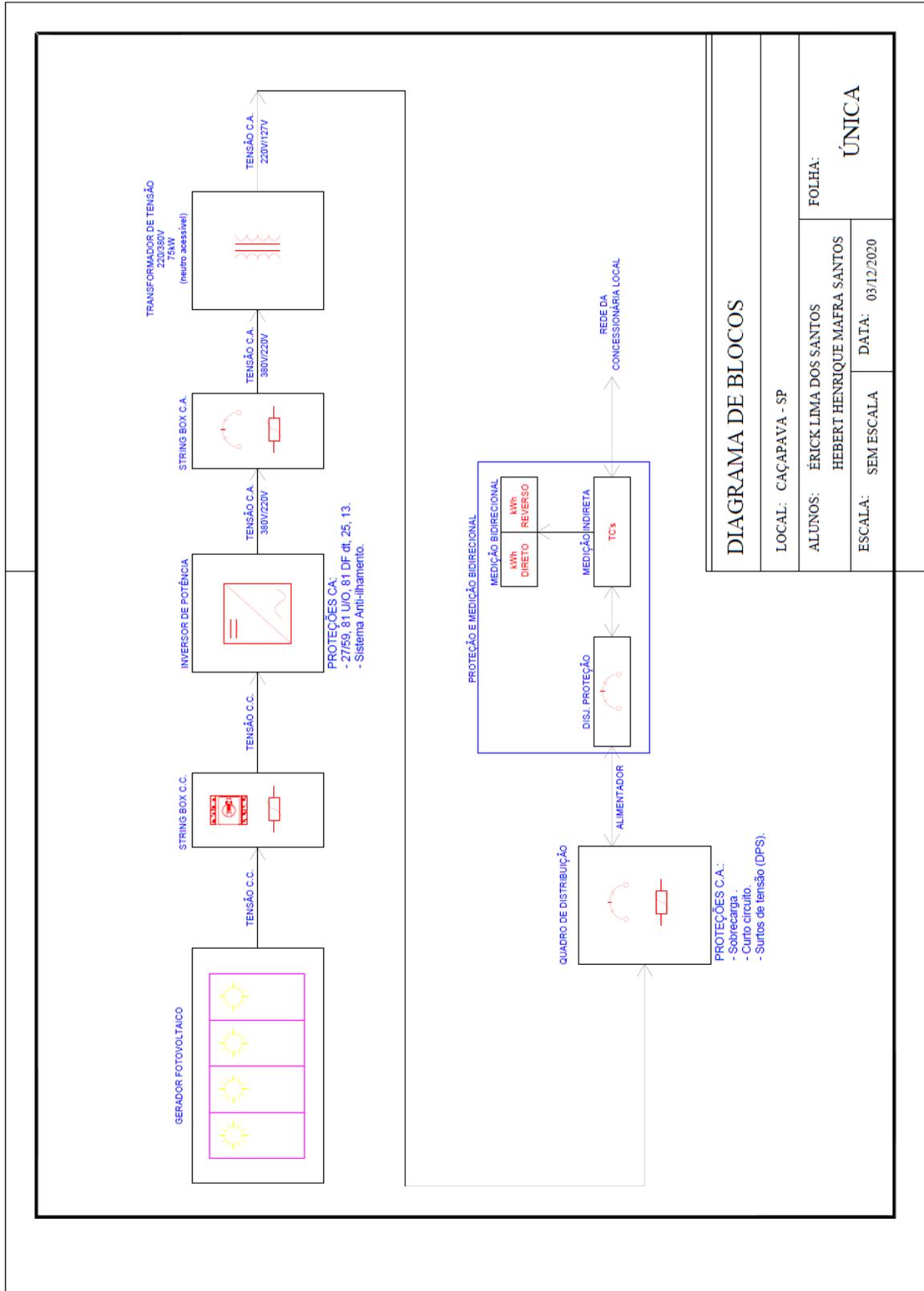


DIAGRAMA DE BLOCOS	
LOCAL: CAÇAPAVA - SP	FOLHA: ÚNICA
ALUNOS: ÉRICK LIMA DOS SANTOS HEBERT HENRIQUE MAFRA SANTOS	DATA: 03/12/2020
ESCALA: SEM ESCALA	

ANEXO A - Datasheet do módulo Canadian CS3W-435P



HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

415 W ~ 435 W

CS3W-415 | 420 | 425 | 430 | 435P (IEC1000 V)

CS3W-415 | 420 | 425 | 430 | 435P (IEC1500 V)

MORE POWER



24 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.37 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



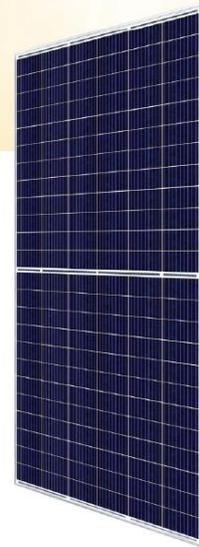
Lower internal current,
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials
and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE (pending)
UL 1703: CSA (pending)

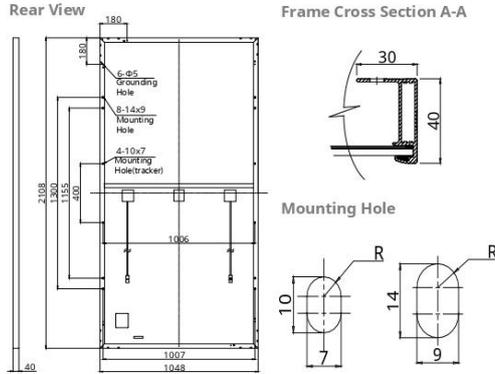
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 33 GW deployed around the world since 2001.

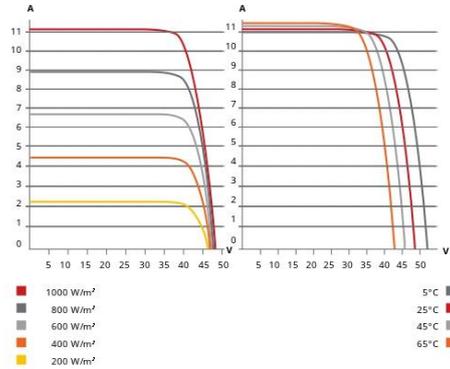
CANADIAN SOLAR INC.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd., 44 Stephenson St, Cremorne VIC 3121, Australia
support@canadiansolar.com, www.canadiansolar.com/au

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-420P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	415P	420P	425P	430P	435P
Nominal Max. Power (Pmax)	415 W	420 W	425 W	430 W	435 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.3 V	39.5 V	39.7 V	39.9 V	40.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.56 A	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.8 V	48.0 V	48.2 V	48.4 V	48.6 V
Short Circuit Current (Isc)	11.14 A	11.26 A	11.29 A	11.32 A	11.35 A
Module Efficiency	18.79%	19.01%	19.24%	19.46%	19.69%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3% (Pmax).

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	415P	420P	425P	430P	435P
Nominal Max. Power (Pmax)	308 W	312 W	316 W	320 W	323 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.5 V	36.7 V	36.9 V	37.1 V	37.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.45 A	8.51 A	8.57 A	8.62 A	8.68 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	8.99 A	9.08 A	9.11 A	9.13 A	9.16 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4-PC-1 (IEC 1000 V) or PV-KST4/xy-UR, PV-KBT4/xy-UR (IEC 1000 V) or T4-PPE-1 (IEC 1500 V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500 V)

Per Pallet 27 pieces
 Per Container (40' HQ) 594 pieces
 * For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd., 44 Stephenson St, Cremorne VIC 3121, Australia
 support@canadiansolar.com, www.canadiansolar.com/au

June 2019. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.58C1_AU

* Manufactured and assembled in China and Thailand.

ANEXO B - Datasheet do inversor solar SOFAR 75KTL



SOFAR
75KTL

Three-Phase **Eight MPPTs**

- 99.6%** Max. efficiency up to 98.6%
- Outdoor IP66** protection level
- Type II SPD** for both DC and AC
- Support Modbus communication, external Wifi/ PLC/ GPRS (optional)
- AC / DC dual power supply redundant design, 24-hour status monitoring
- Remote firmware upgrade**
- I-V curve scanning function**
- 12 MPPT** 8 MPP trackers with 1.5* DC overload

✉ sales@sofarsolar.com 🌐 www.sofarsolar.com

Datasheet		SOFAR 75KTL	
Input (DC)			
Max. input voltage		1100V	
Rated input voltage		625V	
Start-up voltage		200V	
MPPT operating voltage range		180V-1000V	
Full power MPPT voltage range		500V-850V	
Number of MPP trackers		8	
Number for DC inputs		16	
Max. input current per MPPT		26A	
Max. input short circuit current per MPPT		40A	
Output (AC)			
Rated power		75kW	
Max. AC power		75kVA	
Max. output current		113A	
Nominal grid voltage		3/N/PE, 230V/400Vac, 220V/380Va	
Grid voltage range		310Vac-480Vac	
Nominal frequency		60Hz	
Grid frequency range		54Hz-66Hz (According to local standard)	
Active power adjustable range		0~100%	
THDi		<3%	
Power factor		1 default (adjustable +/-0.8)	
Performance			
Max. Efficiency		98.60%	
European weighted efficiency		98.20%	
MPPT efficiency		>99.9%	
Protection			
DC reverse polarity protection		Yes	
Anti-islanding protection		Yes	
Leakage current protection		Yes	
Ground fault monitoring		Yes	
PV-array string fault monitoring		Yes	
Zero voltage ride through		Yes	
DC switch		Yes	
Anti-PID protection		Optional	
AFCI		Optional	
Protection class/ Overvoltage category		I/III	
Input/ Output SPD		PV: type II standard, AC: type II standard	
Communication			
Power management unit		According to certification and request	
Communication		RS485, Optional: WiFi /GPRS /PLC	
Operation data storage		25 years	
General Data			
Ambient temperature range		-30°C~+60°C	
Topology		Transformerless	
Degree of protection		IP66	
Allowable relative humidity range		0~100%	
Max. operating altitude		4000m	
Weight		88kg	
Cooling		Smart forced air cooling	
Dimension		995.5*663.5*368mm	
Display		LCD&Bluetooth+APP	
Warranty		5 years/ 7 years/ 10 years	
Standard			
EMC		EN 61000-6-2, EN 61000-6-4	
Safety standard		IEC62109-1/2, IEC62116, IEC61727, IEC-61683, IEC60068(1,2,14,30)	
Grid standard		AS/NZS 4777, VDE V 0124-100, V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, CEI 0-21/CEI 0-16, UNE 206 007-1, EN50549, G99, EN50530, NB/T32004	

ANEXO C - Orçamento Kit Gerador FV 75 kW



COMPOSIÇÃO DO PROJETO

Com base nas informações fornecidas e dados obtidos por meio de cálculos, o sistema proposto para o local é composto dos seguintes itens e equipamentos:

Item	Qtde
MONO-PERC RISEN 440W HALF-CELL	224
ILUMISOL SOFAR 75KTL	1
STRING BOX	Incluso
CABO SOLAR 6MM < PRETO	Incluso
CABO SOLAR 6MM < VERMELHO	Incluso
CONECTOR MC4 MULTI-CONTACT UR PV-KBT4/6II-UR ACOPLADOR FEMEA	Incluso
CONECTOR MC4 MULTI-CONTACT UR PV-KST4/6II-UR ACOPLADOR MACHO	Incluso
JUNÇÃO PARA PERFIL DE ALUMÍNIO	Incluso
ESTRUTURA DE ALUMÍNIO ADEQUADO AO TELHADO	Incluso
MATERIAL ELÉTRICO	Incluso
SERVIÇOS DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA	Incluso
PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO	Incluso
ART DE PROJETO E EXECUÇÃO	Incluso
ACOMPANHAMENTO JUNTO À DISTRIBUIDORA	Incluso

Obs: Está incluso o transformador nas redes em que a concessionária fornecer rede monofásico 220V e o trifásico 380V.

Garantia contra defeitos de fabricação, segundo o fabricante:

Painéis fotovoltaicos: **25 Anos** de geração com 83% de capacidade e **10 Anos** contra defeitos de fabricação.
Inversores: **7 Anos**

Preço, prazo de entrega e condições de pagamento:

Valor do investimento: **R\$ 432.808,22** (quatrocentos e trinta e dois mil, oitocentos e oito reais e vinte e dois centavos)

Condições especiais para financiamento bancário, válidas enquanto durarem os estoques e mediante aprovação bancária.

Condições válidas até **18/12/2020**.

AV. CTI, 353 - BONFIM - 12.040-160 - TAUBATÉ/SP - (12) 3413-9657

Economizando hoje. Preservando o amanhã.