

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JAQUELINE ISABEL PRASS**

**AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE  
SOB VARIAÇÃO CLIMÁTICA EM COMPARAÇÃO AO MÓDULO FOTOVOLTAICO  
EM SOLO**

**São Leopoldo  
2019**

JAQUELINE ISABEL PRASS

**AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE  
SOB VARIAÇÃO CLIMÁTICA EM COMPARAÇÃO AO MÓDULO FOTOVOLTAICO  
EM SOLO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial para  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia Elétrica, pelo Curso de  
Engenharia Elétrica da Universidade do  
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Me. Lúcio Renê Prade

São Leopoldo

2019

À minha avó materna, exemplo de bondade.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço ao meu professor, mestre e orientador Lúcio René Prade, que esteve sempre presente e contribuiu de diversas formas para que eu conseguisse atingir os objetivos deste trabalho. Agradeço a sua atenção, seus esclarecimentos, sua paciência e seu profissionalismo.

Sou grata também aos laboratoristas e professores pela ajuda em etapas cruciais do desenvolvimento do presente trabalho.

De forma geral, manifesto minha gratidão a todos os professores, colegas, familiares e amigos, que colaboraram com o meu aprendizado durante todos esses anos da graduação, vindo a me permitir desenvolver esse trabalho.

## RESUMO

A busca por fontes renováveis de energia está fortemente atrelada a crescente preocupação com a sustentabilidade e a preservação do meio ambiente. O sol é uma fonte de energia limpa que possui alto potencial de exploração e seu aproveitamento energético pode ser feito através do efeito fotovoltaico. O módulo fotovoltaico flutuante compreende um novo conceito de instalação para o sistema fotovoltaico, buscando através do arrefecimento causado pela água, obter melhor eficiência para as células fotovoltaicas. O propósito deste respectivo trabalho é analisar o desempenho do módulo fotovoltaico flutuante em comparação ao módulo fotovoltaico convencional instalado em terra firme, submetendo-os a variações climáticas. Para tal objetivo foram implementados dois sistemas idênticos que operaram de forma simultânea, divergindo apenas nos seus locais de instalação, pois um foi instalado sobre um lago e outro em um telhado. Os sistemas foram implantados dentro do campus da Universidade UNISINOS, na cidade de São Leopoldo – RS, e contaram com uma instrumentação composta por sensores de temperatura, umidade, corrente e tensão. Os dados obtidos foram enviados via rádio frequência LoRa a um servidor que os armazenava. A partir dos dados elementares foi possível encontrar os demais fatores de desempenho que regem o funcionamento de um módulo solar fotovoltaico. A temperatura de operação do módulo fotovoltaico flutuante foi em média 10 °C mais baixa que a do módulo fotovoltaico instalado de forma convencional, foi gerado por ele até 10,15% a mais de energia, o fator de capacidade foi até 9,24% maior e o desempenho global foi até 11,64% melhor. Os resultados atingidos com o desenvolvimento desse trabalho comprovaram que para o local e as condições de clima submetidas, o módulo fotovoltaico flutuante possuiu um desempenho superior ao módulo fotovoltaico convencional.

**Palavras-chave:** Energia solar. Fotovoltaico. Fotovoltaico Flutuante. Eficiência.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Materiais semicondutores de uma célula fotovoltaica .....	19
Figura 2 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica .....	19
Figura 3 – Componentes da radiação solar .....	22
Figura 4 – Exemplo de <i>datasheet</i> fornecido pelo fabricante .....	24
Figura 5 – Geometria solar para instalação de módulo fotovoltaico.....	25
Figura 6 – a) célula fotovoltaica b) módulo PV c) arranjo PV .....	31
Figura 7 – Ligação série e paralelo entre módulos fotovoltaicos.....	32
Figura 8 – Componentes de um módulo fotovoltaico .....	33
Figura 9 – Usina Fotovoltaica Flutuante.....	33
Figura 10 – Primeiros projetos fotovoltaicos flutuantes .....	35
Figura 11 – Modelo PV filme fino flexível .....	36
Figura 12 – Módulo FPV de teste.....	38
Figura 13 – Refrigeração a véu e a spray d'água.....	39
Figura 14 – Fluxograma da metodologia .....	42
Figura 15 – Localização dos sistemas .....	43
Figura 16 – Irradiação solar no plano inclinado na cidade de Sapucaia do Sul .....	44
Figura 17 – Local de instalação do sistema FPV .....	45
Figura 18 – Estrutura de flutuação do sistema FPV .....	45
Figura 19 – Local de instalação do sistema PV.....	46
Figura 20 – Componentes do sistema de coleta de dados da geração fotovoltaica..	47
Figura 21 – Distribuição dos sensores de temperatura no verso do módulo fotovoltaico .....	48
Figura 22 – Circuito sensores de temperatura e umidade.....	49
Figura 23 – Sensor INA219.....	50
Figura 24 – Circuito sensor de corrente e tensão.....	50
Figura 25 – Circuito de comutação.....	51
Figura 26 – Circuito da carga resistiva .....	52
Figura 27 – Circuito de alimentação.....	52
Figura 28 – Placa de controle e comunicação.....	53
Figura 29 – ESP32 LoRa .....	53
Figura 30 – Fluxograma da rotina de coleta e envio de dados.....	54
Figura 31 – Fluxograma da rotina do <i>script</i> do servidor .....	55

Figura 32 – Cabeçalho de dados da planilha .....	56
Figura 33 – Informações calculadas.....	56

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Geração de energia elétrica em GWh por tipo de usina no ano 2018 ....	12
Gráfico 2 – Perfil histórico da geração de energia solar no Brasil .....	13
Gráfico 3 – Potencial energético brasileiro recursos renováveis 2015-2050 (Mtep)..	17
Gráfico 4 – Curvas típicas de uma célula fotovoltaica .....	20
Gráfico 5 – Efeito da irradiação sobre uma célula fotovoltaica .....	22
Gráfico 6 – Efeito da temperatura em uma célula fotovoltaica .....	23
Gráfico 7 – Desempenho de sistemas PV e FPV de usina Coreana.....	36
Gráfico 8 – Curvas diárias de irradiação .....	60
Gráfico 9 – Temperaturas registradas na superfície inferior dos módulos .....	61
Gráfico 10 – Comportamento da temperatura de operação dos módulos e da temperatura ambiente no dia 26/out.....	62
Gráfico 11 – Comportamento da umidade nas proximidades dos módulos no dia 26/out .....	63
Gráfico 12 – Comportamento da temperatura de operação dos módulos e da temperatura ambiente .....	64
Gráfico 13 – Diferença de temperatura entre os módulos e o ambiente .....	65
Gráfico 14 – Comportamento da potência gerada pelos módulos.....	66
Gráfico 15 – Energia, fator de capacidade e desempenho global dos módulos.....	69



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de $V_{oc}$ e $I_{sc}$ para diferentes tipos de células.....	21
Tabela 2 - Eficiência das células terrestres de junção única medida no espectro global AM1.5 (1000 W/m <sup>2</sup> ) a 25°C .....	26
Tabela 3 – Eficiência energética de módulos de sistema de energia fotovoltaica.....	27
Tabela 4 – Especificações técnicas módulo fotovoltaico.....	47
Tabela 5 – Valores de irradiação média diária .....	61
Tabela 6 – Dados de desempenho dos módulos .....	67

## LISTA DE SIGLAS

AM	<i>Air Mass</i> (Massa de Ar)
a-Si	Silício Amorfo
CdTe	Telureto de cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
CPV	<i>Concentrated Photovoltaics</i> (Fotovoltaica Concentrada)
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
c-Si	Silício Cristalino
DC	<i>Direct current</i> (Corrente direta)
DSSC	<i>Dye-Sensitized Solar Cell</i> (Célula Solar Sensibilizada corante)
EE	Eficiência Energica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Espuma Vinílica Acetinada
FC	Fator de Capacidade
FF	Fator de Forma
FPV	<i>Floating Photovoltaic</i> (Fotovoltaico Flutuante)
FV	Fotovoltaico
FVF	Fotovoltaico Flutuante
HDIF	Irradiação Difusa Horizontal
HDIRN	Irradiação Direta Normal
I <sup>2</sup> C	<i>Inter-Integrated Circuit</i> (Circuito Inter-integrado)
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IoT	<i>Internet of Things</i> (Internet das Coisas)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional para as Energias Renováveis)
LoRa	<i>Long Range</i> (Longo Alcance)
MME	Ministério de Minas e Energia
m-Si	Silício Monocristalino

NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature Conditions</i> (Condições Nominais de Temperatura de Operação da Célula)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
OPV	<i>Organic Photovoltaics</i> (Fotovoltaica Orgânica)
PNE	Plano Nacional de Energia
p-Si	Silício Policristalino
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
PVC	Policloreto de Vinila
STC	<i>Standard Test Condition</i> (Condições Padrão de Teste)
UNISINOS	Universidade do Vale do Rio dos Sinos
USF	Usina Solar Flutuante

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1 Tema	14
1.2 Delimitação do Tema	14
1.3 Problema	14
1.4 Objetivos	15
1.4.1 Objetivo Geral	15
1.4.2 Objetivos Específicos	15
1.5 Justificativa	16
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>18</b>
2.1 Energia Solar	18
2.2 Energia Solar Fotovoltaica	18
2.2.1 Célula fotovoltaica	18
2.2.2 Parâmetros elétricos de uma célula fotovoltaica	20
2.2.3 Radiação solar	21
2.2.4 Efeito da temperatura	23
2.2.5 Ângulo de instalação	25
2.2.6 Eficiência	26
2.2.7 Índices de mérito	27
2.2.8 Sistema fotovoltaico	31
2.3 Fotovoltaico Flutuante	33
2.4 Estado da arte	34
<b>3 METODOLOGIA</b>	<b>41</b>
3.1 Descrição do sistema	46
3.1.1 Módulo fotovoltaico	47
3.1.2 Sensores e grandezas	48
3.1.3 ESP32 Wifi Lora	52
3.1.4 Servidor de dados	55
3.2 Análise dos dados	56
<b>4 ANÁLISE DOS RESULTADOS</b>	<b>59</b>
<b>5 CONCLUSÃO</b>	<b>70</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>73</b>
<b>APÊNDICE A – ESQUEMÁTICO</b>	<b>78</b>

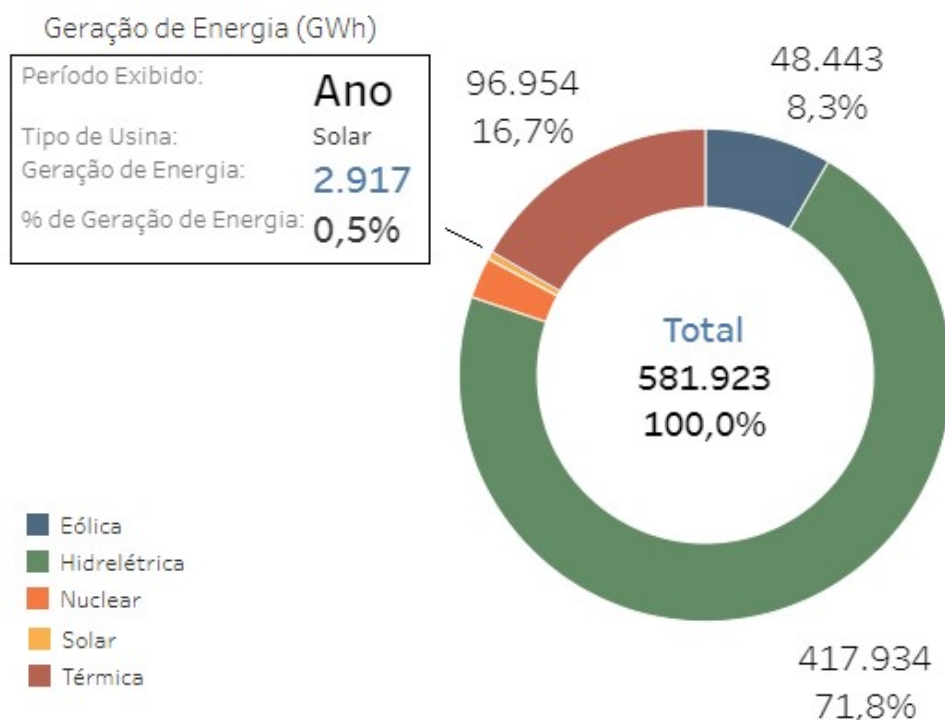
## 1 INTRODUÇÃO

É conhecida a crescente preocupação ligada a questões ambientais e a preservação do meio ambiente, podendo essa ser notada através dos inúmeros acordos e pactos existentes entre países de todo o mundo. Um fato relevante é que apenas o setor de energia é responsável por 60% das emissões globais de gases de efeito estufa, segundo a Organização das Nações Unidas (ONU) (2019).

O consumo de energia elétrica global cresce a cada ano, em 2018 cresceu 4% segundo Relatório Global de Energia e Status de CO<sub>2</sub> da Agência Internacional de Energia (IEA) (2018). Frente a isso, a implementação de fontes de energia renováveis se faz necessária.

A energia solar é a de maior abundância no planeta e com grande potencial de exploração, segundo afirmam alguns autores, como Pinho e Galdino (2014), Sahu, Yadav e Sudhakar (2016). No entanto a geração de energia elétrica solar ainda tem baixa participação na matriz energética brasileira. De acordo com dados extraídos do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (2019), a geração dada no país a partir de usinas solares no ano de 2018 ficou em torno de 0,5% do total produzido, como apresentado no Gráfico 1.

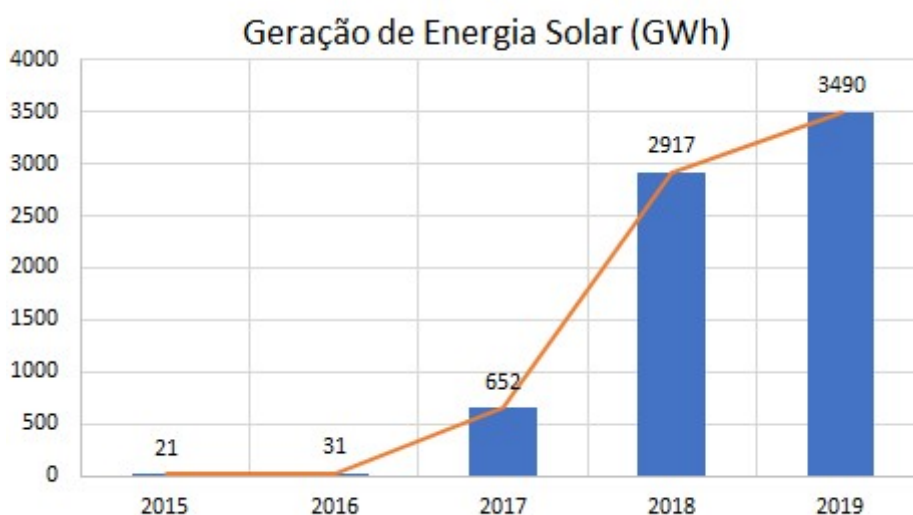
Gráfico 1 – Geração de energia elétrica em GWh por tipo de usina no ano 2018



Fonte: Adaptado de ONS (2019).

Felizmente esse cenário vem mudando e a energia solar no Brasil vem crescendo nos últimos anos. Analisando apenas o histórico de geração solar nas usinas solares, pode-se notar através do Gráfico 2 que houve um aumento abrupto na geração nos últimos 5 anos.

Gráfico 2 – Perfil histórico da geração de energia solar no Brasil



Fonte: Adaptado de ONS (2019).

Um fator que tem levado a essa expansão é a redução no custo da produção da energia solar Fotovoltaica (FV, ou no inglês PV – *Photovoltaic*). Segundo a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA) (2019), o custo ponderado médio global da energia fotovoltaica no ano de 2018 teve uma queda de 13%. Ainda conforme Barbuscia (2017), é estimado que nos próximos dez anos esse custo diminua em torno de 60%.

Uma forma relativamente nova de explorar o potencial da geração solar é através da implementação de Usinas Solares Flutuantes (USFs). Estudos comprovam diversas vantagens desse sistema em relação às usinas implantadas no solo.

Esse sistema é muito semelhante ao tradicional, sua diferença é que ao invés de ele ser instalado em solo, os módulos fotovoltaicos são alocados sobre a água, em represas, rios, lagos, córregos, mar, dentre outros.

Os autores CAZZANIGA et al. (2018) acreditam que o futuro das plantas de geração solar fotovoltaica seja sobre a água, portanto são cruciais estudos que

avaliem o desempenho do sistema Fotovoltaico Flutuante (FVF, ou no inglês FPV – *Floating Photovoltaic*) para que haja o desenvolvimento e a adesão da tecnologia.

Para fins de entendimento, esse trabalho irá adotar as siglas em inglês PV e FPV, para se referir aos sistemas Fotovoltaico e Fotovoltaico Flutuante, respectivamente.

## **1.1 Tema**

Eficiência energética na geração de energia elétrica com módulo fotovoltaico flutuante.

## **1.2 Delimitação do Tema**

Verificar a eficiência na geração de energia elétrica de um módulo fotovoltaico flutuante, comparando-o a um módulo fotovoltaico terrestre sobre as mesmas condições de ambiente, exceto pelo fato de um se encontrar sobre a água e outro em terra firme. Extrair e examinar dados através da montagem de um protótipo inserido em ambiente real.

## **1.3 Problema**

Estima-se que todos os anos haja um aumento no consumo de energia elétrica no Brasil. De acordo com o Plano Nacional de Energia (PNE) entre os anos de 2017 a 2027, o crescimento percentual médio é estimado em 3,6% ao ano, totalizando um aumento no consumo total de energia em TWh de 47,5% ao final destes dez anos. (BRASIL, 2018a).

Quando referido ao PNE 2050, estima-se que o consumo triplique, passando de 462 TWh no ano de 2013 para 1605 TWh em 2050 (EPE, 2016).

O governo brasileiro assumiu o compromisso de reduzir as taxas de emissão de gases de efeito estufa em 37% até o ano de 2025 e em 43% até 2030, com base nos dados do ano de 2005. Essa responsabilidade foi firmada pelo Acordo de Paris e uma das maneiras de atingir seus objetivos é através da inserção de mais energias renováveis na matriz energética do país. (BRASIL, 2015).

Uma fonte de geração de energia elétrica considerada renovável é a solar fotovoltaica. A utilização desta fonte vem crescendo gradativamente com o passar dos anos, devido principalmente aos avanços tecnológicos que reduziram os preços e melhoraram o rendimento das células fotovoltaicas. Porém esse rendimento ainda é considerado baixo, em torno de 30% nas melhores células, segundo Green et al. (2019). Conforme Pinho e Galdino (2014), a eficiência é reduzida ainda mais com o aumento da temperatura na qual as células estão submetidas, devido ao aquecimento que o próprio sol causa.

Um local para instalação de um sistema fotovoltaico é sobre lâminas d'água, o que conceitualmente é definido como geração fotovoltaica flutuante, esse método de instalação proporciona, dentre outras coisas, uma melhoria no rendimento do sistema através da redução na temperatura de operação dos módulos, como cita Borba e Novak (2018) em seus estudos. No entanto, segundo o relatório do Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 do MME e da EPE, Brasil (2018c), a melhoria do rendimento nesse tipo de sistema ainda é questionável e necessita de mais estudos no Brasil.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é analisar o desempenho de um módulo fotovoltaico flutuante submetido a variações climáticas, comparando seus dados com um módulo fotovoltaico terrestre que esteja sobre as mesmas condições de ambiente e clima.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

Como objetivos específicos do trabalho têm-se os seguintes pontos:

- a) implementar, avaliar e calibrar todo o sistema de instrumentação e coleta de dados, para permitir a comparação entre os módulos PV e FPV;
- b) construir estrutura flutuante e ancoragem para fixação do módulo solar fotovoltaico flutuante que permita a avaliação do FPV;



- c) construir sistema fotovoltaico convencional para servir como referência ao sistema fotovoltaico flutuante;
- d) comparar rendimento, potência diária, temperatura de operação e índices de mérito gerados por um mesmo modelo de módulo fotovoltaico instalado sobre um telhado e sobre a água.

## 1.5 Justificativa

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2018 desenvolvido pela MME e EPE, Brasil (2018b), a oferta interna de energia no Brasil é composta por 80,4% de fontes renováveis, sendo dessas, 65,2% de fonte hidráulica e 0,13% de fonte solar.

A fonte hídrica é, de fato, a de maior potencial no país, porém a expansão deste tipo de geração encontra barreiras ambientais e econômicas cada vez mais complexas. (BRASIL, 2018c).

Uma forma de complementar a geração de uma hidrelétrica é através da implementação de Usina Solar Flutuante sobre a área do reservatório.

Beluco (2001) define que a geração hídrica e a geração solar possuem complementariedade de tempo e espaço entre si. Por exemplo, quando ocorrem períodos de chuva, a geração solar é desfavorecida enquanto que os reservatórios da hídrica são abastecidos. Já em períodos secos ou de estiagem, a geração solar tem melhor desempenho e ainda favorece fazendo sombra e reduzindo o nível de evaporação do reservatório sobre o qual está instalada. Ainda segundo Beluco (2001), a associação desses dois sistemas fornece mais segurança no fornecimento de energia e menores índices de falha.

Um dos fatores estudados e observado em USFs é o melhor rendimento das células fotovoltaicas causado pelo resfriamento que o espelho d'água proporciona, que de acordo com Vasco (2017), uma fabricante francesa de estruturas flutuantes comprovou ser 14% melhor do que em sistemas implantados no solo, enquanto que Choi (2014) afirmou ser 11%.

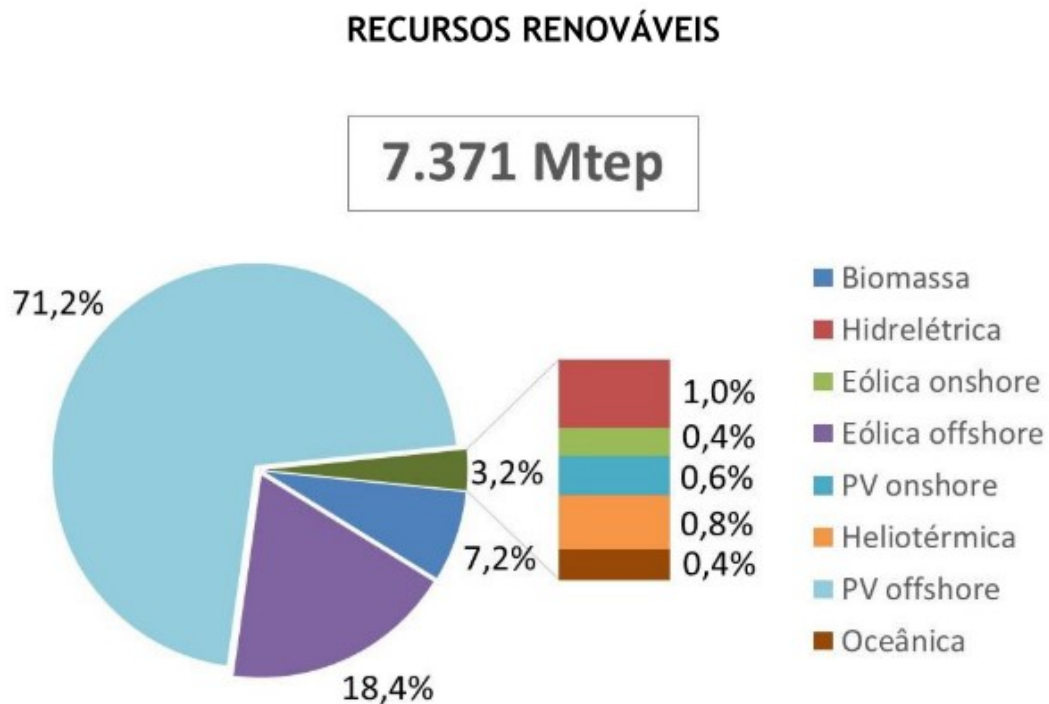
A instalação de USFs podem ocorrer não só sobre reservatórios de hidrelétricas, mas também em lagos, açudes, canais, mar (*offshore*), dentre outros. (AHLERT, 2017).

O Brasil tem alto potencial de exploração de energia solar, pois possui excelentes índices de irradiação solar em toda a sua extensão territorial, com

valores mais elevados do que países Europeus pioneiros na geração solar, como Alemanha, França e Espanha. (NASCIMENTO, 2017).

De acordo com o relatório do Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 do MME e EPE, Brasil (2018c), o potencial energético com fontes renováveis no país apresenta uma porcentagem de 71,2% para geração fotovoltaica *offshore* de um total de 7.371 milhões de tonelada equivalente de petróleo (Mtep), conforme Gráfico 3. No entanto, ainda segundo esse relatório, o ganho de eficiência dos módulos solares flutuantes ainda necessita de mais estudos que comprovem sua eficácia em aplicações no Brasil.

Gráfico 3 – Potencial energético brasileiro recursos renováveis 2015-2050 (Mtep)



Fonte: Adaptado de Brasil (2018c, p. 163).

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Para compreensão do assunto que este trabalho apresenta, este capítulo é dedicado à descrição de alguns tópicos relevantes da geração de energia elétrica fotovoltaica, como as células e módulos solares fotovoltaicos funcionam, quais equipamentos compõem um sistema elétrico fotovoltaico, a geração fotovoltaica flutuante e terrestre, e demais fatos que venham a contribuir no desenvolvimento deste trabalho.

### **2.1 Energia Solar**

O sol é a fonte de energia de maior abundância no planeta Terra. Essa energia é considerada renovável e inesgotável, além de indiretamente ser responsável pelas demais fontes de energia, pois é pela sua presença que ocorre o ciclo da água, a formação dos ventos, o desenvolvimento das plantas, animais e outras matérias. (PINHO; GALDINO, 2014).

As principais formas de se obter energia proveniente do sol são pelas formas térmica e fotovoltaica. A primeira diz respeito ao aproveitamento do calor para aquecimento de fluídos e pelo efeito termoelétrico, e a segunda sobre a radiação solar que é convertida em energia elétrica através do efeito fotovoltaico em materiais semicondutores. (SILVA, 2015).

### **2.2 Energia Solar Fotovoltaica**

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 por Edmond Becquerel e consiste na conversão das partículas de fóton presentes na luz solar em energia elétrica. (NASCIMENTO, 2017).

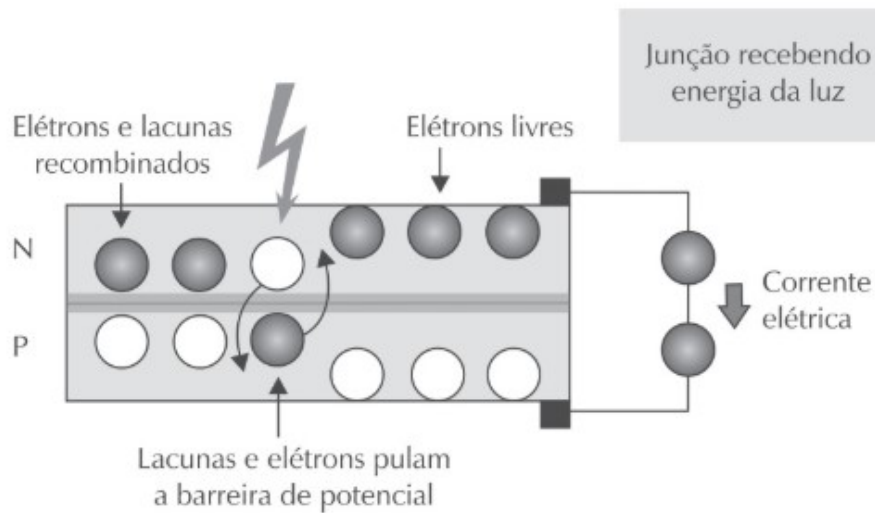
Quando uma célula eletroquímica é exposta a luz solar isso faz gerar em seus terminais uma diferença de potencial. (PINHO; GALDINO, 2014).

#### **2.2.1 Célula fotovoltaica**

Uma célula fotovoltaica é formada por duas camadas de material semicondutor, uma do tipo N e outra do tipo P. A camada do tipo N tem excesso de elétrons e a do tipo P a falta deles, isso faz com que os elétrons migrem de uma

camada para outra, criando um campo elétrico e uma barreira de potencial. Quando a célula é exposta a luz solar, conforme a Figura 1, os elétrons da camada N passam a ter energia suficiente para romper a barreira de potencial e fazer surgir assim uma corrente elétrica. (VILLALVA, 2015).

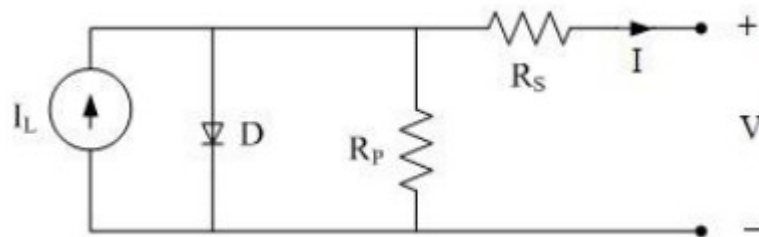
Figura 1 – Materiais semicondutores de uma célula fotovoltaica



Fonte: Villalva (2015, p. 65).

O princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica exposta à radiação solar também pode ser representado por um circuito elétrico equivalente ao da Figura 2.

Figura 2 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 118).

Onde:

$I_L$  = Corrente gerada pela incidência da radiação [A]

$I$  = Corrente nos terminais de saída [A]

$V$  = Tensão nos terminais de saída [V]

$R_p$  = Resistência shunt [ $\Omega$ ]

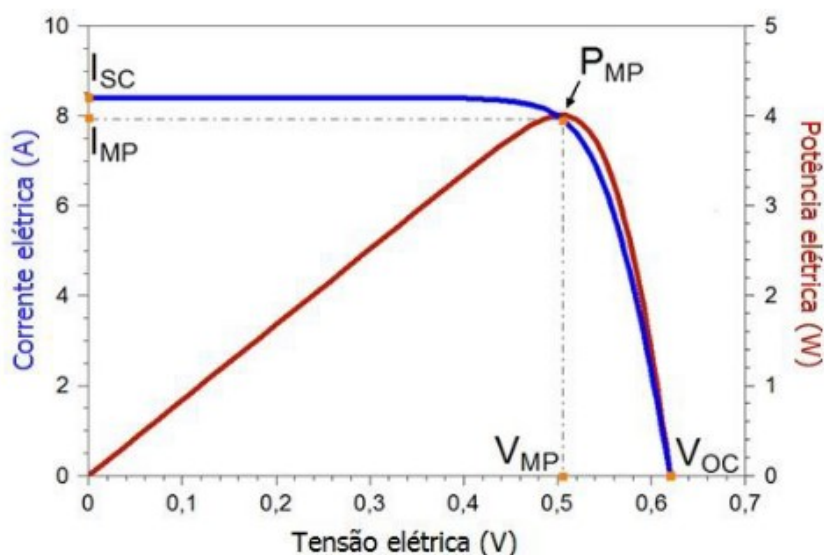
$R_s$  = Resistência série [ $\Omega$ ]

D = Diodo representando a junção NP

$R_s$  é a resistência causada pelas ligações metálicas e pela junção com o semicondutor, a resistência  $R_p$  representa a corrente fuga do diodo, como explicam os autores Pinho e Galdino (2014). Segundo Singh e Ravindra (2011), essas duas resistências afetam diretamente a performance da célula.

As características elétricas de uma célula são comumente fornecidas por meio do gráfico I-V que relaciona corrente e tensão. Através deste gráfico também é possível identificar o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) da célula. Um exemplo pode ser visto no Gráfico 4. (PINHO; GALDINO, 2014).

Gráfico 4 – Curvas típicas de uma célula fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 120).

### 2.2.2 Parâmetros elétricos de uma célula fotovoltaica

Conforme foi possível observar no Gráfico 4, existem alguns parâmetros elétricos importantes que regem o funcionamento de uma célula fotovoltaica.

A tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) é a maior tensão que a célula pode fornecer e é encontrada nos terminais da célula a vazio, ou seja, sem adição de carga e sem circulação de corrente elétrica. A corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) é encontrada quando a célula tem seus terminais curto-circuitados, com tensão igual a zero volt, e está diretamente relacionada com a irradiação incidente sobre a célula, conforme a Equação 1. (VILLALVA, 2015).

$$I_{SC} = I_{SC,STC} \frac{G}{1000} \quad (1)$$

Onde:

$I_{SC}$  = Corrente de curto-circuito [A]

$I_{SC,STC}$  = Corrente de curto-circuito em Condições Padrão de Teste (STC) [A]

$G$  = Irradiação incidente sobre a célula [ $W/m^2$ ]

1000 = Valor da irradiação em Condições Padrão de Teste (STC) [ $W/m^2$ ]

Dependendo do material que é fabricada a célula solar, temos os seguintes valores de tensão de circuito aberto e de corrente de curto-circuito, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  para diferentes tipos de células

<b>Tecnologia</b>	<b><math>V_{OC}</math> (V)</b>	<b><math>I_{SC}</math> (mA/cm<sup>2</sup>)</b>
c-Si	0,5 – 0,7	38 – 42,7
CdTe	0,857	26,95
a-Si	0,886	16,75
DSSC	0,744	22,47

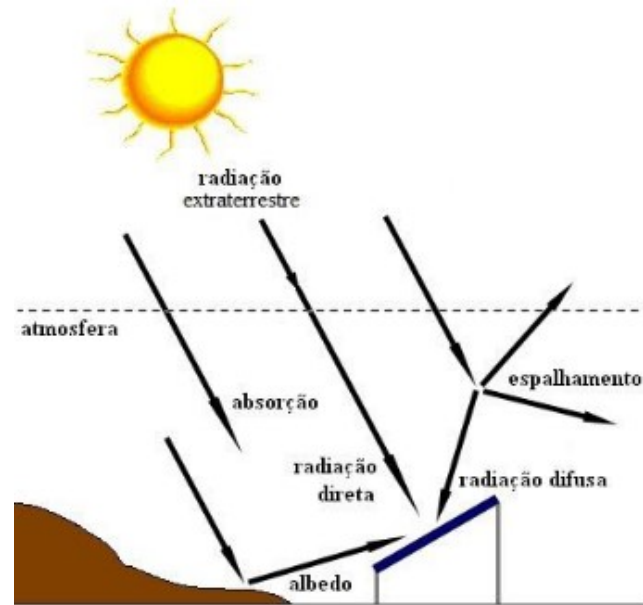
Fonte: Compilado de Pinho e Galdino (2014, p. 119).

A corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ ) e a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ), ocorrem no ponto de potência máxima ( $P_{MP}$ ), conforme o Gráfico 4. O  $P_{MP}$  é o ponto ideal de operação que o sistema deve buscar operar, pois é nele que se obtém a maior quantidade de geração de energia elétrica. (VILLALVA, 2015).

### 2.2.3 Radiação solar

A radiação solar ou irradiância é o fator de maior importância na geração fotovoltaica, quando mensurada pela sua potência por metro quadrado ( $W/m^2$ ), recebe o nome de irradiação e pode ser dividida em Irradiação Direta Normal (HDIRN) e Irradiação Difusa Horizontal (HDIF). A radiação direta é a que vem diretamente do sol, já a difusa é a oriunda de reflexões e vem de todas as direções, conforme Figura 3. (BRASIL, 2018c).

Figura 3 – Componentes da radiação solar

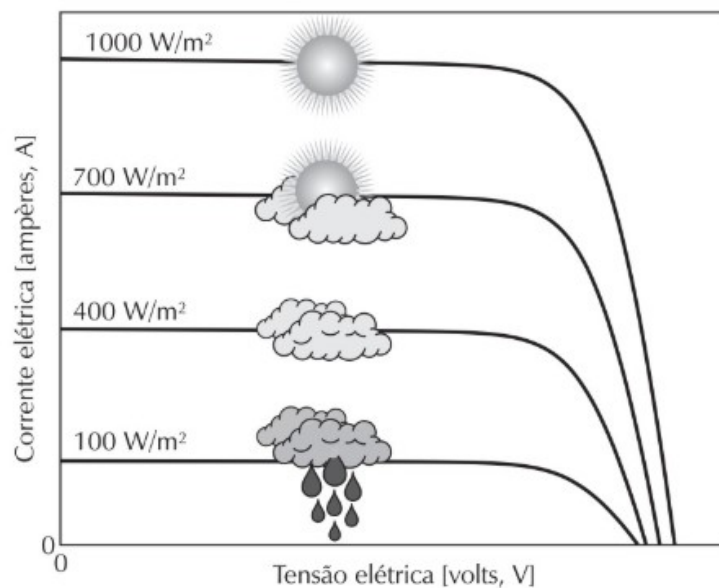


Fonte: Pinho et al. (2008, p. 46).

Dias completamente nublados são compostos 100% por irradiação difusa e em dias de céu limpo esse valor fica em torno de 20%. (PINHO; GALDINO, 2014).

O Gráfico 5 demonstra como a corrente elétrica de uma célula fotovoltaica está relacionada diretamente com a quantidade de irradiação que a célula está exposta.

Gráfico 5 – Efeito da irradiação sobre uma célula fotovoltaica



Fonte: Villalva (2015, p. 78).

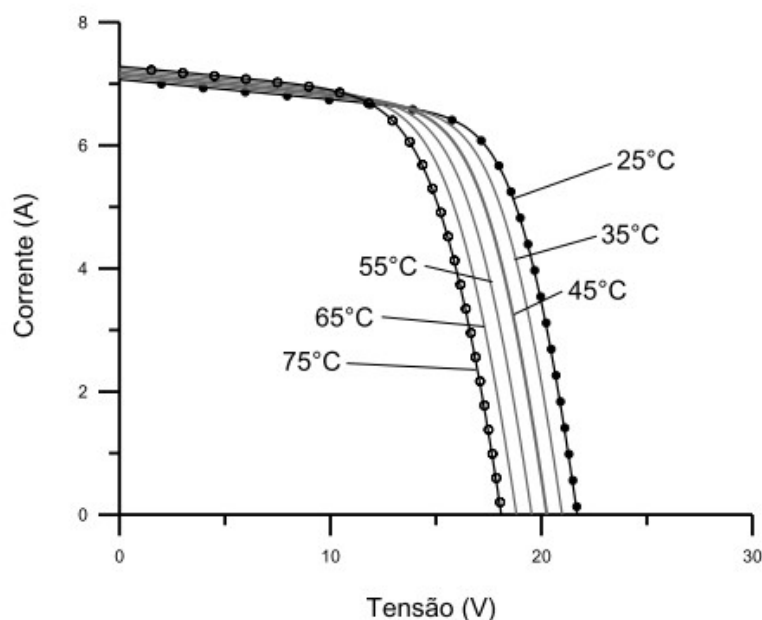
O Brasil fica entre os Trópicos de Câncer e Capricórnio, tendo a linha do Equador cruzando o país, isso proporciona alto índices de irradiância e em alguns estados um baixo valor de variação na irradiância anual. (BRASIL, 2018c).

#### 2.2.4 Efeito da temperatura

A temperatura da célula afeta a tensão que a célula consegue gerar. De acordo com Pinho e Galdino (2014), o aumento da temperatura diminui a tensão gerada, enquanto que a corrente elétrica sofre uma baixíssima variação. Villalva (2015) complementa que, como a potência elétrica é a multiplicação entre tensão e corrente, um decréscimo na tensão gerada causada pelo aumento da temperatura, diminui a geração de energia do sistema.

A influência da temperatura pode ser vista no gráfico I x V de uma célula fotovoltaica, Gráfico 6. Os fabricantes fornecem nas folhas de dados dos módulos fotovoltaicos, as características elétricas baseadas em Condições Padrão de Teste (STC), onde é considerado uma irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e massa de ar de 1,5. (VILLALVA, 2015).

Gráfico 6 – Efeito da temperatura em uma célula fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 150).



Além das Condições Padrão de Teste (STC), os fabricantes também informam as Condições Nominiais de Temperatura de Operação da Célula (NOCT), sendo considerada uma irradiação de  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  e massa de ar de 1,5. Outros dados informados são os coeficientes de temperatura, esses informam a quantidade percentual por grau Celsius que cada característica elétrica ganha ou perde no seu desempenho.

A Figura 4 mostra um exemplo dos dados encontrados no *datasheet* de dois modelos de módulo fotovoltaico de um fabricante.

Figura 4 – Exemplo de *datasheet* fornecido pelo fabricante

<b>ELECTRICAL SPECIFICATIONS</b>			
<b>Standard Test Conditions (STC)</b> <i>STC=1000 W/M<sup>2</sup> Irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*</i>			
	<b>KB255-6BCA/68PA</b>	<b>KB260-6BCA/68PA</b>	
$P_{max}$	255	260	W
$V_{mp}$	30.8	31.0	V
$I_{mp}$	8.28	8.39	A
$V_{oc}$	38.0	38.3	V
$I_{sc}$	8.83	9.09	A
$P_{tolerance}$	+5/-0	+5/-0	%
<b>Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT)</b> <i>NOCT=800 W/M<sup>2</sup> Irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*</i>			
$T_{NOCT}$	45	45	°C
$P_{max}$	183	187	W
$V_{mp}$	27.7	27.9	V
$I_{mp}$	6.61	6.71	A
$V_{oc}$	34.8	35.1	V
$I_{sc}$	7.15	7.36	A
PTC	228.3	232.9	W
<b>Temperature Coefficients</b>			
$P_{max}$	-0.45	-0.45	%/°C
$V_{mp}$	-0.48	-0.48	%/°C
$I_{mp}$	0.02	0.02	%/°C
$V_{oc}$	-0.36	-0.36	%/°C
$I_{sc}$	0.06	0.06	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	°C

Fonte: Adaptado de datasheet KYOCERA.

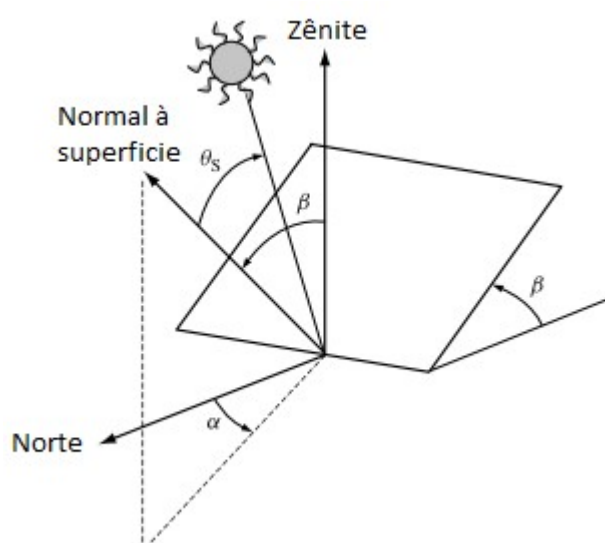
### 2.2.5 Ângulo de instalação

O direcionamento do módulo fotovoltaico é crucial para um bom desempenho e maximização da geração de energia elétrica. A regra mais empregada para definir o grau de inclinação fixa em relação a horizontal é utilizar o valor de latitude do local de implementação do sistema, prevalecendo ainda uma inclinação mínima de  $10^\circ$  a fim de se evitar o acúmulo de sujeira que possa vir a prejudicar na geração do módulo. Outra forma de otimizar a absorção de irradiação é através de mecanismos de rastreamento solar. (BRASIL, 2018c).

Como o Brasil se localiza mais ao hemisfério Sul, os módulos fotovoltaicos são instalados voltados ao hemisfério Norte, possibilitando maior recebimento de irradiação solar. (SILVÉRIO, 2018).

A geometria solar é definida por alguns ângulos importantes que podem ser identificados na Figura 5. O ângulo  $\beta$  se refere à inclinação do módulo com a superfície horizontal ou da vertical normal (zênite) com o vetor normal à superfície do módulo. O ângulo de azimute da superfície ( $\alpha$ ) é a diferença entre o vetor normal à superfície e o hemisfério Norte ( $0^\circ$ ), tendo decréscimo do ângulo com deslocamento a Oeste e acréscimo a Leste.  $\theta_s$  é o ângulo entre a incidência de raios solares e a normal à superfície do módulo. (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 5 – Geometria solar para instalação de módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Luque e Hegedus (2003, p. 912).

### 2.2.6 Eficiência

A eficiência para uma célula fotovoltaica é a relação entre a capacidade de energia elétrica que a célula fotovoltaica consegue produzir pela quantidade total de energia solar incidente sobre ela. (PINHO; GALDINO, 2014).

Há três gerações de células, a primeira é a do silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), esses materiais são mais comumente encontrados nos sistemas fotovoltaicos, correspondendo a 85% dos casos. A segunda geração é a de *thin film*, filme fino em português, e é composta por materiais como silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). E a terceira e última geração, ainda em desenvolvimento, são as de célula multijunção, *Concentrated Photovoltaics* (CPV), *Dye-Sensitized Solar Cell* (DSSC) e Células Orgânicas ou Poliméricas (OPV). (PINHO; GALDINO, 2014).

O desafio na utilização da energia solar ainda é a baixa eficiência das células fotovoltaicas. Desde 1993, *Progress in Photovoltaics* publica tabelas da eficiência das células solares e alguns dos resultados podem ser vistos em parte na Tabela 2.

Tabela 2 - Eficiência das células terrestres de junção única medida no espectro global AM1.5 (1000 W/m<sup>2</sup>) a 25°C

Tecnologia		Eficiência (%)
<b>Silício</b>	Monocristalino	26,7 ± 0,5
	Policristalino	22,3 ± 0,4
<b>Células III-V</b>	GaAs (filme fino)	29,1 ± 0,6
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	24,2 ± 0,5
<b>Calcogênio de filme fino</b>	CIGS	22,9 ± 0,5
	Cate	21,0 ± 0,4
<b>Amorfo / Microcristalino</b>	Si (amorfo)	10,2 ± 0,3
	Si (microcristalino)	11,9 ± 0,3
<b>Corante sensibilizado</b>		11,9 ± 0,4
<b>Orgânica</b>		11,2 ± 0,3

Fonte: Adaptado de Green et al. (2019, p. 4).

Conforme Pinho e Galdino (2014), a eficiência de um módulo solar pode ser definida pela Equação 2, que relaciona a potência máxima gerada pelo módulo, sua área e a irradiação solar incidente sobre ele.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot A_M} \times 100\% \quad (2)$$

Onde:

$\eta$  = Rendimento ou eficiência do módulo fotovoltaico [%]

$P_{MP}$  = Potência elétrica máxima [W]

$G$  = Irradiância solar [ $W/m^2$ ]

$A_M$  = Área do módulo [ $m^2$ ]

O INMETRO (2017) classifica os módulos solares fotovoltaicos de silício cristalino e de filme fino de acordo com a sua Eficiência Energética (EE), conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Eficiência energética de módulos de sistema de energia fotovoltaica

Classes	Índice do módulo	
	Silício cristalino	Filmes fino
<b>A</b>	EE > 13,5%	EE > 9,5%
<b>B</b>	13,5% ≥ EE > 13%	9,5% ≥ EE > 7,5%
<b>C</b>	13% ≥ EE > 12%	7,5% ≥ EE > 6,5%
<b>D</b>	12% ≥ EE > 11%	6,5% ≥ EE > 5,5%
<b>E</b>	EE < 11%	EE < 5,5%

Fonte: Adaptado de INMETRO (2017, p. 1).

### 2.2.7 Índices de mérito

O Fator de Forma (FF) relaciona a máxima potência gerada por uma célula com o produto de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$ , conforme Equação 3. Esse índice indica o quanto uma célula ou módulo fotovoltaico está próximo da idealidade. As resistências série e paralela de uma célula são as principais responsáveis pela variação desse índice, portanto, o FF depende muito da tecnologia empregada na célula fotovoltaica. (PINHO; GALDINO, 2014).

$$FF = \frac{P_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (3)$$

Onde:

FF = Fator de Forma

$P_{MP}$  = Potência elétrica máxima [W]

$V_{OC}$  = Tensão de circuito aberto [V]

$I_{SC}$  = Corrente de curto-circuito [A]

De acordo com Benedito (2009), a performance de um sistema fotovoltaico pode ser avaliada através dos índices de mérito. Esses índices identificam se um sistema opera de forma otimizada ou se precisa ser reconfigurado.

Um dos índices é a produtividade do sistema  $Y_F$  (*Final Yield*), que relaciona a energia gerada com a potência máxima do sistema, de acordo com a Equação 4. (NAKABAYASHI, 2015).

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_o} = \frac{E}{P_o} \quad (4)$$

Onde:

$Y_F$  = Produtividade (*Final Yield*) [kWh/ kW]

$P(t)$  = Potência instantânea [kW]

$t_2$  e  $t_1$  = Período de análise [h]

$P_o$  = Potência nominal do sistema [kW]

$E$  = Energia entregue pelo sistema em um período de tempo [kWh]

Segundo Nakabayashi (2015) um índice análogo à produtividade  $Y_F$  é a produtividade de referência  $Y_R$  (*Reference Yield*) da Equação 5, que representa a relação entre a irradiação incidente sobre o módulo e a irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> de Condições Padrão de Teste.

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H(t)dt}{H_{ref}} \quad (5)$$

Onde:

$Y_R$  = Produtividade de referência (*Reference Yield*) [h]

$H(t)$  = Irradiação instantânea [ $\text{kW/m}^2$ ]

$t_2$  e  $t_1$  = Período de análise [h]

$H_{\text{ref}}$  = Irradiação de Condições Padrão de Teste (STC) [ $1000 \text{ W/m}^2$ ]

Outro índice é o Desempenho Global  $P_R$  (*Performance Ratio*), que basicamente avalia a capacidade do sistema em converter a energia oriunda do sol em energia elétrica e é dado pela Equação 6. Valores típicos de desempenho ficam entre 0,6 e 0,8. (MARION et al., 2005).

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (6)$$

Onde:

$P_R$  = Desempenho Global (*Performance Ratio*)

$Y_F$  = Produtividade (*Final Yield*) [ $\text{kWh/kW}$ ]

$Y_R$  = Produtividade de referência (*reference yield*) [h]

O último índice aqui apresentado é o Fator de Capacidade (FC), que segundo Nakabayashi (2015) pode ser calculado conforme a Equação 7. Esse índice indica a relação entre a quantidade de energia que o sistema entrega e a quantidade de energia que o sistema poderia entregar se operasse sempre em nominal. Em sistemas fotovoltaicos brasileiros o valor de FC está entre 13% e 18%, de acordo com Benedito (2009).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_0 \times (t_2 - t_1)} \quad (7)$$

Onde:

FC = Fator de Capacidade

$P(t)$  = Potência instantânea [ $\text{kW}$ ]

$(t_2 - t_1)$  = Período de análise [h]

$P_0$  = Potência nominal do sistema [ $\text{kW}$ ]

Iterando sobre as equações até aqui apresentadas, a energia gerada pelo sistema em função do fator de capacidade é obtida através da Equação 8.

$$E = P_0 \times FC \times (t_2 - t_1) \quad (8)$$

A potência do módulo fotovoltaico pode ser encontrada pela Equação 9. (HAEBERLE, 2019).

$$P_{CC} = P_{MP} \frac{G}{G_{STC}} [1 + \gamma_{MP}(T_m - T_{m,STC})] \quad (9)$$

Onde:

$P_{CC}$  = Potência elétrica em corrente contínua [kW]

$P_{MP}$  = Potência elétrica máxima do módulo fotovoltaico [kW]

$G$  = Irradiação incidente sobre o módulo fotovoltaico [kW/m<sup>2</sup>]

$G_{STC}$  = Irradiação de Condições Padrão de Teste (STC) [1000 W/m<sup>2</sup>]

$\gamma_{MP}$  = Coeficiente térmico de potência do módulo fotovoltaico

$T_m$  = Temperatura média do módulo fotovoltaico [°C]

$T_{m,STC}$  = Temperatura de Condições Padrão de Teste (STC) [25 °C]

Utilizando equações similares a Equação 9, encontra-se a tensão e a corrente do módulo fotovoltaico em decorrência da temperatura de operação e dos coeficientes térmicos fornecidos pelo fabricante, de acordo com a Equação 10 e Equação 11, respectivamente.

$$V = V_{MP} \frac{G}{G_{STC}} [1 + \gamma_{MP}(T_m - T_{m,STC})] \quad (10)$$

Onde:

$V$  = Tensão elétrica em corrente contínua [V]

$V_{MP}$  = Tensão no ponto de máxima potência [V]

$G$  = Irradiação incidente sobre o módulo fotovoltaico [kW/m<sup>2</sup>]

$G_{STC}$  = Irradiação de Condições Padrão de Teste (STC) [1000 W/m<sup>2</sup>]

$\gamma_{MP}$  = Coeficiente térmico de tensão do módulo fotovoltaico

$T_m$  = Temperatura média do módulo fotovoltaico [°C]

$T_{m,STC}$  = Temperatura de Condições Padrão de Teste (STC) [25 °C]

$$I = I_{MP} \frac{G}{G_{STC}} [1 - \gamma_{MP}(T_m - T_{m,STC})] \quad (11)$$

Onde:

$I$  = Corrente elétrica em corrente contínua [A]

$I_{MP}$  = Corrente no ponto de máxima potência [A]

$G$  = Irradiação incidente sobre o módulo fotovoltaico [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ]

$G_{STC}$  = Irradiação de Condições Padrão de Teste (STC) [ $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ ]

$\gamma_{MP}$  = Coeficiente térmico de corrente do módulo fotovoltaico

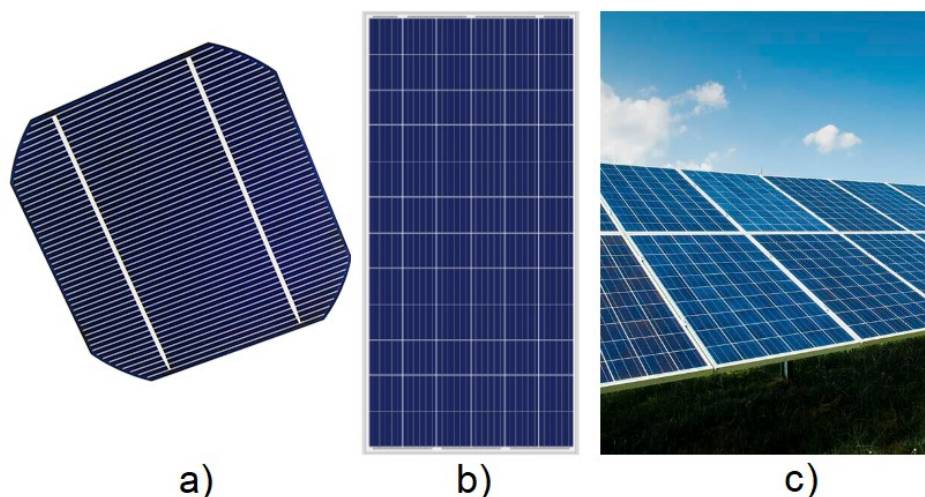
$T_m$  = Temperatura média do módulo fotovoltaico [ $^{\circ}\text{C}$ ]

$T_{m,STC}$  = Temperatura de Condições Padrão de Teste (STC) [ $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ]

### 2.2.8 Sistema fotovoltaico

Segundo Beluco (2001), um módulo é formado por várias células normalmente conectadas em série. Já um conjunto de módulos, segundo Villalva (2015), é definido como um arranjo. A Figura 6 mostra a diferença entre cada um deles.

Figura 6 – a) célula fotovoltaica b) módulo PV c) arranjo PV



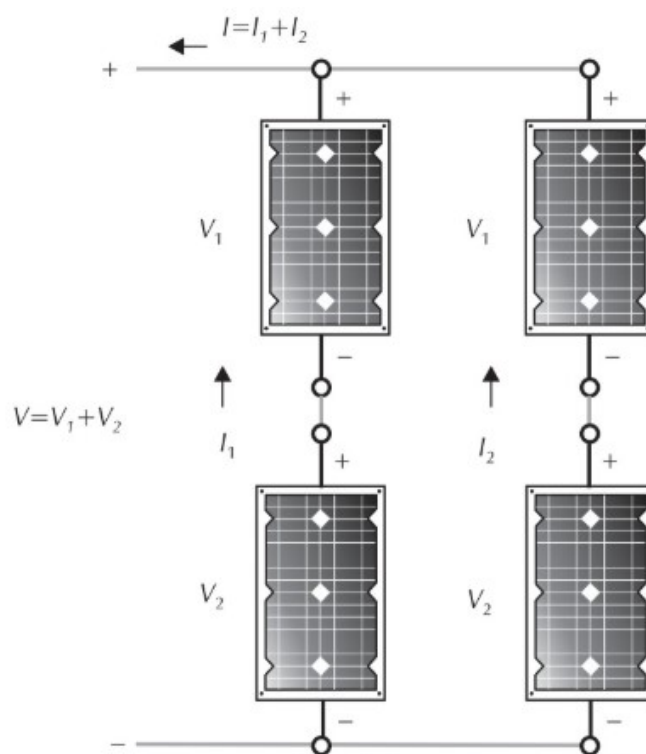
Fonte: Elaborado pela autora.

Um sistema fotovoltaico é formado principalmente por módulos fotovoltaicos, segundo Almeida et al. (2016). Os módulos podem ser conectados em série e/ou



paralelo para se obter tensão e corrente desejadas. Quando ligados em série, alcançam um valor mais elevado de tensão, quando em paralelo obtêm mais corrente, conforme a Figura 7.

Figura 7 – Ligação série e paralelo entre módulos fotovoltaicos



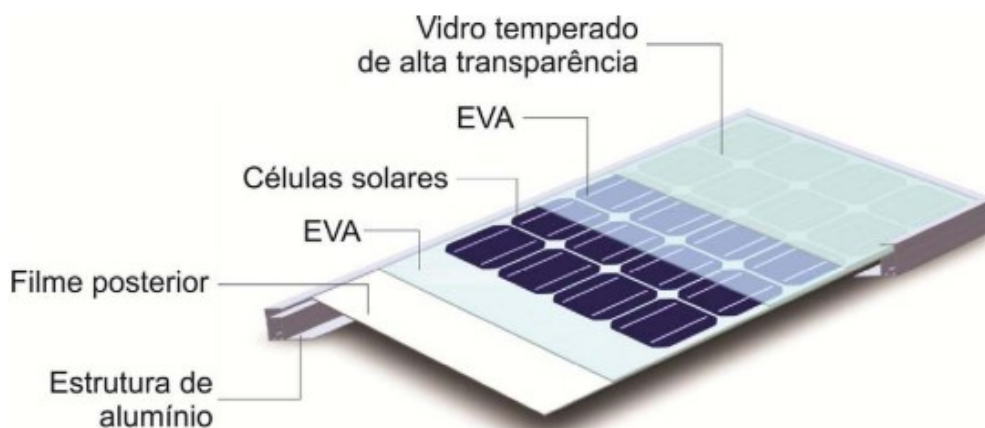
Fonte: Villalva (2015, p. 87).

Um sistema solar fotovoltaico é constituído por mais elementos, como inversores de frequência, responsáveis por converter a energia em corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada para ser utilizada nos equipamentos e máquinas de uma residência ou indústria, por exemplo, além da possibilidade de poder exportar excedentes para rede de distribuição se o sistema não for isolado. O sistema também conta com cabos e conexões, estrutura de fixação, sistema de controle, carga e, se desejado e projetado, com um banco de baterias para o armazenamento da energia gerada. (BELUCO, 2001).

O módulo fotovoltaico é fabricado por mais do que arranjos de células fotovoltaicas, há também material de isolamento, estrutura e conexões. A

Figura 8 mostra as camadas e os principais materiais que o compõe.

Figura 8 – Componentes de um módulo fotovoltaico



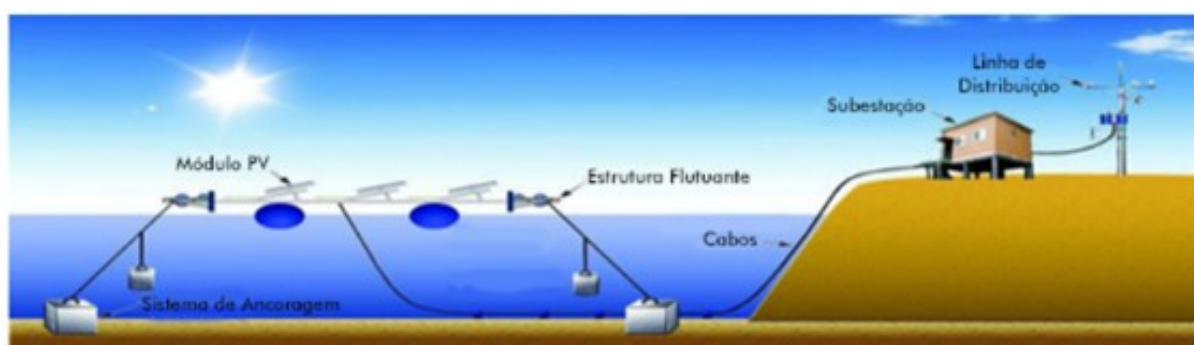
Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 132).

### 2.3 Fotovoltaico Flutuante

As USFs surgiram da necessidade de gerar energia elétrica sem dispor de espaço para a atividade, priorizando o uso da terra para atividades de fim agrícola. (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).

A geração fotovoltaica flutuante é a combinação entre plantas fotovoltaicas e tecnologia flutuante. Uma USF é composta por estruturas flutuantes, fixação e ancoragem, sistema PV e cabos subaquáticos, como representado na Figura 9. (CHOI, 2014).

Figura 9 – Usina Fotovoltaica Flutuante



Fonte: Adaptado de Choi (2014, p. 76).

Como já mencionado anteriormente, o principal benefício desse sistema é a redução da temperatura de operação do módulo causado pelo efeito de resfriamento que a água proporciona, o que acarreta em um incremento na eficiência do módulo.

Há também outras benfeitorias como a redução da evaporação e da proliferação de algas devido ao sombreamento que o módulo proporciona, o ambiente de instalação tem pouca poeira o que faz com que o módulo não reduza sua geração devido à sujeira, o intervalo de tempo necessário para limpeza do módulo é maior devido ao não acúmulo de sujeira, sendo esse ainda facilitado pela proximidade com a água. (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Ferrer-Gisbert et al. (2013) citam o sistema FPV como ideal para aplicação em fazendas, onde é reduzida a evaporação dos reservatórios de irrigação e ainda se tem a geração própria de energia elétrica. Os mesmos autores indicaram em seu estudo que o custo da implementação de um sistema FPV conectado à rede é em torno de 30% mais caro do que um sistema PV convencional.

Atualmente um módulo fotovoltaico flutuante não difere em si de um módulo fotovoltaico comum, por assim dizer, a única diferença está na forma e local de instalação. Segundo Borba e Novak (2018), a proximidade com a água e o alto nível de umidade pode danificar o módulo fotovoltaico e ocasionar uma diminuição significativa na vida útil do equipamento. No entanto, ainda é necessário que mais estudos sejam realizados e que sejam feitas adequações construtivas nos módulos fotovoltaicos flutuantes.

Outras desvantagens que o sistema pode possuir estão ligadas às condições atmosféricas no qual ele está exposto, como ventos, marés, tempestades, dentre outros. Há também o fato de poder causar o impedimento de atividades como pesca e transporte. (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Existem também os sistemas híbridos de energia renovável, no qual é definido por Giri, Mishra e Shah (2011) como a associação de duas ou mais fontes de energia renovável a fim de prover mais produtividade na geração e equilíbrio no fornecimento de energia. Beluco (2001) utiliza da expressão “sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico” para se referir a junção entre a geração hidrelétrica e a fotovoltaica.

## **2.4 Estado da arte**

Os autores Trapani e Santafé (2014) reuniram em um artigo as principais instalações de sistema FPV desenvolvidas entre os anos de 2007 a 2013. Nele citam que o primeiro projeto fotovoltaico flutuante ocorreu como uma iniciativa de

pesquisa em Aichi no Japão, em 2007. O sistema foi desenvolvido pelo *National Institute of Advanced Industrial Science & Technology*, contava com uma capacidade de geração de 20 kW<sub>P</sub> e não era conectado à rede elétrica de distribuição.

O segundo projeto desenvolvido, porém, mais disseminado que o anterior, foi realizado na vinícola *Far Niente* na Califórnia, Estados Unidos da América em 2008 e tinha uma capacidade de 175 kW<sub>P</sub>, também desconectado da rede. Esse projeto surgiu da necessidade de geração de energia elétrica sem que tomasse área de plantio da vinícola, sendo assim o sistema foi instalado sobre um reservatório de água da propriedade. (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014). A Figura 10 exibe estes primeiros sistemas FPV citados.

Figura 10 – Primeiros projetos fotovoltaicos flutuantes

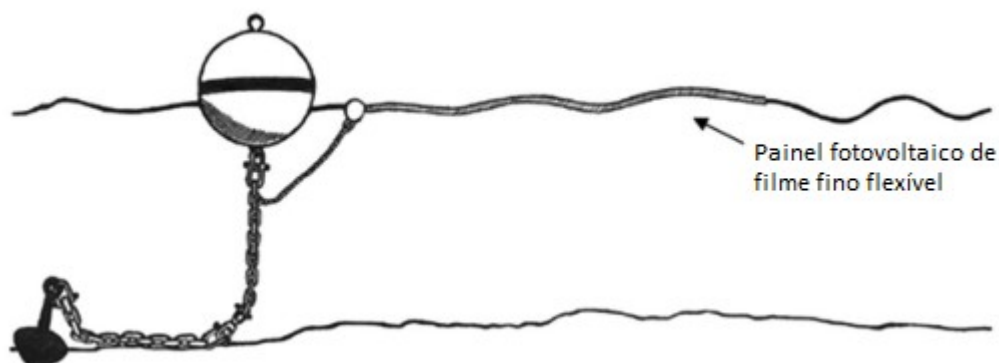


Fonte: Adaptado de Trapani e Santafé (2014, p. 525).

A partir disso, com o passar dos anos, mais e mais projetos fotovoltaicos flutuantes foram surgindo, sendo observados seus desempenhos diante de variações na estrutura utilizada para flutuação, no modelo e tipo de célula solar do módulo fotovoltaico, na inclinação da instalação, nas diferentes estações do ano, sobre condição de congelamento em regiões frias onde há ocorrência de temperaturas negativas e neve, dentre outras modificações. (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).

Trapani e Santafé (2014) também citam trabalhos relacionados a sistema fotovoltaico flutuante *offshore*, onde é estudada a utilização de módulos solares do tipo filme fino flexível ao invés de módulos rígidos, como o modelo da Figura 11. O objetivo é que esse módulo tenha melhor rendimento por estar em contato direto com a água além de possibilitar sua autolimpeza.

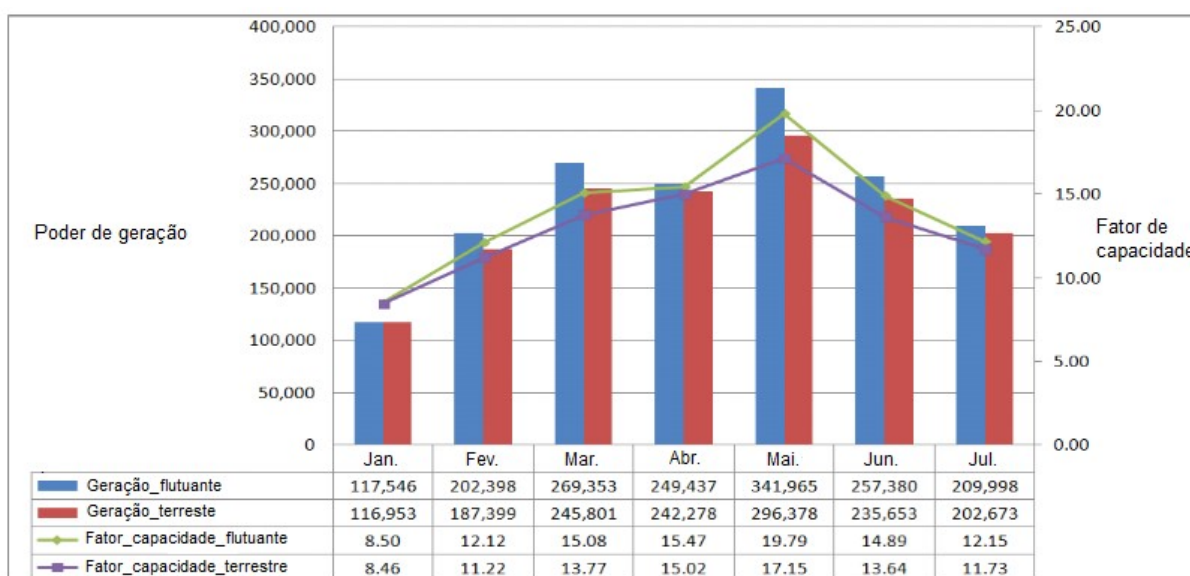
Figura 11 – Modelo PV filme fino flexível



Fonte: Adaptado de Trapani e Santafé (2014, p. 529).

O autor Choi (2014) realizou um estudo comparativo entre os sistemas PV e FPV em uma usina Coreana na cidade de Juam Dam. Os sistemas tinham instalações próximas o que viabilizou a comparação. Eram 12 módulos fixos de 200 Watts, a uma inclinação de  $11^\circ$ , gerando no total  $2.4 \text{ kW}_P$ . O autor fez comparações da quantidade de energia gerada e do percentual de uso dos sistemas, conforme Gráfico 7. O mês de maio apresentou maior geração de energia e maior fator de capacidade para ambos os sistemas, e o FPV apresentou um fator de capacidade 15,39% superior ao PV. Se comparado todo o período analisado, de janeiro a julho, o sistema FPV teve um percentual médio de uso 7,6% maior que o PV.

Gráfico 7 – Desempenho de sistemas PV e FPV de usina Coreana



Fonte: Adaptado de Choi (2014, p. 79).

No mesmo estudo, Choi (2014) também analisou a temperatura dos módulos fotovoltaicos e constatou que durante o período de geração de energia, a temperatura dos módulos na USF foi menor que do sistema PV terrestre. O autor atribuiu esse fato ao efeito de arrefecimento que a água causa aos módulos e ao reflexo da luz solar na água. Outro fato que o autor alerta sobre o sistema FPV é sobre o efeito do vento, pois ele pode movimentar a estrutura e modificar o direcionamento solar do sistema, impactando negativamente na geração.

Majid et al. (2014) realizaram em seu estudo um experimento utilizando um módulo fotovoltaico multicristalino de 80 W, tubos de material PVC como boias, um dissipador de alumínio e uma carga fixa de 8 ohms. O sistema foi instalado horizontalmente, com ângulo de  $0^\circ$ , tanto para tornar o sistema de dissipação melhor, como pelo fato de o estudo ser realizado na Malásia, onde é recomendado ângulo de inclinação entre  $0^\circ$  e  $7^\circ$ . O experimento foi conduzido no horário de pico de radiação, entre 11 e 13 horas. No primeiro dia, os autores coletaram os dados de geração do módulo solar instalado de forma comum, no solo, no dia seguinte, em um recipiente de 5,8 mil litros e fluxo contínuo de água para simular uma lagoa, os autores fizeram a coleta de dados do desempenho do FPV. Como resultado do estudo os autores constataram um desempenho 15,5% superior para um FPV em relação a um PV comum.

Sacramento et al. (2015) avaliaram o desempenho do PVF com o objetivo de determinar o incremento da eficiência desse sistema para o clima semiárido brasileiro. O estudo foi desenvolvido dentro da Universidade Federal do Ceará, foram utilizados dois módulos policristalinos e realizadas medições de grandezas elétricas e de temperatura num período de quatro dias seguidos no mês de fevereiro de 2015, entre os horários de 11 horas da manhã e 14 horas da tarde. Para teste do PVF foi utilizado um tanque d'água de 12 mil litros, como pode ser visto na Figura 12. Para avaliar o resfriamento foram acoplados sensores PT-100 na frente e no verso do módulo para medir a temperatura, além disso, com outro sensor de temperatura foi registrada a temperatura ambiente e com um piranômetro foi coletada a irradiação solar. Para as grandezas elétricas foi utilizado o equipamento MINI-KLA que traça curvas I-V do módulo solar fotovoltaico. As curvas foram traçadas num intervalo de dois em dois minutos. O resultado encontrado para a eficiência foi de uma melhora entre 9,52% a 14,5%, com média de 12,5%, em comparação ao sistema PV convencional em solo.

Figura 12 – Módulo FPV de teste



Fonte: Sacramento et al. (2015, p. 3).

Em Bhopal na Índia, Yadav, Gupta e Sudhakar (2016) realizaram um estudo com FPV em um lago artificial com um módulo de 250 W instalado sobre uma estrutura flutuante de polietileno de alta densidade. O experimento foi realizado no mês de junho de 2016 e os módulos foram instalados com inclinação horizontal de 23°. Foram realizadas medições utilizando alguns equipamentos, para a irradiação solar com o instrumento No-TM-207, para as grandezas elétricas com um analisador de módulo solar modelo No-MECO-9009 e para a temperatura com um termômetro infravermelho modelo Ray Tek. O sistema PV e FPV foram mantidos em experimento entre às 9 horas da manhã e às 17 horas da tarde. Nesse estudo os autores obtiveram apenas uma melhora na eficiência do FPV de 0,79% em comparação ao PV.

Em Jodhpur, outra cidade da Índia, os autores Mittal, Saxena e Rao (2017) conduziram um estudo de análise de um sistema FPV instalado no lago Kaylana através de simulação e com o uso da ferramenta Microsoft Excel®. Eles encontraram como resultado ao estudo um acréscimo anual de 2,9% na geração de eletricidade com a utilização de FPV. Além disso, concluíram que aproximadamente 192 milhões de litros d'água potável seriam evitados de serem evaporados do lago devido à instalação dos módulos fotovoltaicos.

Cazzaniga et al. (2018) reuniram em seu trabalho diferentes plantas fotovoltaicas flutuantes existentes que exploram recursos como resfriamento, rastreamento e concentração solar. Os autores abordam a diferença entre sistemas PV flutuantes e submersos, mencionando que em sistemas submersos com



camadas finas de água, entre 1 a 2 centímetros, e com a temperatura em torno de 15 °C, os benefícios do resfriamento da água superam a perda da absorção solar causada pela presença da água sobre o módulo. Abordaram sobre dois métodos de resfriamento, vistos na Figura 13, o primeiro é feito por spray d'água sob ou sobre os módulos e o segundo é o véu d'água, onde uma fina camada de água é bombeada sobre os módulos solares fotovoltaicos, sendo gasto 0,25% da energia produzida no sistema de bombeamento e obtendo uma melhora na geração em torno de 20%. Trazem ainda uma revisão sobre a evolução e os diferentes materiais utilizados na construção das estruturas de flutuação e fixação, exploram os diversos tipos de sistemas de rastreamento solar desenvolvidos e abordam sobre dois tipos de concentradores solar, o refletor plano traseiro e o refletor plano em forma de  $\Lambda$ . Na conclusão do estudo, os autores afirmam que plantas submersas ainda não passam de experimentos, que o uso de refletores planos é benéfico e recomendado para regiões de clima seco, que plantas flutuantes existentes ainda não exploram todos os recursos e que agregando eles, de acordo com as plantas experimentais de Pisa e Suvereto, na Itália, pode haver uma melhoria de 30% na geração.

Figura 13 – Refrigeração a véu e a spray d'água



Fonte: Cazzaniga et al. (2018, p. 1734).

Há estudos como a tese de doutorado de Strangueto (2016) que estima o potencial brasileiro na geração de energia fotovoltaica flutuante aproveitando as áreas dos reservatórios de usinas hidrelétricas. Há também estudos mais específicos como do Vasco (2017), que pré-viabiliza a implementação de FPV na barragem de Laranjeiras no estado do Rio Grande do Sul e do Silvério (2018), que estuda o caso de FPV nas hidrelétricas banhadas pelo rio São Francisco nas regiões sudeste e nordeste do país.



No Brasil, até a data em que este trabalho foi escrito, existem três USF em operação, uma em Balbina, no estado do Amazonas, outra em Sobradinho, na Bahia, sendo de responsabilidade da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco e por último a usina localizada em Rosa, São Paulo, no reservatório da hidrelétrica de Rosana. O fato é, que até o momento, ainda não estão disponíveis os resultados de operação dessas usinas.

A maioria dos estudos feitos comprova que o sistema FPV possuiu um desempenho superior ao sistema PV comum, principalmente no que diz respeito ao fator de capacidade de geração de energia elétrica através do efeito fotovoltaico, além dos outros benefícios já mencionados do sistema FPV. No entanto a melhoria de desempenho desse sistema está atrelada fortemente a região e ao clima do local de instalação, devido a esse fato, é importante o desenvolvimento de estudos e análises para cada caso.

### 3 METODOLOGIA

Com os objetivos já definidos e descritos em seção anterior, este capítulo tem como foco descrever a metodologia aplicada ao trabalho e que permite avaliar o desempenho de um módulo fotovoltaico flutuante. Materiais e métodos utilizados na realização deste presente trabalho, também são descritos aqui.

Estudos e projetos tem evidenciado o benefício da implementação de sistemas FPV, no entanto ainda são requeridos mais estudos que comprovem a eficácia desses sistemas no Brasil, segundo o relatório do Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 do MME e EPE, Brasil (2018c). Sabendo disso, este trabalho visa avaliar o desempenho do módulo FPV para as variações climáticas da cidade de São Leopoldo.

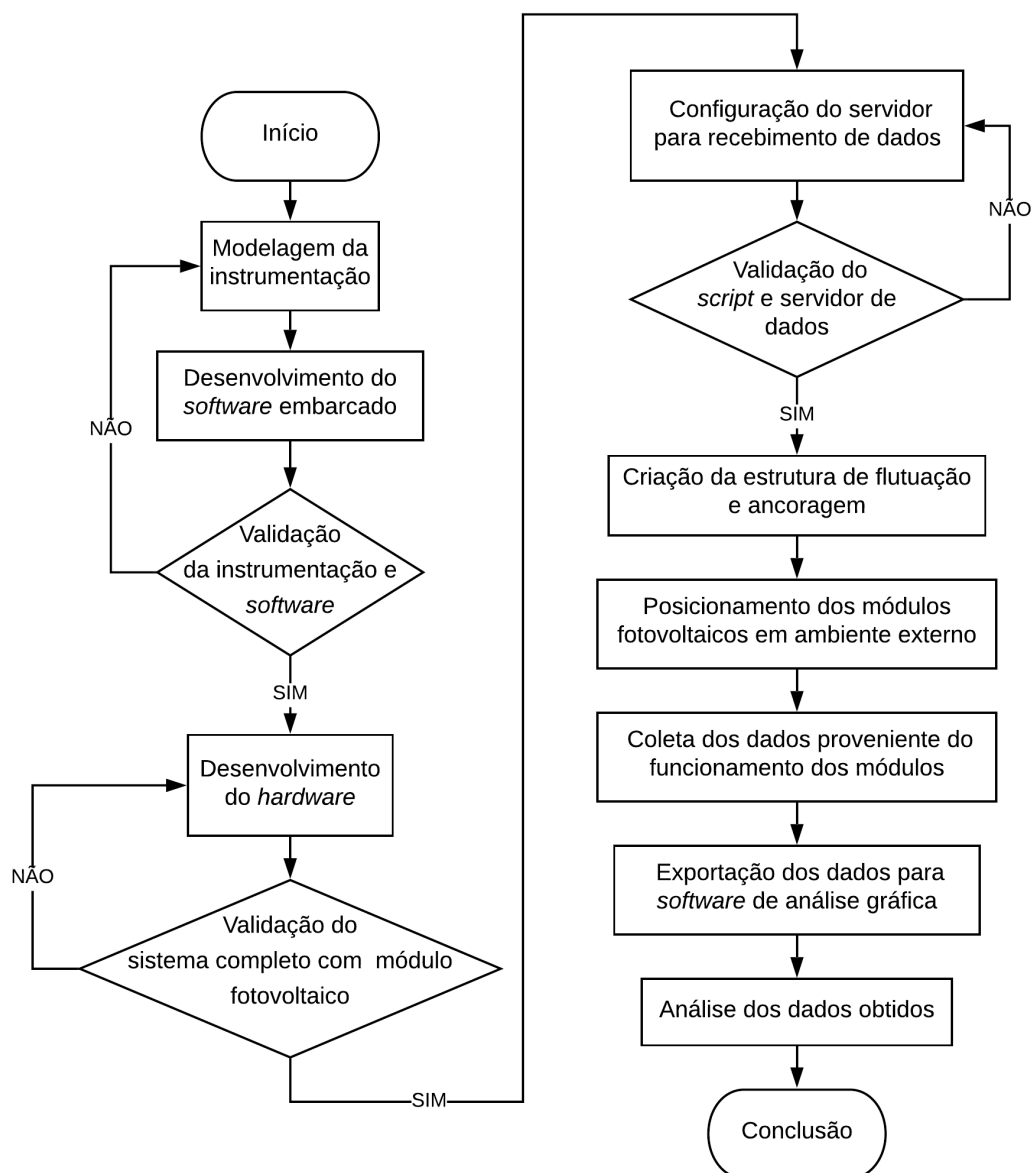
O estado do Rio Grande do Sul é caracterizado pela variação climática e por apresentar grande amplitude térmica durante um único dia.

Afim de possibilitar uma análise do desempenho mais adequada e de obter dados da atividade mais fidedignos para o módulo FPV, a metodologia empregada a este trabalho consiste em criar na prática dois sistemas idênticos de geração fotovoltaica.

Ambos os sistemas contam com o mesmo modelo de módulo solar fotovoltaico e mesma instrumentação, divergindo apenas no seu local de instalação, pois um deles é instalado sobre a água, constituindo o sistema FPV, e o outro é instalado sobre um telhado, constituindo o sistema PV comum. Além disso, os sistemas operam simultaneamente para possibilitar uma comparação fiel entre os dados obtidos.

O sistema mencionado consiste de toda a instrumentação envolvida, *hardware*, módulo fotovoltaico, rede de comunicação e servidor de armazenamento de dados. O sistema completo e suas etapas de construção são descritos nesta seção. A Figura 14 expõe o fluxo no qual a metodologia segue.

Figura 14 – Fluxograma da metodologia



Fonte: Elaborado pela autora.

A instrumentação é constituída por sensores que capturam as principais grandezas que envolvem o funcionamento de um módulo fotovoltaico. Após a modelagem da instrumentação e o desenvolvimento do *software* embarcado, é realizada uma validação. Para o sensor de corrente e tensão, as informações medidas são confrontadas com as leituras feitas de forma manual com um multímetro. Para os sensores de temperatura, as informações são averiguadas com o uso de um termômetro. Para a umidade, o valor é conferido com dados de uma estação meteorológica através do site do INMET (2019).

Depois de validada a instrumentação e o *software* embarcado, é construído um *hardware* e unido o módulo fotovoltaico, constituindo assim, toda a parte física do projeto. Nesta etapa, mais uma averiguação é feita, conferindo se tudo se comunica e se os dados gerados são consistentes.

Com os dados sendo gerados e sendo enviados, é desenvolvido um *script* para ser rodado em um servidor que é responsável por receber, desempacotar e armazenar os dados. Esta etapa passa por testes para garantir que nenhum dado seja mal armazenado.

Com o sistema completo, a estrutura de flutuação é confeccionada e os módulos são devidamente posicionados para iniciar a coleta de dados em operação. Com os dados coletados, eles são exportados para uma ferramenta gráfica para possibilitar as análises e futuras conclusões sobre o desempenho do sistema FPV em comparação ao sistema PV.

O desenvolvimento deste trabalho permite avaliar a performance de um FPV instalado na região Sul do Brasil, no estado do Rio Grande do Sul, na cidade de São Leopoldo dentro do campus da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS), que possui a coordenada geográfica aproximada de  $-30^{\circ}$  de latitude e  $-51^{\circ}$  de longitude, conforme pode ser verificado na Figura 15, oriunda do Google Maps (2019).

Figura 15 – Localização dos sistemas

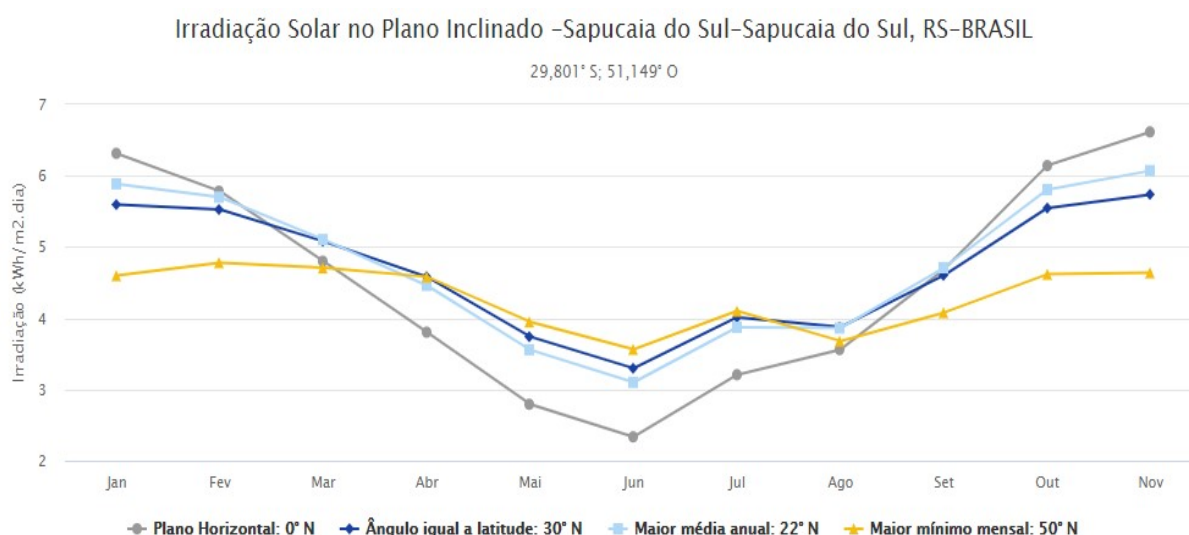


Fonte: Adaptado de São Leopoldo... (2019).

Através do SunData disponível no site da CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) é possível ter um conhecimento prévio sobre a irradiação solar diária que atinge a cidade de São Leopoldo. O SunData é um programa desenvolvido para auxiliar no dimensionamento de sistemas solares, nele você encontra os índices de irradiação de todo o território brasileiro.

Inserindo as coordenadas geográficas da cidade é obtida a irradiação para cidades próximas, sendo elas, Sapucaia do Sul, Nova Santa Rita e Novo Hamburgo. Escolhendo a cidade de Sapucaia do Sul que é mais próxima da localização desejada, obtemos as seguintes curvas de irradiação da Figura 16 para diferentes graus de plano inclinado e para todos os meses do ano.

Figura 16 – Irradiação solar no plano inclinado na cidade de Sapucaia do Sul



Fonte: CRESESB (2019).

Estes dados prévios fornecidos pelo site do CRESESB são úteis para a verificação e validação dos dados de irradiação coletados pelo sistema modelado e implementado nesse trabalho, além disso, permite auxiliar na escolha do grau de inclinação do módulo solar. Nos meses de outubro e novembro o plano horizontal 0° mostra melhor incidência de irradiação, levando em consideração esse fato e também com o intuito de obter mais aproximação da água, o módulo é instalado em paralelo com a horizontal.

O módulo flutuante foi instalado em um lago que fica dentro do campus, conforme Figura 17, devido principalmente a esse fato, a instrumentação foi desenvolvida para ser independente da rede elétrica e redes de dados cabeadas.

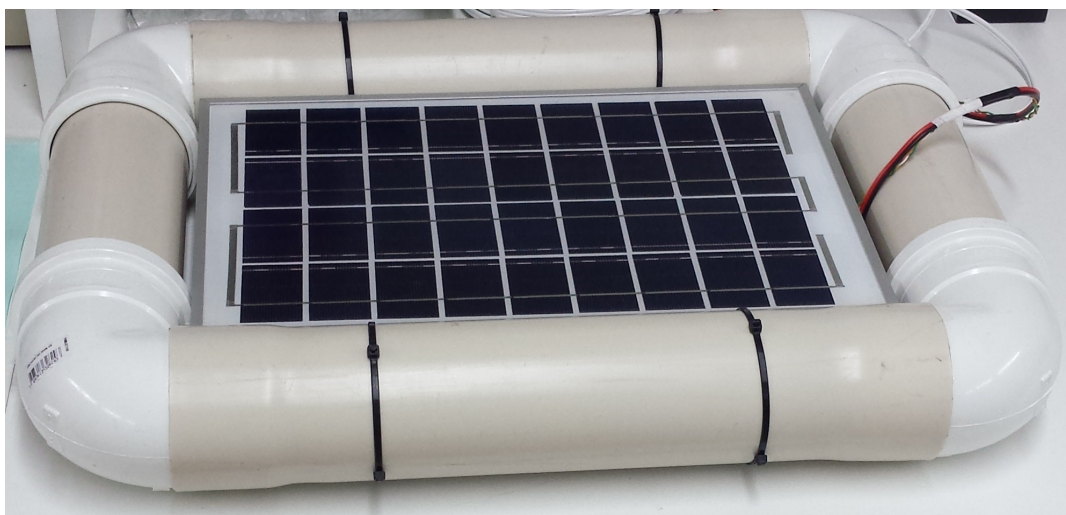
Figura 17 – Local de instalação do sistema FPV



Fonte: Elaborado pela autora.

A estrutura de flutuação foi confeccionada com canos PVC e o módulo foi fixado a ela com o auxílio de abraçadeiras de *Nylon*, como pode ser visualizado na Figura 18. A ancoragem do sistema FPV foi feita com linhas de *Nylon*.

Figura 18 – Estrutura de flutuação do sistema FPV



Fonte: Elaborado pela autora.

O módulo de referência, sistema PV, foi instalado em cima do telhado de um prédio, conforme Figura 19.



Figura 19 – Local de instalação do sistema PV



Fonte: Elaborado pela autora.

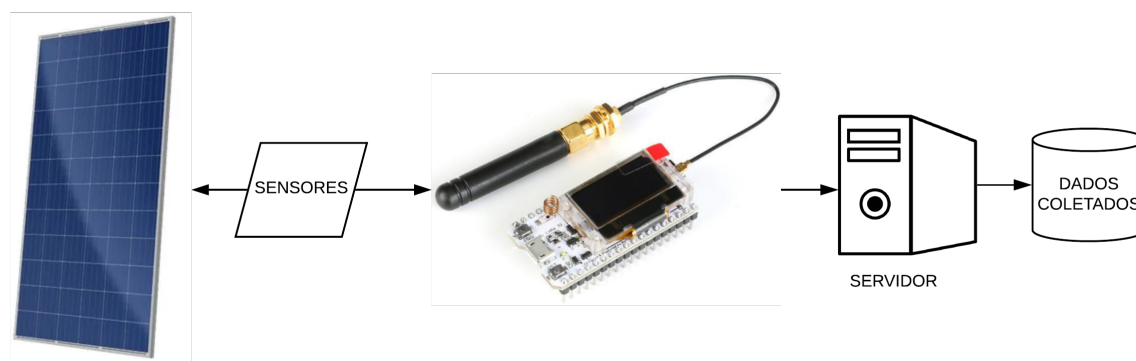
A instrumentação é composta por sensores que medem temperatura, umidade, tensão e corrente, de um microcontrolador que extrai e envia os dados para o servidor por meio de comunicação por rádio frequência LoRa, e de uma bateria para alimentação de todo esse conjunto. Os próximos tópicos abordam mais sobre a instrumentação e seus materiais.

### 3.1 Descrição do sistema

A primeira etapa do projeto é definir os componentes necessários para construir um sistema para realizar a aquisição de dados do conjunto de módulos instalados. Dois sistemas idênticos são construídos, apenas divergindo no local de instalação do módulo fotovoltaico.

Para obtenção dos dados de análise do estudo, é implementada uma instrumentação para aquisição e transmissão de dados da geração fotovoltaica. O sistema é constituído por um módulo fotovoltaico, sensores, microcontrolador, módulo de comunicação por rádio frequência LoRa e servidor para recebimento e alocação dos dados, como representado pela Figura 20.

Figura 20 – Componentes do sistema de coleta de dados da geração fotovoltaica



Fonte: Elaborado pela autora.

### 3.1.1 Módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos utilizados nos sistemas implantados sobre o telhado e sobre a água são do mesmo modelo, a fim de garantir uma comparação precisa dos dados.

O módulo fotovoltaico escolhido no estudo conta com 36 células policristalinas e possui 10 Wp de potência. As especificações técnicas completas desse equipamento podem ser visualizadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Especificações técnicas módulo fotovoltaico

<b>Máxima Potência – <math>P_{MAX}</math></b>	10 W
<b>Tolerância Positiva da Potência</b>	0-3%
<b>Tensão de Circuito Aberto – <math>V_{oc}</math></b>	22 V
<b>Corrente de Curto-circuito – <math>I_{sc}</math></b>	0,62 A
<b>Tensão em Máxima Potência – <math>V_{MP}</math></b>	18 V
<b>Corrente em Máxima Potência – <math>I_{MP}</math></b>	0,56 A
<b>Eficiência do Módulo</b>	11,57 %
<b>Dimensões</b>	360x240x17mm
<b>Células</b>	36 (4x9) - células policristalinas

Fonte: Adaptado da placa de identificação do módulo fotovoltaico (2019).

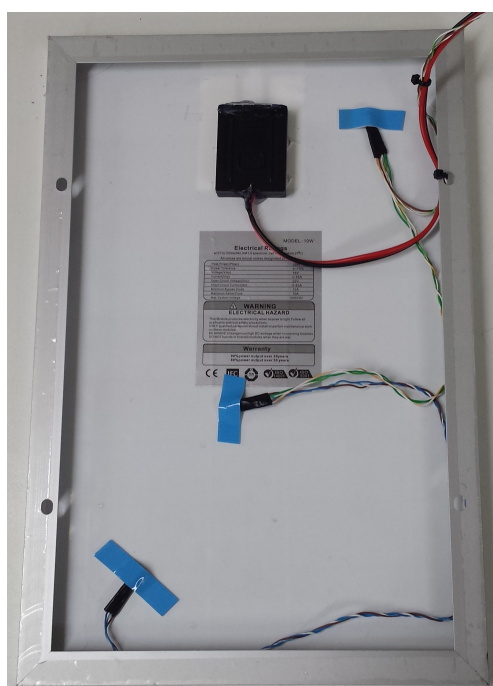


### 3.1.2 Sensores e grandezas

Um fator de extrema importância da análise do desempenho e rendimento dos módulos fotovoltaicos é a temperatura de operação que o mesmo se encontra. A teoria disposta em outros trabalhos afirma que pelo fato de o módulo estar sobre a superfície da água faz com que se obtenha uma pequena queda na temperatura de operação do mesmo, melhorando assim o seu rendimento, visto que essa característica está atrelada a temperatura.

Conforme o estudo da autora Haeberle (2019), um módulo fotovoltaico apresenta anomalias térmicas e não distribui igualmente a temperatura por toda a sua área, devido a esse fato a autora distribuiu três sensores de temperatura em diagonal, um na ponta inferior esquerda, um no centro e outro na ponta superior direita. Utilizando esse método, conforme Figura 21, um conjunto de sensores DS18B20 foi utilizado para verificar a temperatura do módulo solar fotovoltaico. Esse sensor tem precisão de +/- 0,5 °C se operando dentro da faixa de -10 °C a +85 °C, e possui endereçamento, o que permite a associação de vários sensores com a utilização de um único e compartilhado barramento de dados.

Figura 21 – Distribuição dos sensores de temperatura no verso do módulo fotovoltaico

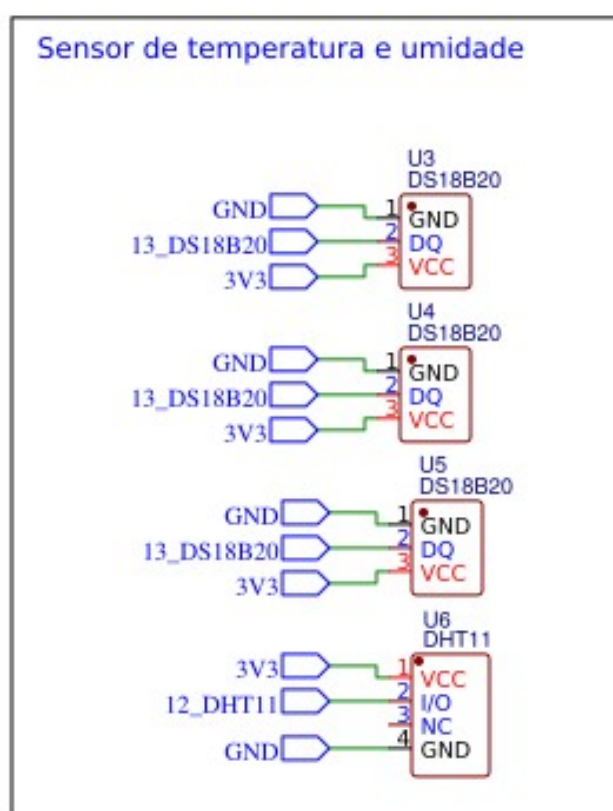


Fonte: Elaborado pela autora.

Outros fatores relevantes à análise do desempenho do sistema FPV são a temperatura e umidade do ambiente. Para a coleta desses dados optou-se pela utilização de um sensor DHT11. Esse sensor transmite as grandezas físicas medidas em forma de dado binário. A precisão na medida de umidade é de  $\pm 5\%$  e de temperatura de  $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Sua taxa de amostragem é de 1 Hz, ou seja, tem capacidade de fazer uma leitura por segundo.

A conexão de ambos os sensores mencionados é realizada conforme a Figura 22.

Figura 22 – Circuito sensores de temperatura e umidade



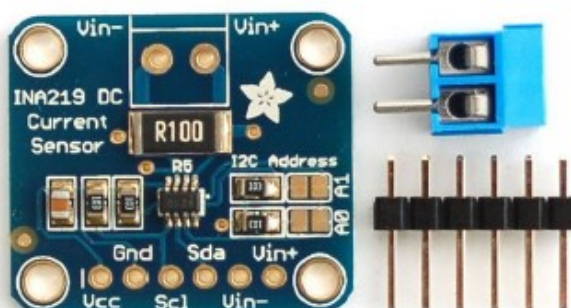
Fonte: Elaborado pela autora.

Ainda compondo o bloco de sensores é utilizado o sensor INA219 para obtenção dos valores de corrente e tensão gerados pelo módulo fotovoltaico. A potência do sistema é encontrada de forma indireta por meio da multiplicação do valor de corrente e tensão medidos.

O sensor INA219, modelo da Figura 23, é um monitor de tensão e corrente DC de alta precisão, sua comunicação com o microcontrolador é feita por meio do protocolo I<sup>2</sup>C (*Inter-Integrated Circuit*). O método de medição é *high-side*, com

resistor *shunt* de  $0,01 \Omega$ , permitindo medir até 3,2 A de corrente com resolução de 0,8 mA e tensões de até 26 VDC.

Figura 23 – Sensor INA219



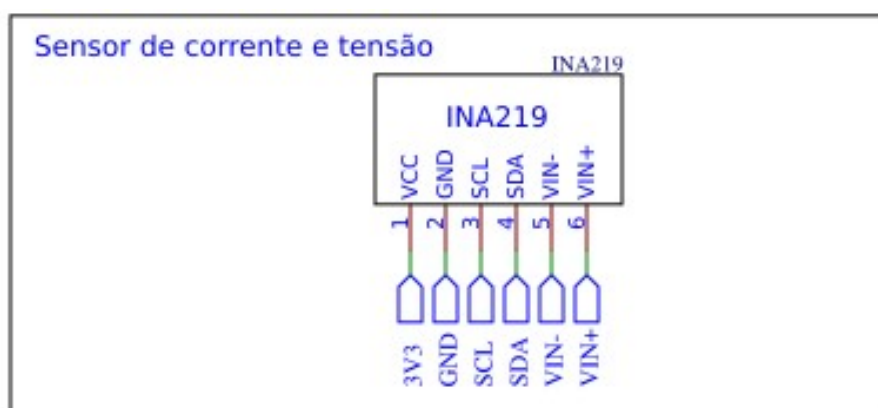
Fonte: Texas Instruments (2015, p. 3).

Ainda com a utilização do INA219 é feita a medida da corrente de curto-circuito do módulo, com esse valor de corrente, de forma indireta, é possível encontrar o valor da irradiação incidente.

Quando o módulo tem seus terminais curtos-circuitados, surge uma corrente  $I_{sc}$  que está diretamente relacionada com a irradiação que o módulo está recebendo, conforme Equação 1. No catálogo dos fabricantes é possível encontrar o valor da corrente de curto-circuito do módulo quando o mesmo está nas condições padrão de teste, a uma temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e recebendo uma irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

O esquema de ligações do INA219 é feito conforme a Figura 24.

Figura 24 – Circuito sensor de corrente e tensão

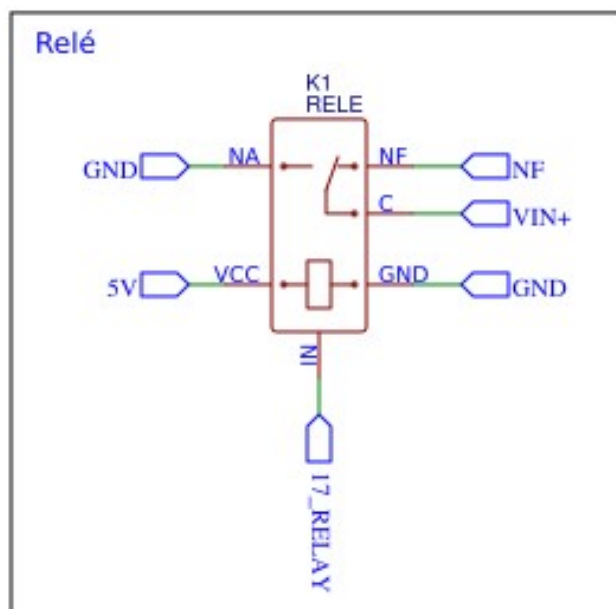


Fonte: Elaborado pela autora.

Um sistema de chaveamento é utilizado para alternar entre os estados do módulo fotovoltaico com carga e curto-circuitado para obtenção da irradiação. Um

módulo relé, de 5 VDC e 10 A, é o responsável por alternar o que está conectado aos terminais do módulo solar fotovoltaico, conforme a Figura 25.

Figura 25 – Circuito de comutação



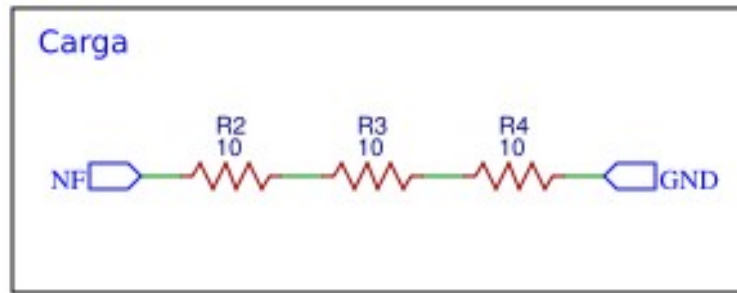
Fonte: Elaborado pela autora.

Para que haja circulação de corrente é incluída uma carga aos terminais do módulo, sendo ela uma carga resistiva de valor igual à relação entre a corrente e a tensão no ponto de máxima potência,  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$ , respectivamente. Os valores de  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$  são fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico. O cálculo da carga resistiva da Equação 13 é baseado na lei de Ohm.

$$R_{\text{fixo}} = \frac{V_{MP}}{I_{MP}} \quad (12)$$

O modelo de módulo solar fotovoltaico utilizado possui  $V_{MP} = 18 \text{ V}$  e  $I_{MP} = 0,56 \text{ A}$ , portanto o valor da resistência encontrada é  $R = 32,14 \text{ } \Omega$ . Deve-se ressaltar que a potência máxima fornecida pelo módulo, segundo o fabricante, é de  $10 \text{ Wp}$ , portanto os resistores devem ser capazes de suportar tal dissipação de potência. A conexão da carga é feita conforme a Figura 26, e a carga total é resultante da associação série de três resistores  $10 \text{ } \Omega / 10 \text{ W}$ .

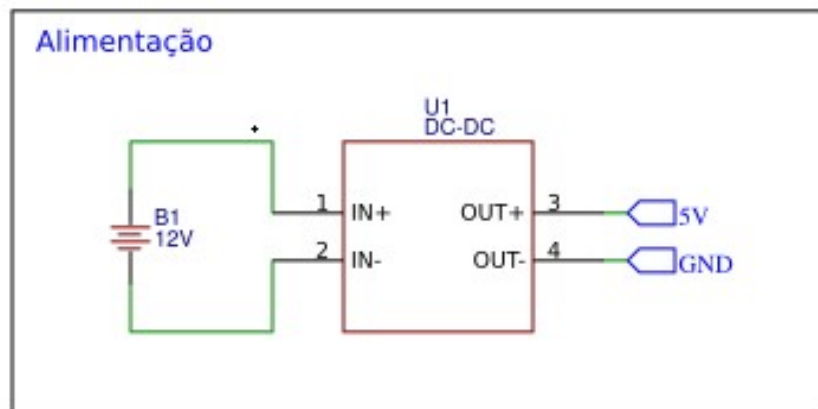
Figura 26 – Circuito da carga resistiva



Fonte: Elaborado pela autora.

A instrumentação modelada tem sua energia fornecida por uma bateria 12 V / 7 Ah. A alimentação passa por uma regulação através de módulo de circuito regulador DC-DC para posteriormente alimentar a instrumentação com tensão de 5 VDC. A conexão da bateria e do regulador podem ser vistos na Figura 27.

Figura 27 – Circuito de alimentação

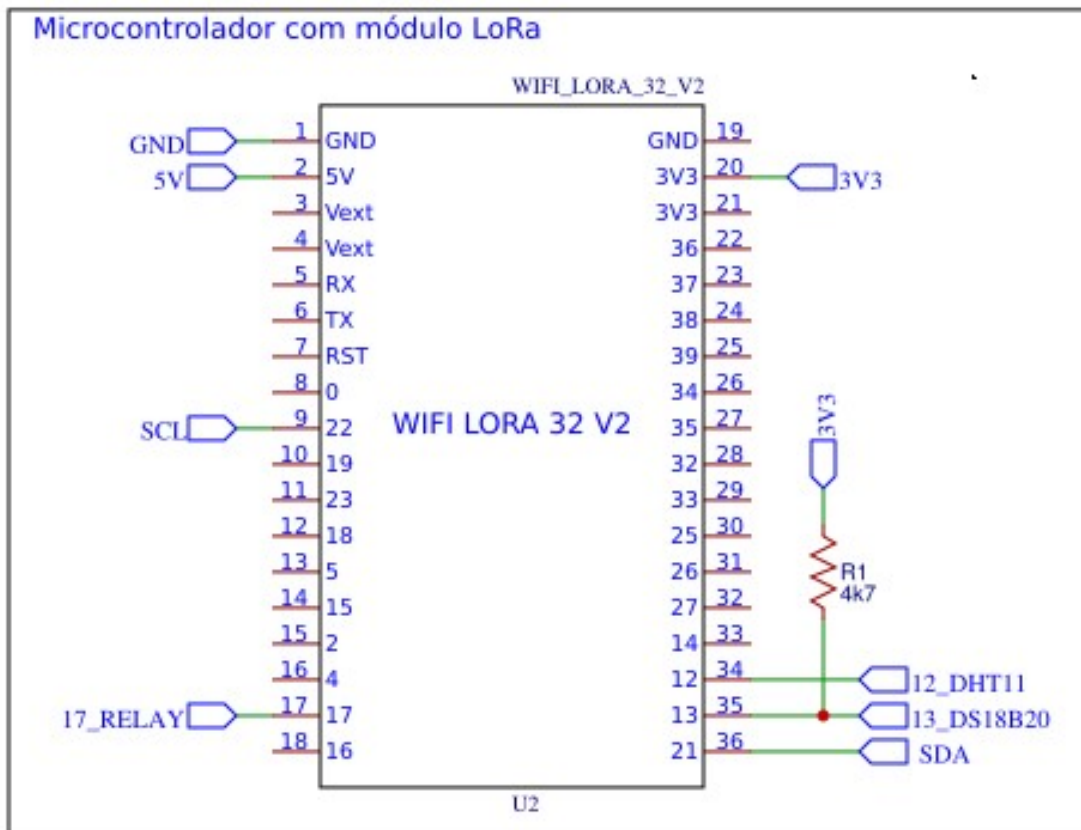


Fonte: Elaborado pela autora.

### 3.1.3 ESP32 Wifi Lora

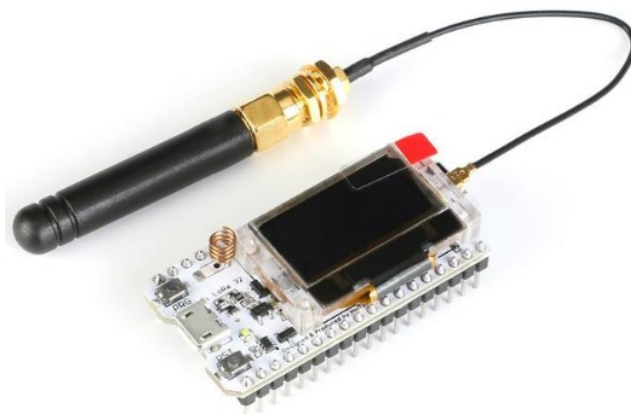
A comunicação de rádio frequência LoRa é caracterizada pelo baixo consumo energético e pelo longo alcance, ideal para aplicações de IoT e para locais de difícil acesso. O módulo SX1276 está incluso na mesma placa do microcontrolador ESP32 e esse módulo permite enviar as informações dos sensores ao servidor através do protocolo de comunicação LoRaWAN. O modelo da placa microcontrolada e de comunicação é de acordo com a Figura 29, seus pinos e conexões são conforme Figura 28.

Figura 28 – Placa de controle e comunicação



Fonte: Elaborado pela autora.

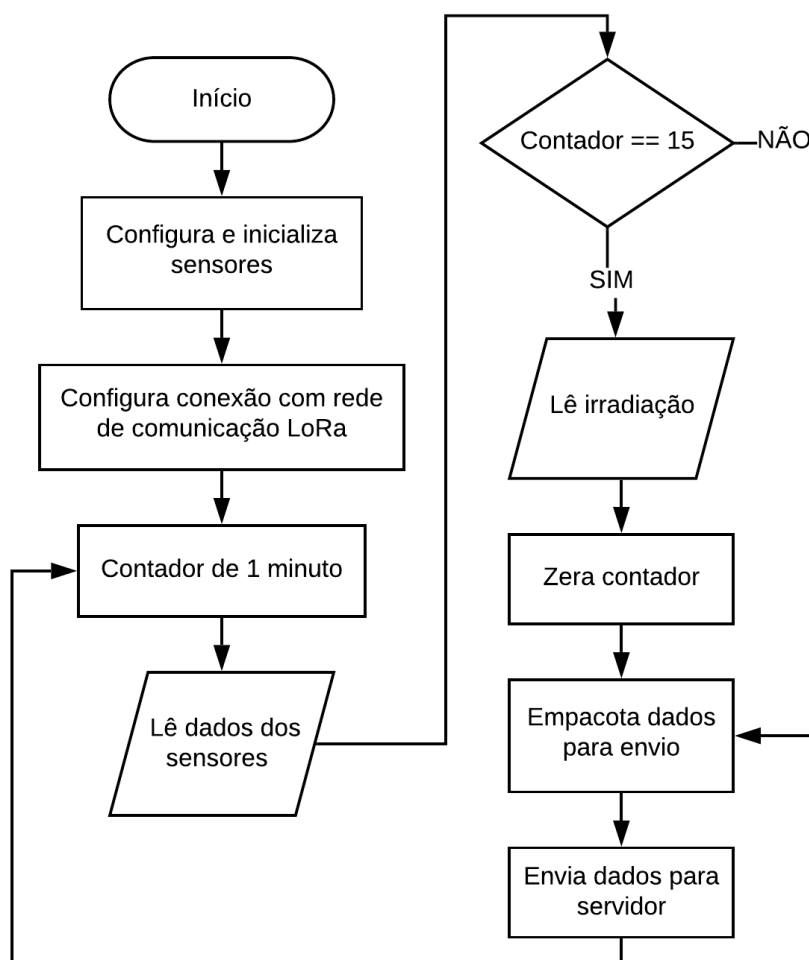
Figura 29 – ESP32 LoRa



Fonte: Adaptado de ESP32 LoRa... (2019).

A rotina de leitura, coleta e envio de dados segue a ordem e lógica apresentada no fluxograma da Figura 30.

Figura 30 – Fluxograma da rotina de coleta e envio de dados



Fonte: Elaborado pela autora.

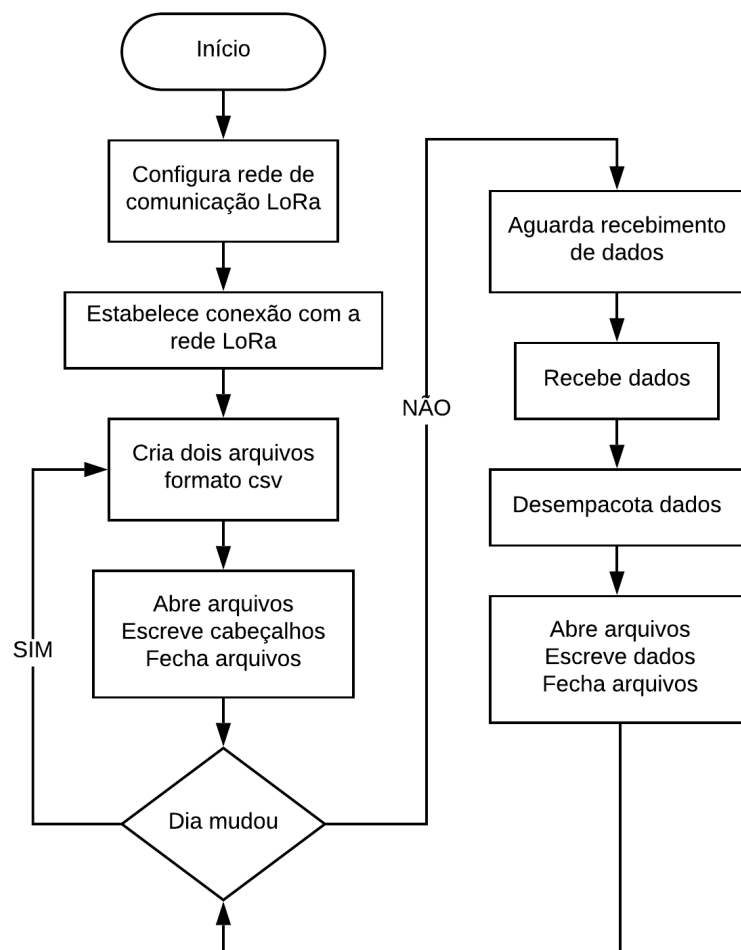
O fluxo que o código em C embarcado no ESP32 LoRa segue, inicia com a configuração dos pinos de conexão e comunicação dos sensores e periféricos, após configura os parâmetros de conexão com a rede de rádio frequência LoRa. Um contador de 1 minuto é utilizado para estabelecer o tempo de leitura, empacotamento e envio de dados. A cada um minuto as grandezas dos sensores são lidas e enviadas ao servidor e, a cada 15 minutos é lida a corrente de curto-circuito através da comutação do relé para o estado de NA, onde o módulo fotovoltaico é curto-circuitado, permitindo encontrar de forma indireta a irradiação solar. Após a leitura do dado correspondente à irradiação, o contador é zerado e um novo ciclo de leitura, empacotamento e envio de dados é iniciado.

### 3.1.4 Servidor de dados

A rede LoRa para envio dos dados já está montada e configurada dentro do campus da Universidade, necessitando apenas do desenvolvimento de um *script* que estabelece conexão com a rede e captura os dados que são enviados pela instrumentação.

O *script* é desenvolvido em linguagem Python e segue uma rotina de execução conforme Figura 31.

Figura 31 – Fluxograma da rotina do *script* do servidor



Fonte: Elaborado pela autora.

A primeira etapa é configurar e estabelecer conexão com a rede LoRa. Após isso, são criados arquivos diários que são preenchidos com dados à medida que os mesmos vão sendo recebidos.

Os dados são escritos em arquivos no formato csv. Cada sistema, PV e FPV, conta com um arquivo para si. Posteriormente os dados são exportados para



planilhas em um *software* gráfico, a fim de permitir as análises e comparações entre os sistemas.

### 3.2 Análise dos dados

O principal método de análise do desempenho do módulo FPV é através da sua comparação direta com um módulo PV de referência instalado em um telhado. A implantação dos dois sistemas garante uma precisão maior na análise de desempenho do sistema FPV, fruto de estudo deste trabalho.

Os dados coletados são exportados para planilhas diárias de operação dos módulos, tendo o cabeçalho dessas conforme Figura 32.

Figura 32 – Cabeçalho de dados da planilha

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Dia	Hora	Temp Amb[°C]	Umidade [%]	T1 [°C]	T2 [°C]	T3 [°C]	Corrente Isc [mA]	Tensão [V]	Corrente [mA]

Fonte: Elaborado pela autora.

O dia e a hora são registrados pelo servidor quando o pacote de dados é recebido. A temperatura ambiente, a umidade, as três temperaturas registradas na superfície traseira do módulo, a corrente de curto-circuito, e por fim, a corrente e a tensão sobre a carga, são todos dados oriundos da instrumentação, mas precisamente dos sensores DHT11, DS18B20 e INA219.

A partir destes dados básicos que são medidos pela instrumentação é possível calcular e encontrar outras informações relevantes, como mostra a Figura 33.

Figura 33 – Informações calculadas

L	M	N	O
Temperatura média [°C]	Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	Potência [W]	Rendimento [%]

Fonte: Elaborado pela autora.

A temperatura média é a média das temperaturas T1, T2 e T3, oriundas dos sensores de temperatura que ficam atrás do módulo fotovoltaico. A irradiação é calculada com o dado da corrente de curto-circuito, conforme a Equação 1. A potência é calculada através da multiplicação dos dados de tensão e corrente do

módulo, colunas I e J, respectivamente, da Figura 32. E por fim, o rendimento é calculado através da Equação 2.

Com a obtenção de todos esses dados, originários dos sensores ou então calculados a partir deles, é possível construir alguns gráficos que auxiliam na análise e comparação dos sistemas.

Em primeiro momento verifica-se se a irradiação incidente sobre ambos os módulos foi a mesma, fazendo isso através da plotagem sobreposta da curva diária de irradiação e verificando se a irradiação média calculada foi a mesma para os sistemas. É preciso certificar que não tenham ocorridos sombreamentos indesejados. Havendo grande discrepância entre os valores de irradiação, os dados serão descartados das análises posteriores.

Após, é possível verificar as três temperaturas registradas pelos sensores que ficam em contato com o módulo, calculando o valor médio da temperatura para ambos os módulos. Esses valores médios de temperatura são comparados entre os sistemas PV e FPV, além de também comparar com a temperatura ambiente registrada pela estação meteorológica mais próxima. É esperado que o sistema FPV tenha temperatura média mais baixa que o sistema PV, isso devido à proximidade do módulo com a água.

A proximidade com a água leva a análise da umidade presente nos dois ambientes de instalação. Também é esperado que o sistema FPV possua índices de umidade mais elevados do que o sistema PV.

Um dos principais parâmetros da análise é verificar a geração de energia elétrica através da potência gerada. A potência que um módulo fotovoltaico gera está diretamente relacionada com a temperatura de operação, conforme Equação 9. Existe um coeficiente térmico que indica a quantidade em porcentagem que um módulo perde a cada incremento de 1 °C. Essa equação comprova que temperaturas mais baixas contribuem significativamente na geração de energia solar fotovoltaica.

Sobrepondo as curvas de potência gerada é possível visualizar qual sistema obteve mais energia gerada. Outros índices auxiliam na deliberação sobre a quantidade de energia gerada, sendo eles, a eficiência instantânea e diária, o desempenho global do sistema e o seu fator de capacidade, correspondendo as Equações 6 e 7, respectivamente.

É esperado que os índices de méritos tenham valores superiores para o sistema FPV em comparação ao sistema PV, ou seja, que o FPV tenha um desempenho global melhor e um fator de capacidade mais elevado. Segundo Marion et al. (2005), valores característicos para índice de desempenho global ficam entre 0,6 e 0,8. De acordo com Benedito (2009), os sistemas fotovoltaicos brasileiros possuem fator de capacidade anual entre 13% e 18%, para valores diários desse índice, há variações para mais e para menos.

É através dos dados, cálculos e gráficos que se busca deliberar se o sistema FPV tem desempenho melhor do que um sistema PV para as diferentes e variantes condições climáticas do Estado do Rio Grande do Sul.

## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Esse capítulo apresenta os resultados obtidos com o desenvolvimento deste trabalho visando atingir os objetivos a ele traçado. Serão apresentados resultados gráficos, cálculos, índices de mérito e demais fatores envolvidos que sejam relevantes à análise de desempenho do sistema fotovoltaico flutuante.

O primeiro índice de mérito possível de ser calculado é o Fator de Forma (FF), referente principalmente à tecnologia empregada na célula que compõe o módulo. A célula do módulo fotovoltaico utilizado é feita de material policristalino. O Fator de Forma, calculado conforme Equação 3, é de 0,44, o que demonstra uma baixa qualidade do equipamento, pois segundo Zilles et al. (2012), células que possuem um rendimento razoável tem valores de FF entre 0,6 e 0,85.

No que se refere ao rendimento do módulo, o valor encontrado é de 11,57%, calculado conforme Equação 2. Segundo a classificação do INMETRO (2017) da Tabela 3, o módulo é qualificado como classe D.

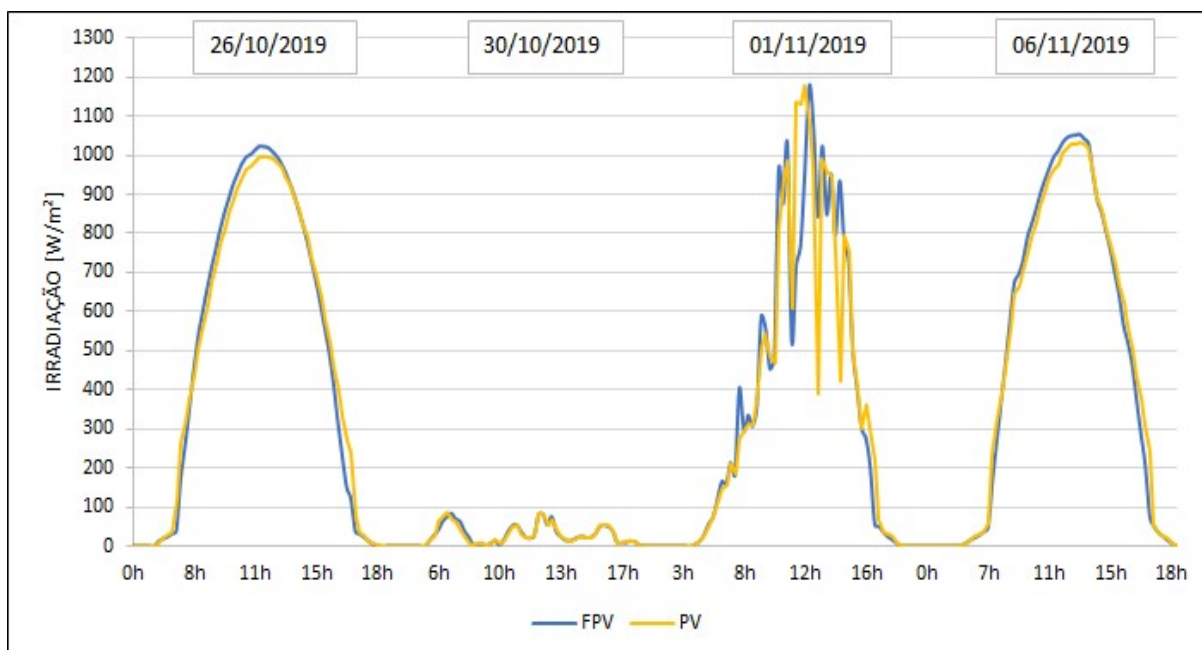
Após a configuração e montagem dos sistemas PV e FPV em seus respectivos locais de instalação, conforme indicado pela Figura 15, durante alguns dias foram realizadas de maneira simultânea a coleta de dados de operação dos sistemas.

O período analisado abrange os dias 26 de outubro, 30 de outubro, 1º de novembro e 6 de novembro de 2019, todos estes dias apresentaram condições climáticas diferentes um dos outros. O intervalo de horas considerado vai das 6 horas da manhã às 19 horas da noite, totalizando um período de 13 horas. Esta faixa temporal fica em conformidade com o horário que há incidência de raios solares nos módulos fotovoltaicos instalados.

Os dados de tensão, corrente, temperatura e umidade são coletados e enviados em intervalos de aproximadamente 1 minuto. A corrente de curto-circuito, referente indiretamente a irradiação solar, é medida e enviada ao servidor de 15 em 15 minutos.

O comportamento das curvas de irradiação sobre os módulos nos dias 26/out, 30/out, 01/nov e 06/nov de 2019, pode ser visualizado no Gráfico 8.

Gráfico 8 – Curvas diárias de irradiação



Fonte: Elaborado pela autora.

Em relação às condições climáticas, o dia 26 de outubro se caracterizou por um dia de céu aberto e sem nuvens. O dia 30 de outubro teve chuva forte, períodos de instabilidade e céu sempre encoberto. O dia primeiro de novembro apresentou sol entre nuvens. O dia 06 de novembro teve céu aberto com pequena presença de nuvens.

O ponto de máxima irradiação ocorre em torno de meio dia para os dias 26/out, 01/nov e 06/nov. No dia 30/out é difícil identificar um ponto de máxima irradiação devido à condição climática do dia.

É importante ressaltar que ambos os módulos devem receber a mesma radiação solar e que suas curvas de irradiação diária devem ser semelhantes. Nota-se que a irradiação é praticamente a mesma sobre ambos os sistemas em todos os dias, o que valida a realização das próximas comparações de desempenho de geração dos sistemas.

O valor médio da irradiação incidente sobre os módulos para os dias analisados fica conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Valores de irradiação média diária

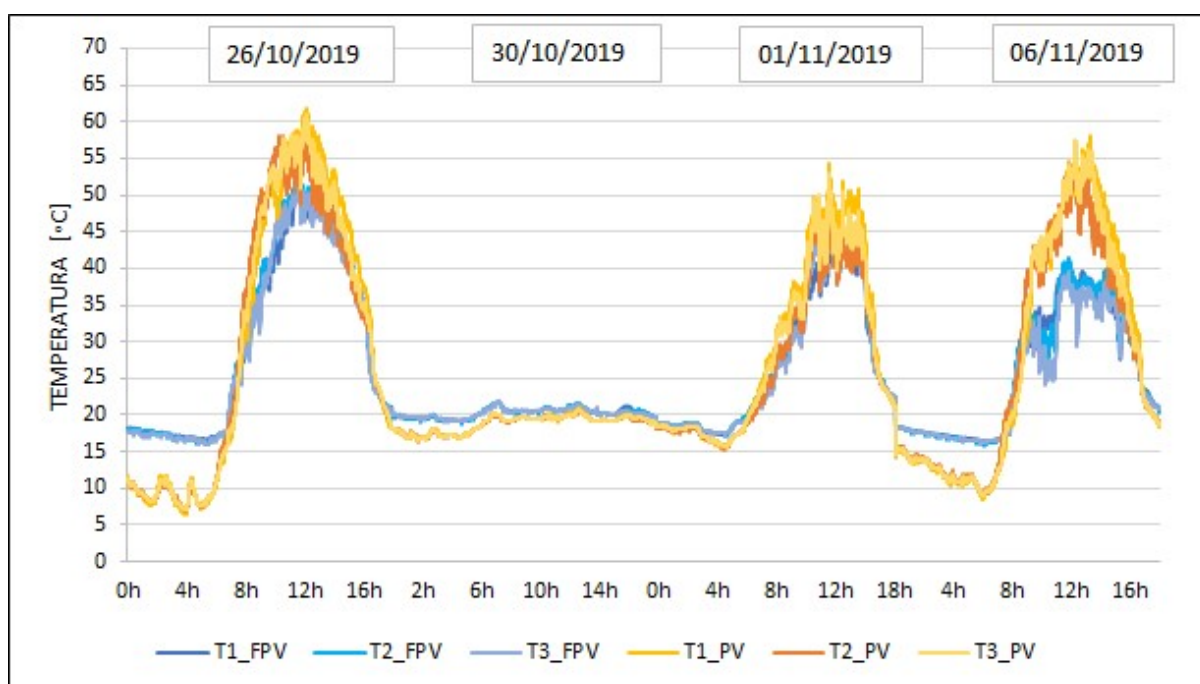
Dias	26/10/2019	30/10/2019	01/11/2019	06/11/2019
<b>Irradiação média FPV</b>	573	31,8	466,7	528,9
<b>Irradiação média PV</b>	577,2	31,7	466,9	536,1

Fonte: Elaborado pela autora.

Além dos valores de minuto a minuto apresentados no Gráfico 8, os valores da Tabela 5 também complementam que a irradiação foi praticamente a mesma sobre ambos os módulos.

Outro fator prévio a ser analisado são as temperaturas de operação do módulo. O Gráfico 9 mostra as temperaturas medidas pelos três sensores instalados atrás dos módulos fotovoltaicos para os dias analisados.

Gráfico 9 – Temperaturas registradas na superfície inferior dos módulos



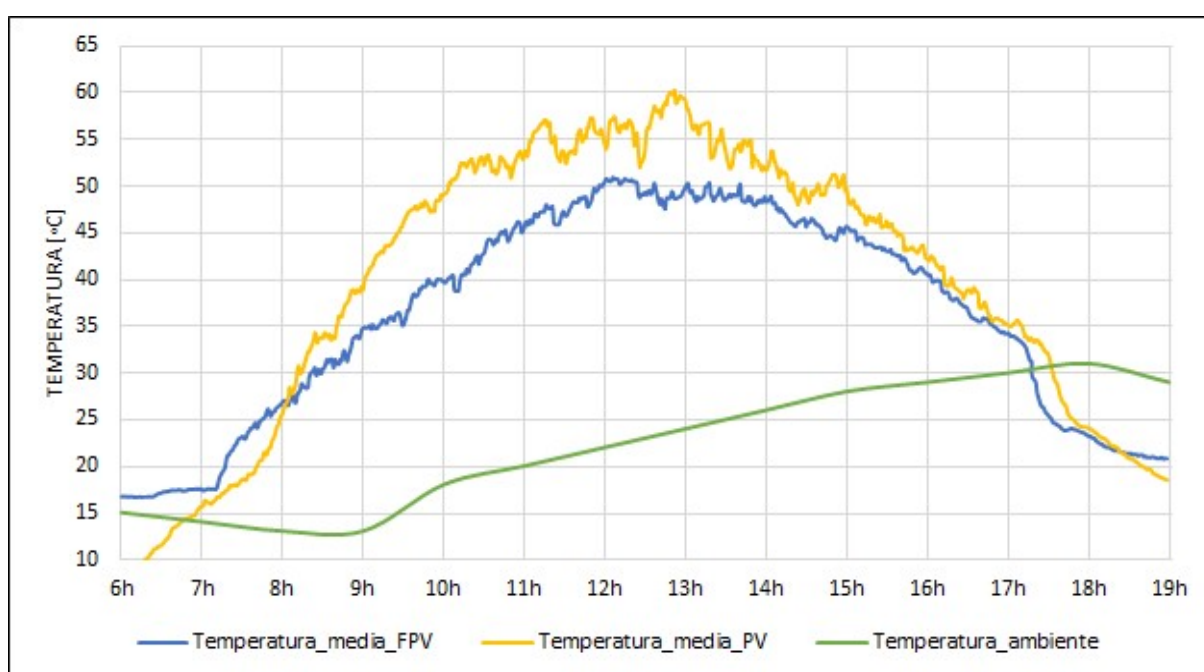
Fonte: Elaborado pela autora.

O Gráfico 9 evidencia que não há surtos de temperatura e que o calor se distribui igualmente por toda a área do módulo nos dois sistemas. No entanto, são registradas temperaturas distintas entre os sistemas FPV e PV. Em posse desses valores registrados na superfície posterior dos módulos, é possível calcular o valor médio da temperatura em que o módulo está operando.

O dia 26/out possuía céu aberto e nesse dia foi registrada uma diferença de temperatura de 13 °C entre os sistemas. O Gráfico 10 compara as temperaturas de operação dos sistemas FPV e PV com a temperatura ambiente para o dia 26/out.

A temperatura ambiente do Gráfico 10 é registrada pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (2019) na estação meteorológica mais próxima, localizada na cidade de Porto Alegre, distante 36 km da cidade de São Leopoldo, local de instalação e desenvolvimento deste trabalho.

Gráfico 10 – Comportamento da temperatura de operação dos módulos e da temperatura ambiente no dia 26/out



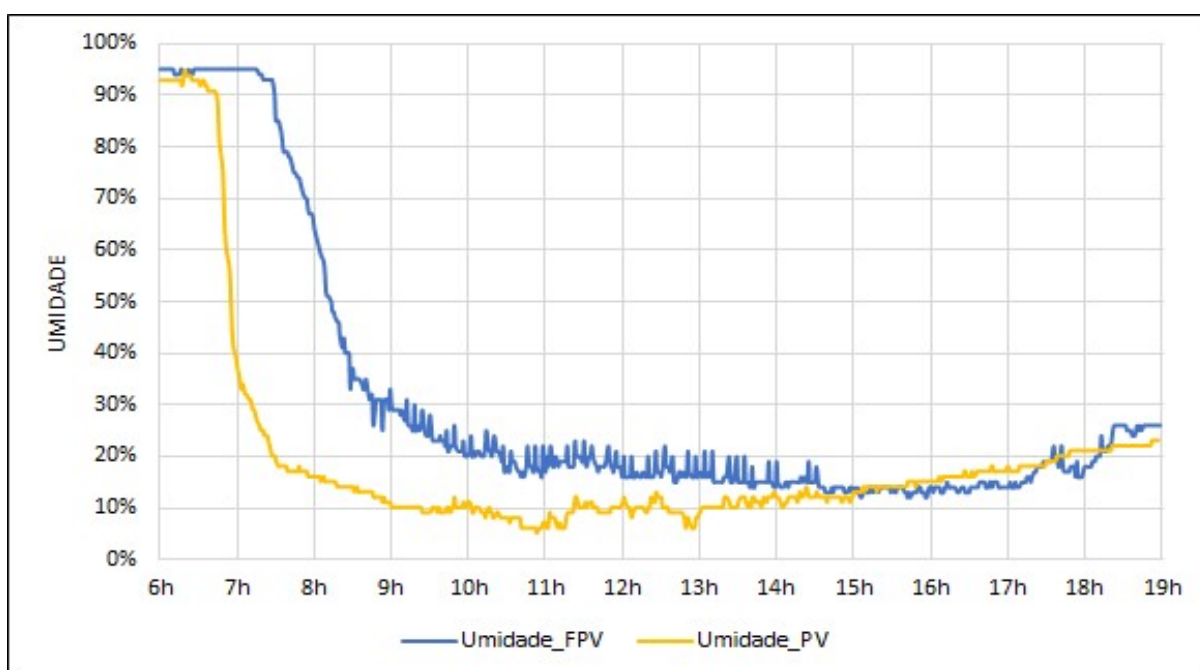
Fonte: Elaborado pela autora.

Em dias de céu aberto, a geração é favorecida por conta dos excelentes índices de irradiação, mas há um aquecimento no módulo causado pelo sol que prejudica seu desempenho. Conforme o Gráfico 10, no dia 26/out houve um incremento na temperatura de operação do módulo, ocorrendo momentos em que a diferença entre a temperatura de operação e a temperatura ambiente foi de aproximadamente 40 °C para o sistema PV. É possível notar nesse ponto da análise, que o sistema FPV obteve uma temperatura de operação menor que o sistema PV em horários de incidência solar, isso se dá devido à proximidade com água, ficando em conformidade com o que a teoria previa. Ocorreu uma diferença de 10 °C entre os sistemas em grande parte do tempo, e principalmente nos momentos

de maior incidência solar, onde é possível gerar mais energia devido à alta irradiação e também, agora, em razão da temperatura de operação ser mais baixa para o sistema FPV.

Conforme visto em teoria, essa diferença nas temperaturas está relacionada ao ambiente de instalação, a proximidade com a água possibilita um ambiente com temperaturas mais amenas e também com maior umidade presente, conforme pode ser notado no Gráfico 11.

Gráfico 11 – Comportamento da umidade nas proximidades dos módulos no dia 26/out



Fonte: Elaborado pela autora.

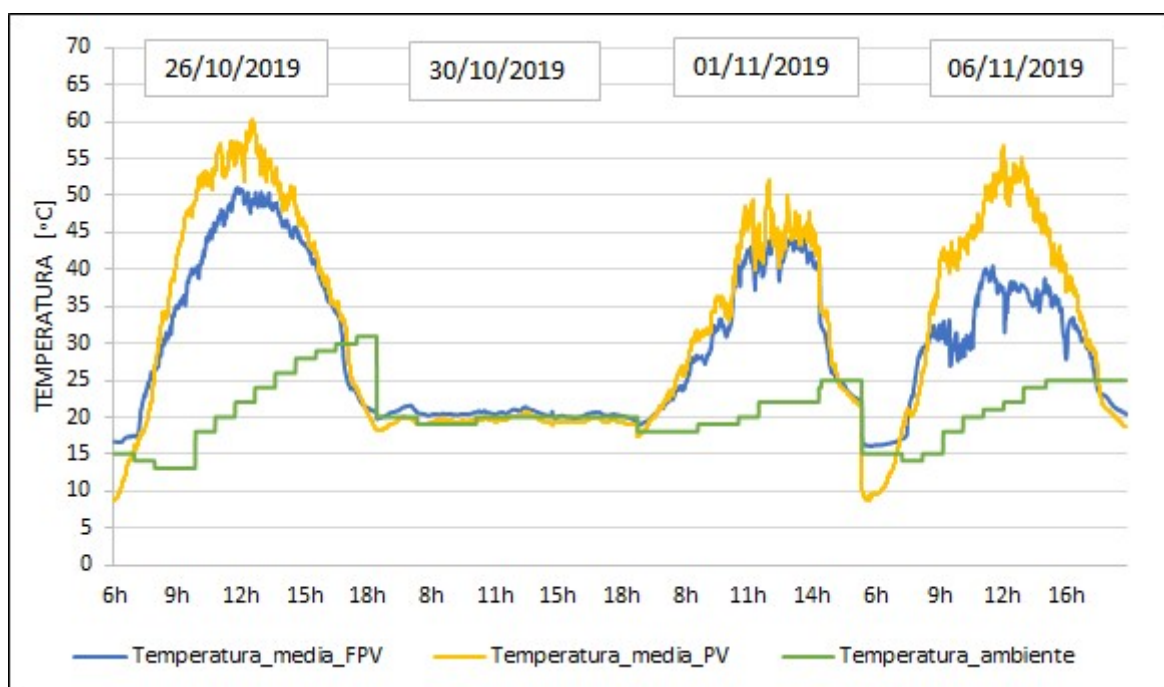
A umidade presente no ambiente de instalação dos sistemas teve uma diferença de até 80% em torno das 7 horas e 30 minutos no dia 26/out, conforme Gráfico 11. Essa diferença vai decaindo ao decorrer do dia e no meio da tarde os valores ficam próximos.

O Gráfico 12 expõe a temperatura média e temperatura ambiente para todos os dias analisados.

A linha menos suavizada da temperatura ambiente no Gráfico 12 é devido à taxa de amostragem fornecida pela estação meteorológica, que é dada de hora em hora, e não de minuto a minuto como registrado pelo sistema de instrumentação implementado.



Gráfico 12 – Comportamento da temperatura de operação dos módulos e da temperatura ambiente

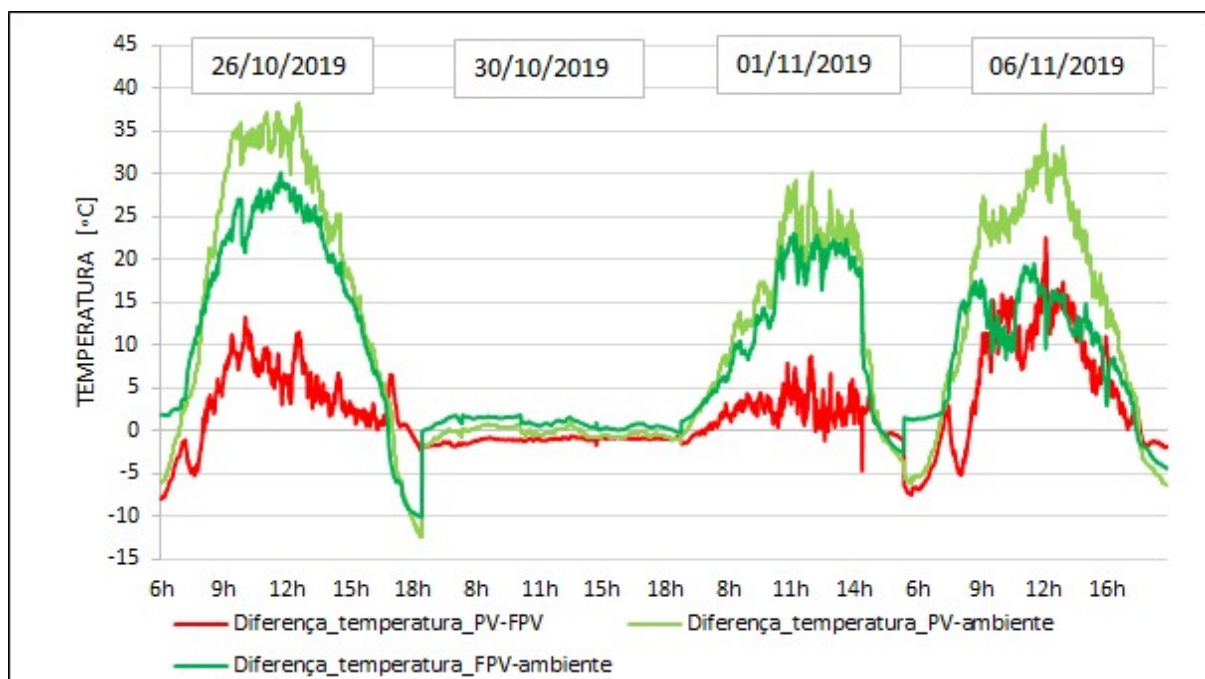


Fonte: Elaborado pela autora.

Analisando o Gráfico 12, constata-se que existe uma diferença de temperatura entre os módulos PV e FPV. Quando há incidência solar e os módulos são aquecidos, o módulo FPV aquece menos que o módulo PV. Nas horas em que os índices de irradiação são mais baixos, que são no início da manhã e no final da tarde, há um cruzamento entre as temperaturas médias dos sistemas. Essa interseção é dada pelo fato de que a água do lago não varia sua temperatura tão facilmente devido ao seu volume, e também devido ao fato de que no final da tarde os ventos se intensificam, favorecendo a refrigeração do módulo PV.

A diferença de temperaturas entre os sistemas PV, FPV e a temperatura ambiente, pode ser vista no Gráfico 13.

Gráfico 13 – Diferença de temperatura entre os módulos e o ambiente



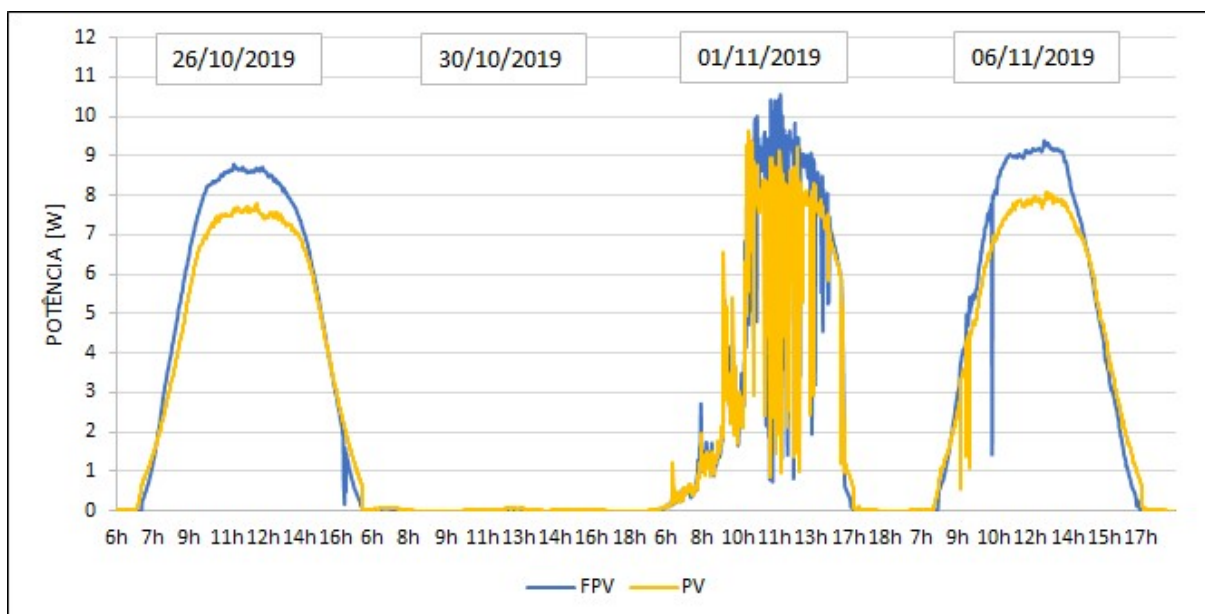
Fonte: Elaborado pela autora.

No dia 26/nov foi registrada uma diferença entre as temperaturas de operação dos módulos de 13 °C, no 06/nov a diferença foi ainda mais notável, chegando a ser registrada uma diferença de 22 °C. No Gráfico 12 e Gráfico 13 é perceptível que no dia 30/out o sistema FPV tem a temperatura mais alta do que o PV, no entanto essa diferença não chega a 2 °C. No dia 01/nov a diferença máxima de temperatura é de apenas 8,5 °C.

O módulo PV tem um desempenho melhor de operação nos momentos em que sua temperatura é mais baixa do que o módulo FPV, no entanto essa temperatura mais baixa só ocorre em momentos em que a irradiação também é baixa, e isso não consegue compensar a atuação das próximas horas que o módulo FPV obtém.

Conforme a Equação 9, a temperatura de operação do módulo fotovoltaico está diretamente relacionada com a potência elétrica. O Gráfico 14 apresenta a potência gerada nos sistemas PV e FPV nos dias analisados.

Gráfico 14 – Comportamento da potência gerada pelos módulos



Fonte: Elaborado pela autora.

O Gráfico 14 exibe, de forma clara, a diferença de geração entre os sistemas. A curva de potência gerada pelo módulo FPV tem valores superiores ao módulo PV no dia 26/out, 01/nov e 06/nov. Para o dia 30/out a geração de potência é praticamente nula por causa da baixíssima irradiação solar do dia. Independentemente de o sistema fotovoltaico ser flutuante ou comum, os dias chuvosos não favorecem a geração fotovoltaica.

Em valor médio diário, a potência gerada no dia 26/out para o sistema FPV é de 4,55 W e para o sistema PV é de 4,14 W, em valores percentuais, o módulo FPV gerou em média 10% mais do que o PV. No dia 30/out não ocorreu uma geração razoável, muito menos uma diferença entre as gerações dos sistemas. No dia 01/nov, o módulo FPV gerou em torno de 7,27% a mais, e no dia 06/nov, 10,15% a mais.

O valor médio de potência diária gerada, para todos os dias de análise, fica de acordo com os dados apresentados na Tabela 6. Nela também constam os valores de energia gerada no dia, o rendimento médio diário e os índices de mérito: produtividade de referência, produtividade, fator de capacidade e desempenho global. Todos os dados da Tabela 6 são oriundos de cálculos. A potência é resultado da multiplicação de tensão e corrente gerados pelo módulo fotovoltaico, e os demais dados são calculados utilizando as Equações até aqui apresentadas.

Tabela 6 – Dados de desempenho dos módulos

Dias	26/10/2019		30/10/2019		01/11/2019		06/11/2019	
	FPV	PV	FPV	PV	FPV	PV	FPV	PV
<b>Potência média [W]</b>	4,55	4,14	0,02	0,02	3,51	3,27	4,24	3,85
<b>Energia [Wh]</b>	59,17	53,79	0,24	0,24	45,66	42,57	55,17	50,09
<b>Rendimento médio [%]</b>	6,64	6,27	0,47	0,47	5,91	5,99	6,17	5,83
<b>Produtividade de referência [h]</b>	7,5	7,5	0,4	0,4	6,1	6,1	6,9	6,9
<b>Produtividade [Wh/W]</b>	5,92	5,38	0,02	0,02	4,57	4,26	5,52	5,01
<b>Fator de Capacidade [%]</b>	24,65	22,41	0,10	0,10	19,03	17,74	22,99	20,87
<b>Desempenho Global [%]</b>	79,43	71,68	5,72	5,71	75,26	70,13	80,24	71,87

Fonte: Elaborado pela autora.

A energia diária é fruto da relação da potência média gerada e o intervalo de tempo analisado, que corresponde a 13 horas, conforme já mencionado. Portanto no dia 26/out o módulo FPV gerou 10% a mais de energia, no dia 01/nov 7% a mais e no dia 06/nov, 10,15% a mais.

Em relação ao rendimento médio apresentado no decorrer do dia, o sistema FPV possuiu no dia 26/out um rendimento 6% maior e no 06/nov, 5,85% maior. Já no dia 01/nov o seu rendimento médio ficou minimamente inferior ao PV, em torno de 1,34%.

A produtividade de referência está relacionada com a irradiação, e em virtude dos dois sistemas estarem instalados próximos e receberem a mesma irradiação, como já apresentado, o índice de mérito de produtividade de referência deve ser, tal como ocorre, o mesmo para ambos os sistemas em todos os dias analisados.

A produtividade relaciona a energia gerada com a potência máxima do sistema, como os valores de energia são maiores para o sistema FPV nos dias 26/out, 01/nov e 06/nov, os seus valores de produtividade também são.

Por fim, o fator de capacidade e o desempenho global. O FC indica a porcentagem de energia que o sistema entregou em relação à quantidade que ele poderia entregar se trabalhasse sempre em nominal. O intervalo utilizado para o cálculo levou em consideração as 24 horas de um dia, ou seja, em ambiente externo e iluminado de forma natural pelo sol, nunca será possível esse índice alcançar 100%, isso devido ao período da noite em que não há incidência de raios solares e consequentemente não há geração.

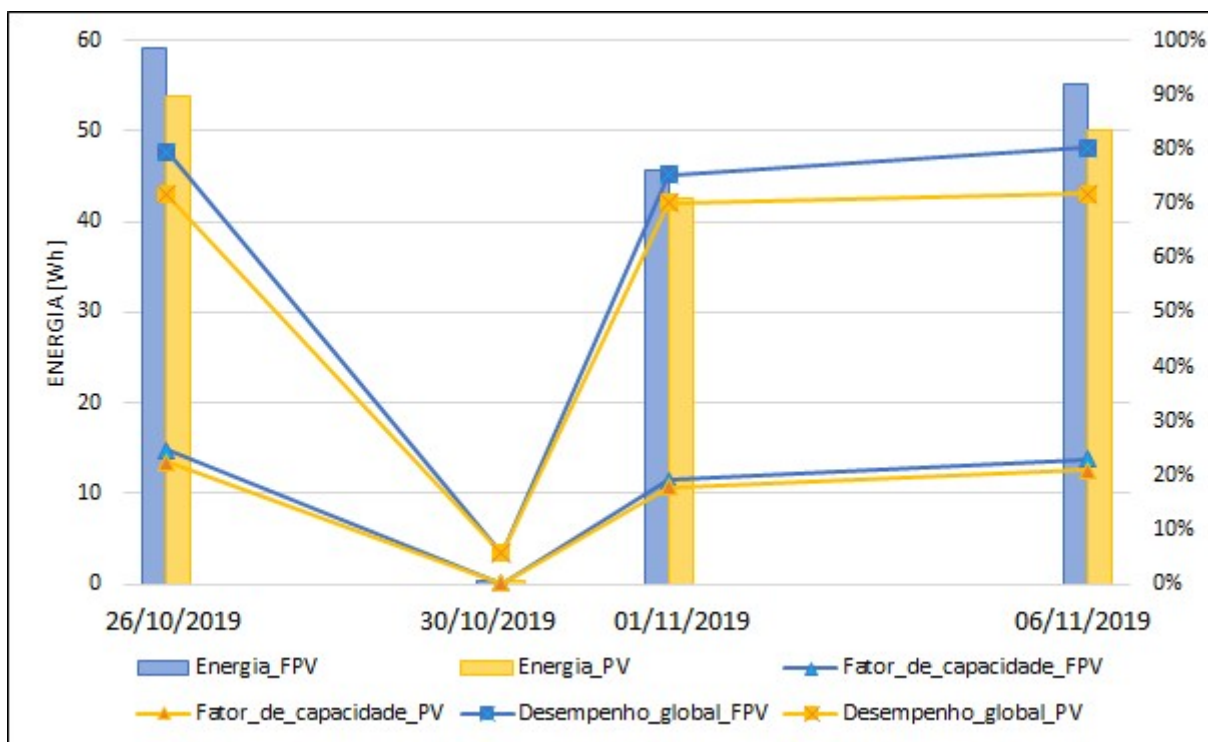
Segundo Benedito (2009), os sistemas fotovoltaicos brasileiros têm valores de FC entre 13% e 18%. Como o período analisado é dividido em dias, os valores encontrados, conforme a Tabela 6, ficam acima ou abaixo do que o autor menciona. No entanto calculando o FC médio dos quatro dias, é obtido o valor de 16,69% para o sistema FPV e 15,28% para o sistema PV, ficando agora dentro do esperado, pois foram englobados todos os cenários de condições climáticas ao desempenho do sistema. Em percentuais, para os três dias de análise, o módulo FPV teve um FC 9,24% superior ao PV.

A capacidade do sistema em converter a energia do sol em energia elétrica é mensurada pelo desempenho global. O período total em que há incidência solar é de 13 horas e, nesse período o desempenho global do sistema FPV para os dias 26/out, 01/nov e 06/nov, foi superior ao sistema PV.

O desempenho global esperado para os sistemas fotovoltaicos, segundo Marion et al. (2005), fica entre 60% e 80%, e os valores obtidos neste trabalho ficam dentro dessa faixa para os dias 26/out, 01/nov e 06/nov, dias esses que tiveram índices de irradiação consideráveis. Em percentuais, para os três dias de análise, o módulo FPV teve um desempenho global de até 11,64% superior ao PV e, em média, 9,7% superior.

O Gráfico 15 exibe de forma mais fácil de interpretação os valores de energia, fator de capacidade e desempenho global diários dos sistemas PV e FPV.

Gráfico 15 – Energia, fator de capacidade e desempenho global dos módulos



Fonte: Elaborado pela autora.

Pelo Gráfico 15 é possível notar que, exceto no dia chuvoso de 30/out, a energia gerada e todos os índices de mérito foram maiores para o sistema FPV, demonstrando o desempenho superior do módulo FPV em relação ao PV.

Portanto os dias analisados conseguiram representar bem o clima característico do Estado do Rio Grande do Sul, que conta com grande amplitude térmica, alto valor de umidade relativa do ar, dias chuvosos e bons índices de irradiação solar. Diante disso, fica comprovado que o módulo fotovoltaico flutuante tem uma boa atuação e pode ser implementado no Estado gaúcho.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho desenvolveu uma metodologia para avaliar de forma prática a performance do módulo fotovoltaico flutuante em comparação a um módulo fotovoltaico convencional, submetendo-os a diferentes condições climáticas.

As equações que descrevem a geração de energia de um módulo fotovoltaico levam em consideração a temperatura que o mesmo opera. De acordo com a Equação 9 descrita neste trabalho, o módulo solar fotovoltaico perde potência com o aumento da temperatura.

Devido principalmente a essa relação com a temperatura, e sabendo que a proximidade com a água possibilita um arrefecimento térmico, o objetivo principal deste trabalho consistia em analisar o desempenho do módulo fotovoltaico flutuante comparando-o com um módulo fotovoltaico de referência instalado da forma convencional. Para isso foram criados dois sistemas fotovoltaicos idênticos, divergindo apenas no local de instalação.

Por meio do desenvolvimento da própria instrumentação para a realização das medições e coleta de dados, da montagem, configuração e instalação dos módulos fotovoltaicos PV e FPV, foi possível encontrar os valores de temperatura de operação dos módulos, a curva de irradiação, a curva de potência gerada, rendimento médio diário e os índices de mérito: produtividade, produtividade de referência, fator de capacidade e desempenho global.

Para o sistema FPV foi ainda confeccionada a sua estrutura de flutuação utilizando canos PVC e abraçadeiras de *Nylon*, e realizada a sua ancoragem com o uso de linhas de *Nylon*.

Foram analisados quatro dias com diferentes condições climáticas, um dia de sol, um dia de chuva, um dia nublado e um dia com sol e poucas nuvens. O módulo FPV performou melhor nos dias ensolarados e nublados, apenas no dia chuvoso que os sistemas FPV e PV tiveram o mesmo desempenho, mas esse foi baixo, pois independentemente do método de instalação do módulo, dias de chuva não são favoráveis para a geração de energia fotovoltaica.

Foi possível constatar, que o módulo FPV tem um desempenho superior na geração de energia elétrica em relação ao módulo PV comum quando instalado na região Sul do país.

A melhora no desempenho global do sistema FPV foi de até 11,64%, ocorrido no dia 06/nov. A quantidade de energia entregue a mais pelo sistema FPV, bem como o seu fator de capacidade, foi de até 10,15% superior ao sistema PV. Em todos os dias que tiveram índices consideráveis de irradiação, o módulo FPV performou melhor do que o PV.

Também foi possível constatar a diferença de temperatura causada apenas pela modificação do local de instalação do módulo fotovoltaico. Conforme a teoria previa, a proximidade com a água causou um arrefecimento ao módulo e permitiu que ele operasse com uma temperatura de até 22 °C mais baixa.

A pequena quantidade de dias dificultou deliberar decisivamente em qual porcentual o sistema FPV é melhor do que o PV quando instalado na cidade de São Leopoldo no Estado do Rio Grande do Sul, mas os resultados desse estudo conseguiram comprovar uma melhora de 10%. Esse incremento na geração, por menor que ele possa ser, é extremamente significativo em um sistema que é caracterizado por possuir baixo rendimento.

Perante os objetivos geral e específicos, este trabalho os alcançou e pôde trazer contribuições a análise do desempenho do sistema FPV para a região Sul do país. A implementação da própria instrumentação possibilitou uma análise mais voltada ao que realmente era requerido ao estudo, permitiu ainda, que a troca de informações fosse realizada de forma remota e, além disso, ela deixa flexível a adição de novos parâmetros de análise e a continuidade do trabalho.

Conclui-se que para as condições climáticas do Estado do Rio Grande do Sul, o desempenho do módulo fotovoltaico flutuante na geração de energia elétrica é superior a geração fotovoltaica convencional.

Algumas dificuldades foram encontradas no desenvolvimento desse trabalho, uma delas que acabou dificultando muito a análise dos resultados encontrados, foi a baixa qualidade dos módulos fotovoltaicos utilizados. As células fotovoltaicas que compunham o módulo possuíam ranhuras e trincados. Outra dificuldade foi o curto espaço de tempo para a realização de coleta de dados e das más condições climáticas, muitos dias chuvosos e de céu completamente encoberto por nuvens, o que desfavorece a geração fotovoltaica.

Como sugestão a trabalhos futuros e sucessores a esse, de primeiro momento sugiro uma análise mais completa do desempenho do módulo fotovoltaico flutuante durante um período anual, submetendo-o a todas as estações e climas do



ano. Posterior a isso, é interessante realizar uma análise do sistema para diferentes inclinações de instalação do módulo solar.

Sugiro ainda a exploração de diferentes sistemas e recursos de resfriamento e dissipação de calor para o módulo fotovoltaico flutuante. É possível, também, integrar ao sistema, mecanismos de rastreamento e concentração solar.

Existe uma grande quantidade de variáveis que podem ser incluídas e/ou modificadas no sistema como, por exemplo, medir outras grandezas do módulo, modificar itens da instrumentação, modificar o modelo do módulo, o tipo da célula fotovoltaica que o compõe, o seu tamanho, para que possua uma área maior e modifique a relação de transferência de calor, modificar os locais de instalação, analisar o custo benefício do sistema fotovoltaico flutuante. Ainda é interessante averiguar a degradação que o módulo FPV sofre e verificar o quanto isso impacta na vida útil do equipamento, além de poder analisar os impactos ambientais da implementação de sistemas FPV, dentre outras possibilidades.

Deixo disponível aqui o *link* do Git Hub ([https://github.com/jaqprass/floating\\_photovoltaic.git](https://github.com/jaqprass/floating_photovoltaic.git)) para acesso a todos os dados gerados durante o desenvolvimento deste trabalho, bem como o código embarcado no ESP32 LoRa e o *script* em Python do servidor.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). **Global energy & CO2 status report – The latest trends in energy and emissions in 2018 - Electricity**. 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/geco/electricity/>. Acesso em: 20 ago. 2019.

AGÊNCIA INTERNACIONAL PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS (IRENA). **Falling Renewable Power Costs Open Door to Greater Climate Ambition**. Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2019/May/Falling-Renewable-Power-Costs-Open-Door-to-Greater-Climate-Ambition>. Acesso em: 02 jun. 2019.

AHLERT, Vanessa Sette Campos. **Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas** – Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira. 2017. Projeto de Graduação de Curso (Bacharelado em Engenharia Ambiental) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

ALMEIDA, Eliane et al. Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica. **Engenharias On-line**, v. 1, 2016. Disponível em: <http://www.fumec.br/revistas/eol/article/view/3574>. Acesso em: 24 abr. 2019.

BARBUSCIA, Michele. **Economic viability assessment of floating photovoltaic energy**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Gerenciamento de energia) – Técnico Lisboa, Lisboa, 2017.

BELUCO, Alexandre. **Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica**. 2001. Tese (Doutorado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001. 202 p.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. 108 p.

BORBA, R. A.; NOVAK, L. H. Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: Aspectos positivos e desafios. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais eletrônicos [...]**. Gramado: 2018. p. 1–7 Disponível em: <http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/viewFile/151/151>. Acesso em: 16 ago. 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME); Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano decenal de expansão de energia 2027**. Brasília, 2018. a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME); Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Balanco Energético Nacional de 2018**. Rio de Janeiro, 2018. b.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME); Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Nota Técnica PR 04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Rio de Janeiro, 2018. c. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topic-o-416/03.%20Potencial%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20\(NT%20PR%2004-18\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topic-o-416/03.%20Potencial%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20(NT%20PR%2004-18).pdf). Acesso em: 06 jun. 2019.

BRASIL. **Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Brasília, 2015. 10 p. Disponível em: [http://www.itamaraty.gov.br/images/ed\\_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf](http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf). Acesso em: 10 jun. 2019.

CAZZANIGA, R. et al. Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 1730–1741, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.269>. Acesso em: 22 mai. 2019.

CHOI, Young-Kwan. A study on power generation analysis of floating PV system considering environmental impact. **International Journal of Software Engineering and its Applications**, v. 8, p. 75–84, 2014.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO (CRESESB). **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 30 mai. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota Técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050**. Rio de Janeiro, 2016.

ESP32 Lora. *In*: GOOGLE imagens. Mountain View: Google, 2019. Disponível em: [https://www.google.com/search?biw=1366&bih=625&tbm=isch&sxsr=ACYBGNSFMnJJhU7T2w90JdbKITMjg8qDaw%3A1572717609449&sa=1&ei=KcS9XbKFG5\\_D5OUPjuGL-A4&q=ESP32+LoRa&oq=ESP32+LoRa&gs\\_l=img.3..35i39l2j0l4j0i30l2j0i5i30l2.114706.120073..120321...0.0..0.258.1275.0j9j1.....0....1..gws-wizimg.....0i7i30j0i8i30.2bp\\_Cw7yhM8&ved=0ahUKewjyvcXTjczlAhWflbkGHY7wAu8Q4dUDCAc&uact=5#imgsrc=FqBDH-m\\_0m9vbM:](https://www.google.com/search?biw=1366&bih=625&tbm=isch&sxsr=ACYBGNSFMnJJhU7T2w90JdbKITMjg8qDaw%3A1572717609449&sa=1&ei=KcS9XbKFG5_D5OUPjuGL-A4&q=ESP32+LoRa&oq=ESP32+LoRa&gs_l=img.3..35i39l2j0l4j0i30l2j0i5i30l2.114706.120073..120321...0.0..0.258.1275.0j9j1.....0....1..gws-wizimg.....0i7i30j0i8i30.2bp_Cw7yhM8&ved=0ahUKewjyvcXTjczlAhWflbkGHY7wAu8Q4dUDCAc&uact=5#imgsrc=FqBDH-m_0m9vbM:). Acesso em: 2 nov. 2019.

FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. **Renewable Energy**, v. 60, p. 63–70, 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.04.007>. Acesso em: 22 mai. 2019.

GIRI, R.; MISHRA, S.; SHAH, N. Floating Solar Collector for Hybrid Hydro-Solar Power Plant. **2018 International Conference on Smart City and Emerging Technology (ICSCET)**, p. 1–5, 2011.

GREEN M.A. et al. Solar cell efficiency tables (Version 53). **Progress in Photovoltaics Res Appl.**, v. 53, p. 3–12, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/pip.3102>. Acesso em: 22 mai. 2019.

HAEBERLE, Fernanda. **Caracterização e análise do comportamento energético de uma janela fotovoltaica maxiar conectada à rede elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Mecânica) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2019. 92 p.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Estações automáticas – gráficos**. Brasília, DF: INMET, 2019. Disponível em: [http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=home/page&page=rede\\_estacoes\\_auto\\_graf](http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=home/page&page=rede_estacoes_auto_graf). Acesso em: 30 out. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Tabela de eficiência energética - Sistema de energia fotovoltaica - Módulos - Edição 2017**. Brasília, DF: INMETRO, 2017. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/sistema-fotovoltaico.asp>. Acesso em: 18 mai. 2019.

KYOCERA. Datasheet: KB-60 1000V Series.? Disponível em: [www.kyocerasolar.com.br](http://www.kyocerasolar.com.br). Acesso em: 04 jul. 2019.

LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. England: John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, 2003.

MAJID, Z. A. A. et al. Study on Performance of 80 Watt Floating Photovoltaic Panel. **Journal of Mechanical Engineering and Sciences**, v. 7, n. December, p. 1150–1156, 2014.

MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected PV systems. **Conference Paper: Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 1601–1606, 2005.

MITTAL, D.; SAXENA, B. K.; RAO, K. V. S. Comparison of floating photovoltaic plant with solar photovoltaic plant for energy generation at Jodhpur in India. *In*: 2017 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON TECHNOLOGICAL ADVANCEMENTS IN POWER AND ENERGY: Exploring Energy Solutions for an Intelligent Power Grid, TAP Energy, 2017, [s. l.]. **Anais eletrônicos [...]**. [s. l.], p. 1–6, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8397348>. Acesso em: 24 mar. 2019.

NAKABAYASHI, R. Microgeração Fotovoltaica No Brasil: Viabilidade Econômica. **Abinee**, [s. l.], p. 58, 2015. Disponível em: [http://200.144.182.130/iee/lfs/sites/default/files/Dissertacao\\_Renno\\_vfinal.pdf](http://200.144.182.130/iee/lfs/sites/default/files/Dissertacao_Renno_vfinal.pdf). Acesso em: 19 set. 2019.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. Energia solar no Brasil: situação e perspectivas. **Estudo Técnico Câmara dos Deputados**, Brasília, p. 1–46, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Resultados da operação**: Histórico da operação. Disponível em: [http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Acesso em: 02 jun. 2019.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU). **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável: Objetivo 7 – Energia**. 2019. Disponível em: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>. Acesso em: 02 jun. 2019.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

SACRAMENTO, E. M. D. et al. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 8, p. 1019–1024, 2015. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2015.0120>. Acesso em: 08 jul. 2019.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 815–824, 2016.

SÃO LEOPOLDO RS. *In*: GOOGLE maps. Mountain View: Google, 2019. Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/S%C3%A3o+Leopoldo,+RS/@-29.7955891,-51.158078,17.25z/data=!4m5!3m4!1s0x951968315942f59b:0x1b4734205177f47c!8m2!3d-29.7549941!4d-51.150283>. Acesso em: 2 jun. 2019.

SILVA, Rutelly Marques da. **ENERGIA SOLAR NO BRASIL: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Senado Federal, Consultoria Legislativa, p. 46, 2015. Disponível em: [www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos). Acesso em: 8 mai. 2019.

SILVÉRIO, Naidion Motta. **Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco**. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, 2018. Disponível em: <http://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1155>. Acesso em: 14 jun. 2019.

SINGH, Priyanka; RAVINDRA, Nuggehalli. M. Analysis of series and shunt resistance in silicon solar cells using single and double exponential models. **Emerging Materials Research**, v. 1, n. 1, p. 33–38, 2011.

STRANGUETO, Karina Maretti. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas**. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016. 147 p.

TEXAS INSTRUMENTS. **INA219 Zero-Drift, Bidirectional Current/Power Monitor With I2C Interface**. Dallas: TI E2e, 2015. 38 p.

TRAPANI, Kim; SANTAFÉ, Miguel Redón A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. **Prog. Photovolt: Res. Appl.**, v. 17, n. January 2014, p.

115–125, 2014.

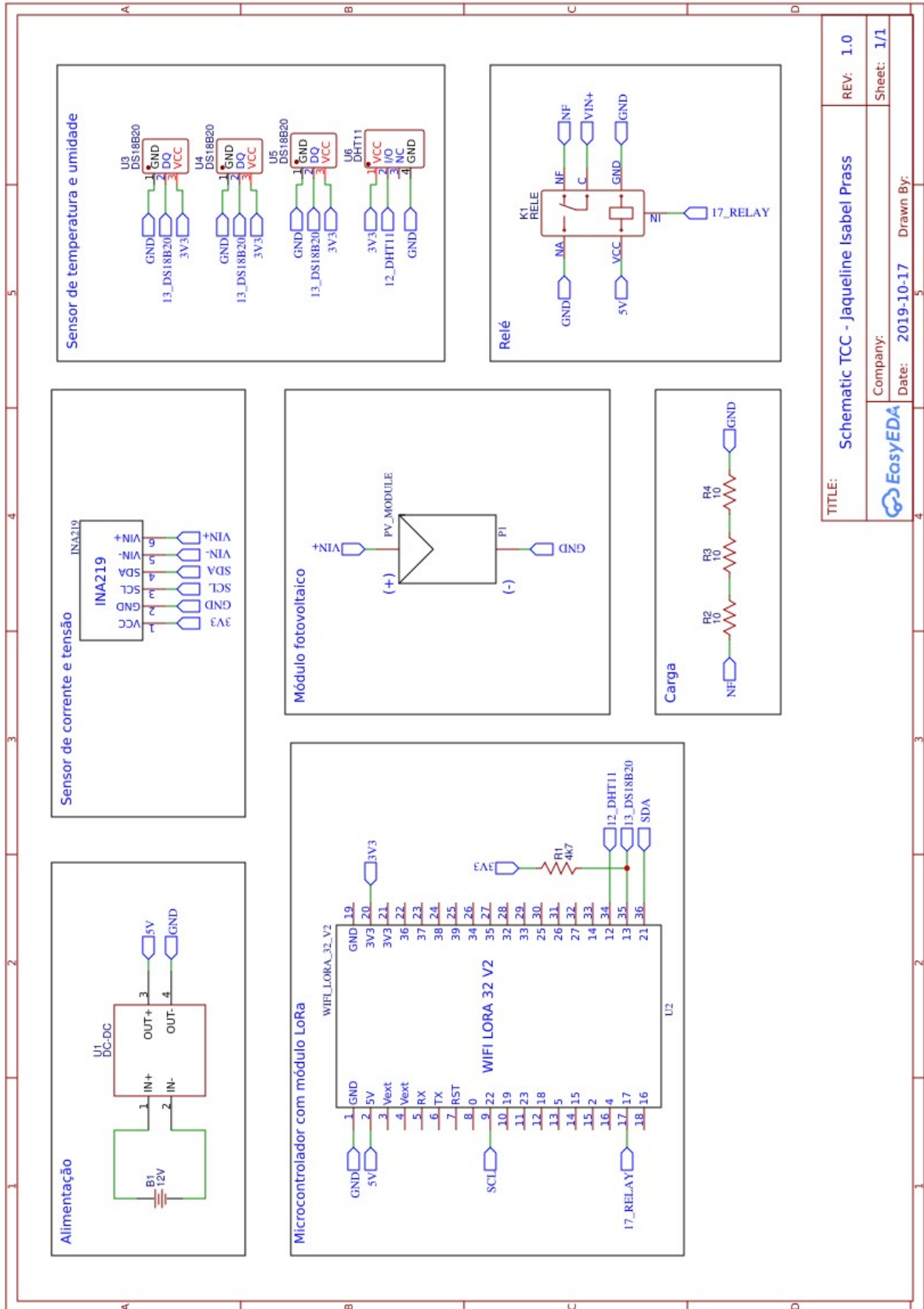
VASCO, G. **Estudo de pré-viabilidade para implementação de um sistema híbrido de energia na Barragem de Laranjeiras, no sul do Brasil**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia, área de concentração em Recursos Hídricos) – Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017. Disponível em: <http://ir.obihiro.ac.jp/dspace/handle/10322/3933>. Acesso em: 19 jul. 2019.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed., rev. e atual. Barueri, SP: Érica, 2015.

YADAV, N.; GUPTA, M.; SUDHAKAR, K. Energy assessment of floating photovoltaic system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEMS, ICEPES 2016. **Anais eletrônicos [...]**. [s. l.]: 2016. p. 264–269. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7915941>. Acesso em: 24 mar. 2019.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

## APÊNDICE A – ESQUEMÁTICO



<b>TITLE:</b> Schematic TCC - Jaqueline Isabel Press	<b>REV:</b> 1.0
<b>Company:</b> EasyEDA	<b>Sheet:</b> 1/1
<b>Date:</b> 2019-10-17 <b>Drawn By:</b>	