

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
SANTA CATARINA - CAMPUS ITAJAÍ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROELETRÔNICA  
CURSO SUPERIOR DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NATALY WEBER ARLINDO**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DE  
ESPAÇOS DE HIDRELÉTRICAS PARA GERAÇÃO DE  
ENERGIA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
FLUTUANTES: UM ESTUDO DE CASO NA USINA  
HIDRELÉTRICA DE ITÁ**

**ITAJAÍ, 2022**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
SANTA CATARINA - CAMPUS ITAJAÍ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROELETRÔNICA  
CURSO SUPERIOR DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NATALY WEBER ARLINDO**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DE  
ESPAÇOS DE HIDRELÉTRICAS PARA GERAÇÃO DE  
ENERGIA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
FLUTUANTES: UM ESTUDO DE CASO NA USINA  
HIDRELÉTRICA DE ITÁ**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de engenheiro eletricista

Orientador:  
Prof. Dr. Saimon Miranda Fagundes

**ITAJAÍ, 2022**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca do IFSC.

ARLINDO, NATALY

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DE ESPAÇOS DE  
HIDRELÉTRICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA COM SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES: UM ESTUDO DE CASO NA USINA  
HIDRELÉTRICA DE ITÁ / NATALY ARLINDO ; orientador, SAIMON  
FAGUNDES, 2022.

74 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto  
Federal de Santa Catarina, Campus Itajaí, Graduação em  
Engenharia Elétrica , Itajaí, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica . 2. Painéis Fotovoltaicos. 3.  
Energia Solar. 4. Sistemas Flutuantes. 5. PVsyst. I.  
FAGUNDES, SAIMON. II. Instituto Federal de Santa Catarina.  
Graduação em Engenharia Elétrica . III. Título.


# ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DE ESPAÇOS DE HIDRELÉTRICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES: UM ESTUDO DE CASO NA USINA HIDRELÉTRICA DE ITÁ

**NATALY WEBER ARLINDO**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do curso de engenharia elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Itajaí, 05 de setembro de 2022


BANCA EXAMINADORA:

Documento assinado digitalmente  
 SAIMON MIRANDA FAGUNDES  
Data: 04/10/2022 08:18:43-0300  
Verifique em <https://verificador.iti.br>

---

**Dr. Saimon Miranda Fagundes**


Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC

 Documento assinado digitalmente  
GUILHERME RANZOLIN PIAZZETTA  
Data: 04/10/2022 17:00:17-0300  
CPF: 048.696.069-25  
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

---

**Guilherme Ranzolin Piazzetta**

Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC

 Documento assinado digitalmente  
tarcisio.kruger  
Data: 04/10/2022 09:35:38-0300  
CPF: 024.120.580-83  
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

---

**Tarcísio Pollnow Kruger**

Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC

*À minha mãe, Carla Weber, por todo esforço e força para continuar, que me possibilitam, hoje, ser uma Engenheira Eletricista.*

## **AGRADECIMENTOS**

Este trabalho não poderia ser realizado sem a ajuda de algumas pessoas, às quais presto minha homenagem:

A meus pais, Carla e Flavio, por me guiarem para que eu me tornasse a pessoa que sou hoje. Desde as menores escolhas até as mais importantes vocês decidiram pensando no que era melhor para o meu futuro mesmo eu não sabendo o que era melhor na época, meu eterno obrigado.

Ao Prof. Saimon Miranda Fagundes pela orientação, pelo tempo dedicado a responder minhas dúvidas, pelo apoio no desenvolvimento do trabalho e por ter aceitado ser meu orientador, e ter me ajudado a fazer tudo dar certo.

Finalmente, mas não menos importante, a todos os maravilhosos professores, funcionários e colegas do Curso de Graduação de Engenharia Elétrica, que ajudaram de forma direta e indireta na elaboração e conclusão deste trabalho.

## RESUMO

Observa-se uma crise na geração de energia no Brasil. A geração por meio das hidrelétricas, que é a maior fonte de energia no Brasil, está apresentando baixas na geração por conta de crises hídricas ao longo da última década. A diversificação da matriz elétrica brasileira se torna uma necessidade, procurando por fontes renováveis para compor a matriz. A geração de energia por meio de módulos fotovoltaicos está ganhando força não só pela questão sustentável, mas também pela diminuição dos preços no mercado e a melhoria de eficiência apresentada pelas células ao longo dos últimos anos. A instalação de usinas solares necessitam de grandes áreas, portanto, o Brasil se mostra um país promissor para a utilização de reservatórios de hidrelétricas na instalação de painéis solares. Países mais desenvolvidos estão investindo na energia fotovoltaica, principalmente em reservatórios de hidrelétricas e lagos artificiais. O Brasil possui alguns projetos pilotos com esse viés, mas não possui um investimento grande para essa tecnologia. O último ano mostrou a energia solar de usinas fotovoltaicas centralizadas como a terceira fonte da matriz energética que mais cresceu, portanto, a instalação fotovoltaica ainda tem muito potencial para o crescimento. O presente trabalho busca uma análise do potencial de geração e melhor eficiência da geração na barragem da usina hidrelétrica de Itá. O trabalho conta com a análise de área, irradiação solar, posição da instalação. O *software* PVsyst foi utilizado para calcular a quantidade de painéis e o arranjo; também fornece análises de perdas no local e uma análise de geração fotovoltaica na região da usina.

**Palavras-chaves:** Painéis Fotovoltaicos, Energia Solar, Sistemas Flutuantes, PVsyst.

## ABSTRACT

There is a crisis in energy generation in Brazil. The generation through hydroelectric plants, which is the largest source of energy in Brazil, is presenting low generation due to water crises over the last decade. The diversification of the Brazilian electric matrix becomes a necessity, seeking renewable sources to compose the matrix. The generation of energy by means of photovoltaic modules is gaining force not only for its sustainability, but also for the decrease of prices in the market and the improvement of efficiency presented by the cells throughout the last years. The installation of solar plants requires large areas, therefore Brazil is a promising country for the use of hydroelectric reservoirs for the installation of solar panels. More developed countries are investing in photovoltaic energy, mainly in hydroelectric reservoirs and artificial lakes. Brazil has some pilot projects that follow this tendency, but does not have a large investment for this technology. Last year the solar energy of centralized photovoltaic was shown as the third source of the energy matrix that grew more, therefore, the photovoltaic installation still has much potential for growth. The present work seeks for an analysis of the generation potential and best efficiency of generation at the Itá hydroelectric power plant dam. The work also presents area analysis, solar irradiation and position of the installation. The PVSyst software was used to calculate the quantity of panels and the arrangement; it also provides analysis of losses at the site and an analysis of photovoltaic generation in the plant region.

**Keywords:** Photovoltaic Panels, Solar Energy, Floating Systems, PVSyst.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira . . . . .	20
Figura 2 – Crescimento da instalação de painéis fotovoltaicos no mundo . . . . .	22
Figura 3 – Irradiação Solar média anual . . . . .	23
Figura 4 – Crescimento de sistemas flutuantes no mundo . . . . .	26
Figura 5 – Comportamento corpo d'água . . . . .	27
Figura 6 – Esquema básico de uma UFF . . . . .	28
Figura 7 – Projeção de sistemas fotovoltaicos para década de 2020 . . . . .	29
Figura 8 – Flutuante com angulação fixa . . . . .	30
Figura 9 – Flutuante com estrutura metálica . . . . .	30
Figura 10 – Flutuante com membrana . . . . .	31
Figura 11 – Flutuante tubular . . . . .	31
Figura 12 – Sistemas de Ancoragem . . . . .	32
Figura 13 – Elastômero . . . . .	33
Figura 14 – Comparação entre módulo com rastreador e sem rastreador . . . . .	33
Figura 15 – Rastreadores: (a) Com eixo vertical; (b) Com propulsores; (c) Com roda . . . . .	34
Figura 16 – Rastreador de 2 eixos da Solaris . . . . .	35
Figura 17 – Eficiência das células solares ao longo dos anos . . . . .	36
Figura 18 – Fluxograma das etapas de modelagem . . . . .	41
Figura 19 – Região da Usina Hidrelétrica Itá . . . . .	44
Figura 20 – Página inicial do sistema SIGEL . . . . .	44
Figura 21 – Mapa dos empreendimentos de geração de energia elétrica . . . . .	45
Figura 22 – Mapa com as usinas hidrelétricas em operação no Brasil . . . . .	45
Figura 23 – Dados referentes a Usina Hidrelétrica de Itá . . . . .	46
Figura 24 – Área da represa de Itá ao longo de 2,67km <sup>2</sup> de extensão . . . . .	47
Figura 25 – Irradiação Solar na Região da UHE Itá . . . . .	48
Figura 26 – Interface inicial do PVsyst . . . . .	49
Figura 27 – Interface para o projeto on-grid . . . . .	50
Figura 28 – Interface para definir a localização . . . . .	51
Figura 29 – Interface com mapa iterativo . . . . .	52
Figura 30 – Dados meteorológicos da região da UHE Itá . . . . .	53
Figura 31 – Trajetória solar em diferentes datas na UHE Itá . . . . .	53
Figura 32 – Alteração do albedo . . . . .	54
Figura 33 – Diferentes orientações fixas do <i>software</i> PVsyst . . . . .	55
Figura 34 – Definição do sistema . . . . .	56
Figura 35 – Informações relevantes do sistema . . . . .	58
Figura 36 – Angulação dos módulos em 0°N . . . . .	59
Figura 37 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 0° . . . . .	60

Figura 38 – Angulação dos módulos em 21°N . . . . .	61
Figura 39 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 21°N . . . . .	62
Figura 40 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 27°N . . . . .	63
Figura 41 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 27°N . . . . .	63
Figura 42 – Angulação alterada para sistemas com <i>trackers</i> . . . . .	66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ranking dos países com maiores quantidades de potências instaladas de energia solar . . . . .	22
Tabela 2 – Albedo típico para diferentes tipos de superfícies . . . . .	24
Tabela 3 – Maiores Fabricantes de módulos solares . . . . .	37
Tabela 4 – Usinas instaladas na América Latina . . . . .	38
Tabela 5 – Usinas instaladas no último ano no mundo . . . . .	39
Tabela 6 – Irradiação Solar por meses para as diferentes angulações . . . . .	48
Tabela 7 – Informações relevantes da simulação no <i>software</i> PVsyst com angulação de 0°N . . . . .	60
Tabela 8 – Informações relevantes da simulação no <i>software</i> PVsyst com angulação de 21°N . . . . .	62
Tabela 9 – Informações relevantes da simulação no <i>software</i> PVsyst com angulação de 27°N . . . . .	64
Tabela 10 – Comparação de geração em diferentes orientações . . . . .	65
Tabela 11 – Informações relevantes da simulação no <i>software</i> PVsyst utilizando tracker . . . . .	66
Tabela 12 – Comparação entre a área utilizada para a simulação e área total da UHE Itá . . . . .	67

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

UHE	Usina Hidrelétrica
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EPE	Empresa de Pesquisa de Energética
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ABSOLAR	Agência Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
RS	Rio Grande do Sul
SC	Santa Catarina
UFV	Usinas Fotovoltaicas
UFF	Usinas Fotovoltaicas Flutuantes
HPDE	<i>High-Density Polyethylene</i> - Termoplástico de Alta Densidade
EERE	<i>Energy Efficiency &amp; Renewable Energy</i> - Eficiência Energética e Energias Renováveis
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito.
IAM	<i>Incidence Angle Modifier</i> - Perda de incidência de matriz
GlobHor	Irradiação global horizontal
DiffHor	Irradiação difusa horizontal
T_Amb	Temperatura ambiente.
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
EArray	Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid	Energia injetada na rede
PR	Performance Ratio (Quociente de performance)

## LISTA DE SÍMBOLOS

<i>kWh</i>	Quilowatt-hora - Unidade de consumo (energia).
<i>W</i>	Watt - Unidade de Potência.
<i>kW</i>	Quilowatts - Unidade de Potência ( $10^3$ Watt).
<i>MW</i>	Megawatts - Unidade de Potência ( $10^6$ Watt).
<i>TW</i>	Terawatts - Unidade de Potência ( $10^{12}$ Watt).
<i>m<sup>2</sup></i>	Metro quadrado - Unidade de Área.
<i>km<sup>2</sup></i>	Quilometro quadrado - Unidade de Área.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b>	<b>16</b>
1.1.1	Objetivo Geral	16
1.1.2	Objetivos Específicos	16
<b>1.2</b>	<b>Justificativa</b>	<b>16</b>
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração de Energia Elétrica</b>	<b>19</b>
<b>2.2</b>	<b>Energia Fotovoltaica</b>	<b>21</b>
<b>2.3</b>	<b>Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes</b>	<b>25</b>
2.3.1	Sistemas Flutuantes	29
2.3.2	Ancoragem e Amarração	30
2.3.3	Rastreador Solar	32
<b>2.4</b>	<b>Módulos Fotovoltaicos</b>	<b>34</b>
<b>3</b>	<b>MODELAGEM TEÓRICA</b>	<b>41</b>
<b>3.1</b>	<b>Escolha dos módulos fotovoltaicos e análise de estrutura</b>	<b>42</b>
<b>3.2</b>	<b>Levantamento dos dados da Usina hidrelétrica de Itá</b>	<b>43</b>
<b>3.3</b>	<b>PVsys</b>	<b>48</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>58</b>
<b>4.1</b>	<b>Simulação no <i>software</i> PVsys</b>	<b>58</b>
4.1.1	Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 0°N	59
4.1.2	Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 21°N	60
4.1.3	Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 27°N	61
<b>4.2</b>	<b>Comparação de geração entre as simulações de orientação fixa</b>	<b>64</b>
<b>4.3</b>	<b>Análise de uma simulação com <i>tracker</i></b>	<b>65</b>
<b>4.4</b>	<b>Potencial de geração fotovoltaica na UHE Itá</b>	<b>65</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>68</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>69</b>

## 1 INTRODUÇÃO

É de conhecimento amplo que a crise hídrica no Brasil se tornou uma preocupação nacional a partir do ano de 2013. Neste ano a região Sudeste do país enfrentou um longo e árduo período de seca, com queda acentuada dos níveis dos reservatórios e da capacidade de armazenamento. Com suba no preço da energia elétrica e pelas medidas de racionamento. Sendo assim a matriz elétrica brasileira acabou por receber uma atenção especial em uma tentativa de diferenciação da mesma (JARDIM, 2016).

Compreende-se como “crise hídrica” a escassez e degradação da qualidade da água, que tem na poluição ambiental e na superpopulação suas principais causas (JARDIM, 2016). A crise hídrica tratada no presente trabalho relaciona-se, principalmente, com a diminuição do corpo d’água em reservatórios de hidrelétricas. Vale ressaltar que a crise hídrica precariza a geração de energia e faz com que as concessionárias aumentem as tarifas por Quilowatt-hora (kWh), um aumento permitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (STRANGUETO, 2016).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021), o Brasil possui uma matriz elétrica com mais de 70% de fontes renováveis, em sua maioria de natureza hidrelétricas e eólicas, diferentemente da matriz elétrica mundial, que utiliza mais de 60% de combustíveis fósseis (finitos).

Sabe-se que a posição geográfica brasileira e a grande quantidade de água disponível nos rios e lagos nacionais tornam viável a utilização de energias limpas utilizando a fonte hídrica. Considerando que todas as formas de geração possuem algumas desvantagens, há a necessidade, diversificar as matrizes elétricas para que nenhum setor fique sobrecarregado com a demanda.

Para a geração de energia limpa por meio da água é imprescindível a criação de barragens, de maneira a formar grandes espaços alagados. É a ANEEL quem regulamenta e outorga o direito de exploração, aprova os estudos de inventário hidroelétrico e o tipo de empreendimento a ser instalado com base no aproveitamento hidroelétrico, como, por exemplo, a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e a Usina Hidrelétrica (UHE) (ANEEL, 2021).

Uma PCH exige potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área de reservatório de até 13 km<sup>2</sup>, enquanto a UHE exige uma potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, desde que não sejam enquadrados como PCH e estejam sujeitos à outorga de autorização (ANEEL, 2021).

Nesse sentido, as PCH's se tornam mais interessantes, pelo custo mais baixo, na medida em que podem ser instaladas perto de cidades, visando o abastecimento de energia elétrica local. Da mesma forma, as PCH's não geram tantos impactos ambientais quando comparadas com as UHE, as quais exigem o alagamento de grandes espaços para viabilização do projeto, além de monitoramento constante da fauna e da flora do seu entorno, o que eleva

o custo da outorga (CAMPOS, 2021).

Como mencionado inicialmente, a ANEEL permite que concessionárias de energia cobrem uma tarifa adicional referente à crise hídrica. O Brasil registrou, em agosto de 2021, o índice de afluência mais crítico da história. Essa condição mostra uma reduzida capacidade de produção hidrelétrica, causando uma necessidade de acionamento de geração por meio de fontes térmicas não renováveis para suprir a demanda (ANEEL, 2021).

Com a crise da maior geradora de energia elétrica do Brasil e a tarifa aumentando por quilowatt consumido, outras fontes de energia passaram a ser estudadas e utilizadas, como, por exemplo, a energia solar, que tem crescido consideravelmente ao longo dos últimos anos nas residências dos brasileiros. Porém, a energia solar em grande escala ainda se encontra em um estágio muito atrasado no país, ao contrário do que acontece na China, que é detentora do primeiro lugar no ranking mundial de geração solar fotovoltaica centralizada (SOLAR, 2020).

A energia solar se tornou mais evidente na última década, e hoje é vista como uma das alternativas energéticas mais promissoras para os desafios que se enfrentam neste século. O início da história da geração de energia solar por meio de placas fotovoltaicas se deu em meados de 2008, mas apesar de haver inúmeras pesquisas sobre a energia gerada através do sol, que não é considerada renovável, mas sim proveniente de uma fonte inesgotável, os altos custos faziam com que não houvesse interesse em sua instalação. O Atlas Brasileiro de Energia Solar define que o preço de 2006 para 2016 diminuiu cerca de 90%, tornando a energia fotovoltaica mais atrativa (INPE, 2017).

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a geração de energia fotovoltaica centralizada quase quadruplicou entre os anos de 2017 a 2021, tendo, aproximadamente, 3,9MW de potência instalada. As tecnologias em torno da energia solar estão avançando para que a incidência solar seja melhor aproveitada, os módulos fotovoltaicas de hoje em dia possuem uma eficiência maior e em caso de usinas solares, algumas desenvolveram um sistema móvel para que a instalação acompanhe o movimento solar durante o dia (ABSOLAR, 2022).

A geração solar fotovoltaica centralizada necessita de uma grande área para a instalação, por isso que países como a China instalam esse tipo de energia, por terem grandes espaços vazios ou não habitados. Os painéis flutuantes surgem na necessidade da instalação de energia solar em lagos ou rios, na esperança de ocupar um lugar que não iria ser usado para outros fins.

Instalações com painéis flutuantes estão ganhando força pelo mundo. Em Singapura foi inaugurada a maior usina solar fotovoltaica do país com painéis flutuantes. O projeto em Singapura surgiu com a necessidade da diminuição de emissão de dióxido de carbono, pois o país estava sendo pressionado pela utilização apenas de combustíveis fósseis para geração de energia. O projeto é responsável por uma diminuição de emissão de dióxido de carbono equivalente a 7 mil automóveis; a usina conta 122 mil painéis em uma área de 45 campos de

futebol, para gerar até 60MW, esse é o maior empreendimento no país e está instalado em um reservatório (AFP, 2021).

No Brasil, por outro lado, as instalações de usinas fotovoltaicas flutuantes não estão em evidência, sendo a maior localizada em Sobradinho/BA no ano de 2016, com apenas 1MWp quando instalada, podendo ser expandida para 2,5MWp (EPE, 2020).

Considerando a matriz elétrica brasileira, sabe-se que a geração da energia elétrica depende mais da metade de fontes hídricas, ou seja, para cada uma das usinas hidrelétricas instaladas e em funcionamento, um reservatório de área maior de 13km<sup>2</sup> está atrelado. De acordo com Strangueto, o potencial de geração de energia solar no Brasil, utilizando reservatórios de hidrelétricas é de 4.519 GWp, e 4.443 TWh por ano (STRANGUETO, 2016).

A Usina hidrelétrica de Itá (UHE Itá), localizada no município de Aratiba (RS), possui uma história interessante de instalação. Seu funcionamento se deu início no ano de 2000 e a cidade em torno acabou sendo alagada por consequência da construção da barragem. A UHE Itá conta com potencial de geração de 1450MW e área de reservatório de 141km<sup>2</sup>, uma área que poderia estar gerando uma energia solar considerável, aumentando a geração total da usina e melhorando a diversidade da matriz elétrica brasileira (ENGIE, 2021).

Por ser uma tecnologia nova, a instalação de sistemas flutuantes para a geração fotovoltaica centralizada deve ser melhor estudada; por exemplo, as estruturas flutuantes ou denominadas apenas flutuantes, vendidos no mercado hoje, possuem estrutura para os módulos fotovoltaicos com angulação entre 8° e 12°, diminuindo a eficiência dos painéis em lugares com latitudes diferentes. Utilizar softwares de energia solar para analisar a geração da instalação de painéis é uma das formas de estudo necessária para que seja viável a construção de novas usinas solares.

A instalação de sistemas flutuantes em reservatórios de hidrelétricas vem para compor a geração de energia de um lugar que já possui a outorga e traz benefícios de geração para ambas fontes (hídrica e solar). A China, apesar de não possuir muitas hidrelétricas, tem instalado sistemas flutuantes em lagos artificiais e as instalações mostram-se promissoras com melhores eficiências e diminuindo evaporações dos lagos (POWER, 2021).

O Brasil possui alguns empreendimentos desse porte, são projetos pilotos com intenção de expansão, mas não houve mais investimentos nesse tipo de instalação, apesar de promissora; ainda vai levar um tempo para que venha a ter um espaço na matriz elétrica brasileira (EPE, 2021). O presente trabalho irá focar na região de Itá, onde a represa possui cerca de 141km<sup>2</sup> de extensão, sendo necessário avaliar a incidência do local, relevo, geometria do lago e etc. É necessário avaliar a angulação necessária para uma melhoria na eficiência dos módulos fotovoltaicos e, com isso, as estruturas flutuantes disponíveis no mercado.

## 1.1 Objetivos

Nas seções seguintes estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste Trabalho de Conclusão de Curso.

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é uma análise da viabilidade técnica de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas. Visa analisar a área útil para instalação de sistemas flutuantes na UHE Itá-RS, utilizando o software PVSyst; será necessária uma revisão sobre as tecnologias disponíveis no mercado hoje para esse tipo de empreendimento, vantagens do desenvolvimento de usinas fotovoltaicas a partir de usinas hidrelétricas e, por último, potencial de geração de energia por meio da fonte solar na UHE de Itá.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Pesquisar os sistemas fotovoltaicos flutuantes disponíveis no mercado brasileiro;
- Levantar dos dados necessários para a simulação do PVSyst;
- Estimar o potencial de geração de energia solar na UHE Itá;

## 1.2 Justificativa

Com a progressão do aquecimento global, a diminuição de emissão de dióxido de carbono se torna necessária, de forma que novas políticas de controle sejam estudadas e implementadas. O Brasil tem a produção de energia elétrica em sua maioria renovável, porém quase todo o sistema fica à mercê de recursos hídricos (INPE, 2017). Com a crise hídrica se estendendo ao longo dos anos e não tendo em vista uma solução para esse problema, a busca por novas fontes de energia que consigam suprir a demanda estão cada vez mais em alta. Instalações de hidrelétricas estão sendo consideradas ineficientes para suprir a demanda, devido ao aumento populacional e exploração desenfreada de matéria prima (JARDIM, 2016).

Para o funcionamento de todas as turbinas de uma usina hidrelétrica é preciso que a mesma tenha um volume de reservatório hábil para tal, denominada coluna d'água, sendo possível observar o volume necessário e a quantidade de turbinas em funcionamento das hidrelétricas do Brasil por meio do site da ABSOLAR. Com o nível de água muito baixo ou insuficiente para a produção total de uma usina, é necessário utilizar de termelétricas para suprir a demanda de energia elétrica do país. A produção de energia elétrica por meio de termelétrica é mais custosa, portanto, é permitido que valores adicionais sejam cobrados pelo consumo. As termelétricas poluem mais e utilizam recursos não renováveis.

Reservatórios para hidrelétricas possuem alto potencial para a instalação de painéis fotovoltaicos flutuantes, uma vez que são grandes áreas alagadas que, geralmente, não possuem

outra finalidade após se tornarem hidrelétricas, ou seja, o potencial elétrico da hidrelétrica só iria aumentar ou ser complementado caso o nível de água se torne muito baixo. Outra vantagem de sistemas flutuantes seria trazer uma diversidade na matriz elétrica brasileira com geração fotovoltaica centralizada e conseqüentemente a diminuição de emissão de dióxido de carbono.

A posição geográfica do Brasil torna viável a instalação de painéis solares em qualquer uma das regiões do país, porém, a área necessária para implementação de usinas deve ser muito grande, considerando um módulo fotovoltaico de aproximadamente 2,1m<sup>2</sup>. Portanto, áreas que não seriam utilizadas para outros fins podem se tornar atrativas para a instalação de painéis flutuantes. Algumas vantagens nesse tipo de instalação devem ser observadas.

Um sistema fotovoltaico, de forma geral, é um conjunto de módulos fotovoltaicos que captam a irradiação solar e transformam, por meio de inversores, em energia elétrica; as estruturas devem ser pensadas e instaladas de forma a obter a melhor incidência de luz solar sobre os painéis (EPE, 2020).

Espera-se que a demanda por sistemas fotovoltaicos flutuantes cresça nos próximos anos, visto que ajuda a diminuir a criação de algas em reservatórios e diminui a evaporação da água. Também do ponto de vista financeiro, o projeto de painéis flutuantes é mais atrativo pelo fato de a área de reservatórios não estar sendo utilizada para outros fins, enquanto em solo a utilização dos painéis solares iria inviabilizar uma grande área.

Outras vantagens dos sistemas fotovoltaicos flutuantes em relação à instalação em solo é a diminuição da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos e a água que acaba por refletir mais a radiação solar, aumentando a quantidade de incidência que será captada pelo painel (STRANGUETO, 2016).

Consideram-se três tipos de radiação: a direta, que vem especificamente do sol, e incide diretamente no módulo; a radiação difusa, que é proveniente da iluminação que passa por outras superfícies antes de chegar ao módulo; e a radiação refletida, que é considerada toda a radiação refletida por alguma superfície, considerando as propriedades ópticas da superfície. Painéis instalados sobre a água possuem um aumento de geração de energia por meio da radiação refletida, melhorando a eficiência do sistema (MASID, 2019).

A área útil para a montagem dos painéis fotovoltaicos flutuantes depende da região em que serão instalados. O relevo pode influenciar diretamente na radiação direta recebida pelos módulos. A região de Itá possui um relevo relativamente propício para a instalação flutuante; os *softwares* de energia solar são utilizados para análise de instalações solares tanto em solo como em reservatórios para a análise de posição e ângulos de instalação.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

Esta monografia é dividida em cinco capítulos, descritos a seguir:

**Capítulo 1:** Apresenta-se a Introdução do tema que o trabalho trata, composto também pelos objetivos que se pretende seguir e justificativa.

**Capítulo 2:** Revisão Bibliográfica das tecnologias abordadas para realização desse trabalho, aborda-se: Geração de Energia elétrica no âmbito geral, Energia Fotovoltaica, Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes, sendo necessárias subdivisões neste último relacionadas aos componentes desses sistemas; são eles: Sistemas flutuantes, Ancoragem e Amarração e Rastreador Solar. E, por último, a revisão bibliográfica traz os painéis utilizados em UFF na América Latina e pelo Mundo.

**Capítulo 3:** Modelagem teórica com base na revisão bibliográfica do capítulo anterior, para a futura simulação no software PVsyst. Nesse capítulo também há a obtenção dos dados da UHE Itá e parâmetros necessários. Por meio do sistema SIGEL e do CRESESB, os dados, como latitude, longitude e irradiação solar foram obtidos e apresentados nesse capítulo.

**Capítulo 4:** Resultados e discussões baseadas no modelo da parte teórica com simulações para melhoria da eficiência do sistema, utilizando angulações apontadas como as melhores para a região, análise da potência que o reservatório poderia suportar.

**Capítulo 5:** Conclusão do trabalho com indicações para trabalhos futuros e análise de aplicabilidade de sistemas fotovoltaicos flutuantes.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Se faz necessário uma revisão bibliográfica acerca dos assuntos de interesse do presente trabalho. Para a fomentação do trabalho, revisa-se geração de energia elétrica em um aparato geral, energia fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos flutuantes, de forma geral e em reservatórios e, por fim, módulos fotovoltaicos. Os conceitos aqui estudados e analisados serão utilizados para as próximas etapas do trabalho e para agregar conhecimento sobre os temas citados.

### 2.1 Geração de Energia Elétrica

O mundo está cada vez mais preocupado com as destruições que o ser humano fez até agora no planeta. Busca-se, incessantemente, maneiras de gerar energia elétrica que não venham a degradar mais ainda o meio ambiente, procurando a utilização de energia proveniente de fontes renováveis e que diminuam a emissão de dióxido de carbono. Sabemos que a situação climática brasileira já se mostra afetada pelo uso desenfreado de matéria prima. O comportamento do tempo não está de acordo com os parâmetros já estudados das estações climáticas do ano (ALMEIDA et al., 2016).

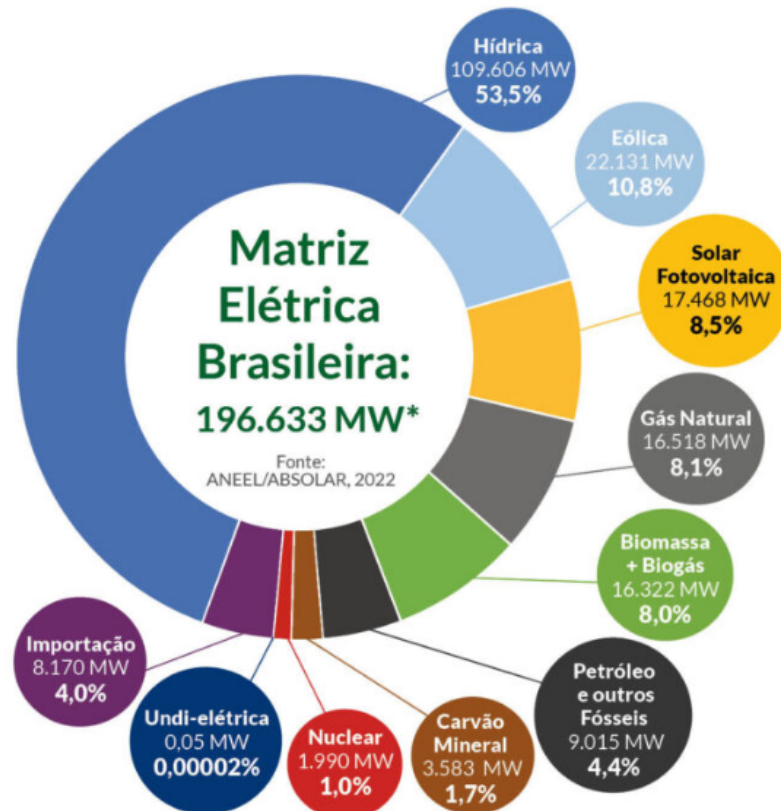
As pesquisas e busca por tecnologias que utilizam fontes renováveis têm se tornado cada vez mais frequentes, e a necessidade de diversificação da matriz elétrica fez com que a energia eólica e energia solar se tornem mais evidentes, tanto no Brasil como no mundo. Em relação às fontes de energia renováveis, o Brasil está muito à frente do restante do mundo - geograficamente privilegiado, pois sua matriz elétrica é proveniente mais de 70% de fontes renováveis, sendo a maior parte de fonte hídrica. Porém, com a necessidade de diversificação, as fontes biomassa, eólica e solar têm aumentado substancialmente sua participação na geração de energia elétrica (ABSOLAR, 2022). A matriz elétrica brasileira e suas principais fontes de energia pode ser observado na Figura 1.

Assim como a fonte eólica ganhou seu espaço na matriz elétrica brasileira, a energia solar está se tornando cada vez mais atrativa. Com o seu crescimento significativo nos últimos anos, por conta de uma melhoria nas tecnologias disponíveis no mercado, a geração fotovoltaica é a mais procurada pelos países como energia limpa (EPE, 2021).

O ano de 2021 foi marcado pela maior escassez hídrica dos últimos 90 anos. Na necessidade de novas fontes de energia, o ano terminou com o maior acréscimo de potência instalada de energia fotovoltaica desde 2016. Apesar da energia eólica ter sido a fonte que mais cresceu neste ano, correspondendo à quase 50% do total de 7.562,08 MW instalado no Brasil, a energia fotovoltaica também teve um acréscimo significativo, ficando em terceiro lugar, cresceu cerca de 17%, totalizando 1.299,46 MW instalados (ANEEL, 2022a).

Apesar de haver usinas hidrelétricas pelo mundo, o Brasil é o país que mais investe nesse tipo de geração. A UHE de Itaipu, localizada entre Brasil e Paraguai, é considerada a

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira



(ABSOLAR, 2022)

maior hidrelétrica do mundo em relação à geração instantânea de energia e a segunda maior do mundo em potência instalada pela quantidade de turbinas, perdendo apenas para Três Gargantas, na China, que utiliza água do degelo para gerar energia em suas 32 turbinas de 700MW e 2 turbinas de 50MW (BELUCO, s.d.).

Considerando a quantidade já mencionada de UHE's no Brasil, reservatórios de água para geração de energia de fonte hídrica são comuns no território brasileiro. Para a construção de uma UHE é necessário um estudo do rio, no qual acontecerá a instalação para análise de queda da água, força do rio e se há necessidade de uma barragem. As barragens são comumente construídas em represas de UHE's. Os impactos ambientais nesse tipo de construção devem ser sempre analisados; algumas vezes se faz necessária a retirada de moradores no entorno da represa, pois a construção pode gerar alagamentos. Esse tipo de transtorno aconteceu na região de Itá, objeto de estudo deste trabalho

Em uma hidrelétrica a água é conduzida até à casa de força através de túneis forçados, passa pela turbina hidráulica, a qual movimentada o gerador. Logo após, a água é restituída ao leito natural do rio, através do canal de fuga. Dessa forma, a água, ao passar pela turbina, faz com que essa gire; por estar acoplada mecanicamente ao gerador, o mesmo, ao girar, transforma a energia mecânica em energia elétrica. A energia gerada é levada através de cabos ou barras condutoras, dos terminais do gerador até o transformador elevador de tensão,

onde tem sua tensão elevada para adequada condução até à subestação (ENGIE, 2021).

Com a crise hídrica, deve-se encontrar outra utilidade para os grandes reservatórios construídos para UHE's. Considerando o pior cenário brasileiro, a crise hídrica irá se estender ao longo dos anos. O Brasil necessita encontrar outras fontes de energia elétrica, que mantenham a matriz elétrica brasileira predominantemente sustentável e que sejam vantajosas.

O espaço necessário para a instalação de painéis fotovoltaicos pode ser o mesmo para as hidrelétricas, grandes reservatórios de água, instalados em rios pelo território brasileiro, ou seja, dando outra funcionalidade para os reservatórios já existentes; as UHE's podem se tornar Usinas híbridas com a instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes nas superfícies de reservatórios. Pode ser uma alternativa para a geração de energia no Brasil.

## 2.2 Energia Fotovoltaica

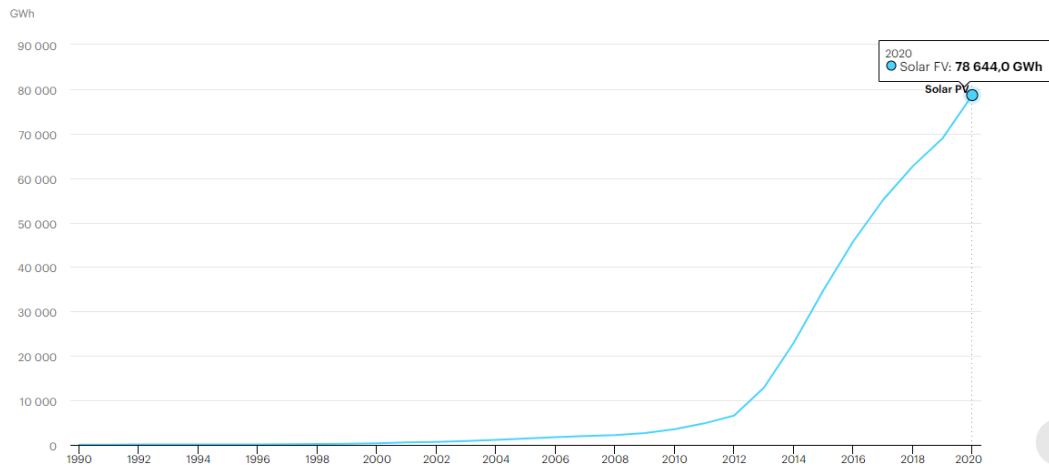
A evolução tecnológica e a redução e custos dos módulos fotovoltaicos ao longo dos últimos anos permitiram um crescimento exponencial da fonte solar fotovoltaica no mundo (EPE, 2021). Essa informação corrobora com os dados fornecidos pela ANEEL: no primeiro trimestre de 2012, o Brasil possuía apenas 6 empreendimentos de fontes solares, porém, 7 anos depois esse número subiu para 2469 empreendimentos, esses empreendimentos são indiferentes da potência, contam todas as homologações de sistema (ANEEL, 2019).

Países desenvolvidos têm visto a geração de energia por meio de módulos solares como uma alternativa para a geração de energia limpa, com crescimento acelerado desde 2012, conforme mostra a Figura 2. Em 2020, o Brasil atingiu 78.644GWh instalado (IEA, 2022). Sendo uma das maiores fabricantes de módulos, a China lidera o ranking de instalações de Usinas Fotovoltaicas (UFV), possuindo, também, as maiores Usinas Fotovoltaicas Flutuantes (UFF), seguido dos Estados Unidos e Japão. Apesar de um investimento significativo do setor privado no território brasileiro para esse tipo de tecnologia, o Brasil ocupava, até 2020, o 14º no ranking de potência instalada. A Tabela 1 lista os países com as maiores quantidades de potências instaladas (SUN, 2021).

O Brasil possui uma posição geográfica vantajosa para a instalação de energia solar, por isso a geração por meio da fonte solar tem crescido tanto no país, já que o Brasil recebe uma boa irradiação solar, principalmente na região do Nordeste. Estima-se que a região menos ensolarada do país ainda consegue gerar mais energia que a região mais ensolarada da Alemanha, que aparece, em 2021, como o quarto país com a maior geração de energia solar, conforme Tabela 1. Portanto, percebemos o quanto essa geração de energia pode crescer no país.

O termo "radiação solar" é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, irradiação solar (PINHO; GALDINO,

Figura 2 – Crescimento da instalação de painéis fotovoltaicos no mundo



(IEA, 2022)

Tabela 1 – Ranking dos países com maiores quantidades de potências instaladas de energia solar

<b>Ranking</b>	<b>País</b>	<b>Capacidade Instalada [MW] (acumulada em 2020)</b>
<b>1</b>	China	253.884
<b>2</b>	EUA	73.814
<b>3</b>	Japão	68.665
<b>4</b>	Alemanha	53.781
<b>5</b>	Índia	38.983
<b>6</b>	Itália	21.594
<b>7</b>	Austrália	17.342
<b>8</b>	Vietnã	16.504
<b>9</b>	Coréia do Sul	14.575
<b>10</b>	Reino Unido	13.462
<b>11</b>	Espanha	11.785
<b>12</b>	França	11.724
<b>13</b>	Países Baixos	10.213
<b>14</b>	Brasil	10.000*

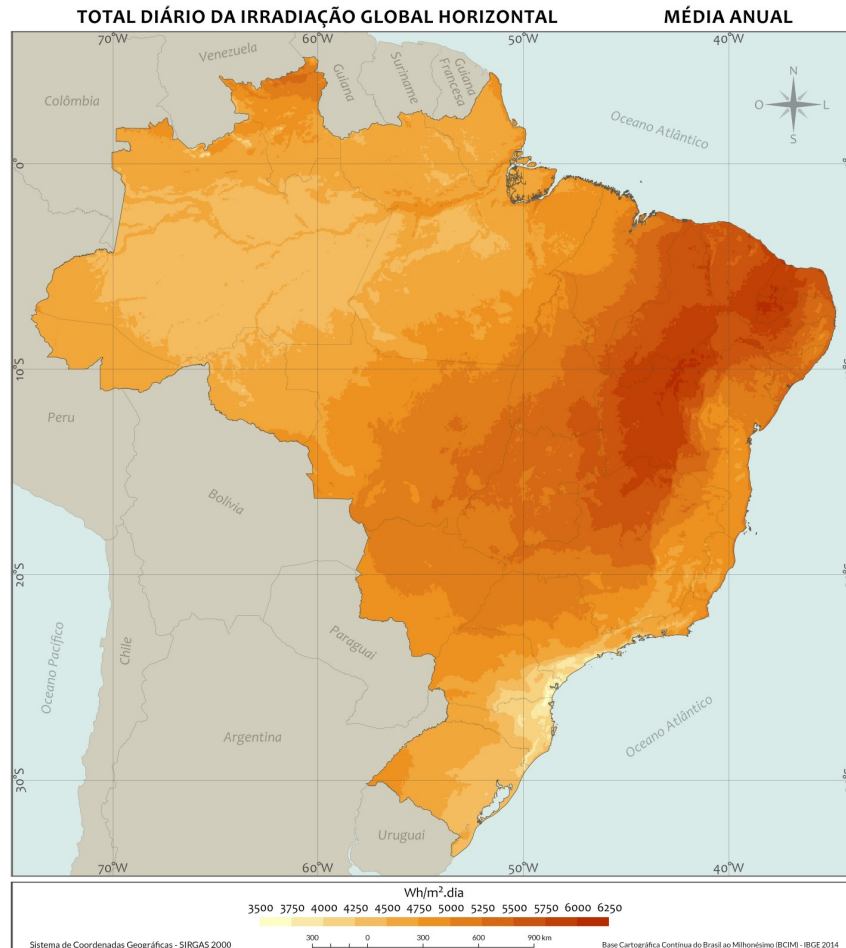
Fonte: Adaptado de (SUN, 2021)

2014). Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, diariamente incide entre 4.444 Wh/m<sup>2</sup> a 5.483 Wh/m<sup>2</sup> no país. O conhecimento e estudo correto da irradiação solar incidente no

plano dos módulos fotovoltaicos é fundamental para o correto funcionamento do sistema e dimensionamento da quantidade de energia que o mesmo pode gerar (INPE, 2017).

O mapa de irradiação solar médio anual, ilustrado na Figura 3, mostra que o Nordeste é a região com maior irradiação solar no território brasileiro.

Figura 3 – Irradiação Solar média anual



(INPE, 2017)

No topo da atmosfera, o planeta recebe cerca de 174 mil TW de potência, porém, cerca de 46% é absorvido ou refletido diretamente pela atmosfera; dos outros 54% que atingem a superfície terrestre, 7% é refletido e 47% absorvido efetivamente. A radiação solar que chega na superfície terrestre e incide sobre uma superfície geradora de energia possui duas componentes. A componente direta é proveniente da direção do Sol e produz sombras nítidas. A componente difusa provém de um espelhamento pela superfície terrestre (PINHO; GALDINO, 2014)

Sabe-se que pelo menos 20% da radiação, em um dia sem nuvens, será radiação difusa, e em um dia nublado, 100% será radiação difusa, ou seja, proveniente do espelhamento. Os dados de radiação apresentados até agora referem-se à radiação proveniente do sol num plano perpendicular ao da propagação (MASID, 2019).

Comumente instalam-se painéis fotovoltaicos com uma inclinação em relação ao solo para melhorar a eficiência do sistema. Em casos em que a superfície de incidência solar está inclinada, ou seja, em que o módulo será instalado com uma certa angulação com a horizontal, haverá outra componente a se considerar nos cálculos de geração de energia, denominada "albedo". Essa componente está relacionada com a região e superfície de instalação dos sistemas fotovoltaicos. Para cada superfície de instalação há um coeficiente de reflexão relacionado (STRANGUETO, 2016).

O termo "albedo" é definido como uma medida da quantidade de radiação solar refletida por um objeto ou superfície, calculada como a razão entre a quantidade de radiação refletida e a quantidade de radiação recebida (AZEVEDO, s.d.). A radiação refletida pela superfície pode voltar para a atmosfera ou ser captada pelos próprios painéis, dependendo da angulação de reflexão e posição dos painéis. O albedo é uma variável que deve ser considerada para a simulação nos *softwares* de energia solar.

Superfícies costumam refletir uma parte da radiação incidente sobre elas, por ser uma variável já conhecida e estudada para o correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, alguns autores definem valores comumente usados para algumas superfícies nas quais se instalam painéis solares. A Tabela 2 qualifica alguns valores de albedo encontrados na literatura disponível para algumas das superfícies possíveis de instalação (PINHO; GALDINO, 2014).

Tabela 2 – Albedo típico para diferentes tipos de superfícies

<b>Superfície</b>	<b>Albedo</b>
Gramado	0,18 - 0,23
Gramma Seca	0,28 - 0,32
Solo Descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto Novo	0,55
Concreto	0,2
Neve Fresca	0,8-0,9
Água, diferentes alturas solar:	
$\alpha \geq 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

Elaboração: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

A superfície de instalação dos arranjos fotovoltaicos deve ser definida para a simulação em softwares. Também são necessárias as coordenadas geográficas da instalação para definição da quantidade de radiação incidente no local. E outra informação relevante retirada da localização do sistema é o melhor ângulo de inclinação em que se obtém a melhor eficiência das placas solares, podendo melhorar a eficiência de todo o sistema. Cada região possui uma inclinação que melhor se qualifica para instalação, e quanto mais perto da linha do equador, mais próximo de  $0^\circ$  será a inclinação (STRANGUETO, 2016).

Por último, os painéis irão ter o máximo de eficiência que a instalação permite, caso seja possível instalar os módulos solares em direção ao norte quando instalados no hemisfério sul, ou seja, virados para a linha do equador, já que a incidência de radiação se torna mais forte nesse ponto planetário.

### 2.3 Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes

A viabilidade para construção de uma usina de qualquer fonte necessita de um estudo. A usina de energia solar não seria diferente, a maior desvantagem hoje apresentada que contribui para a não instalação de usinas fotovoltaicas está relacionada à grande área que a mesma necessita. Os módulos fotovoltaicos produzem energia de acordo com a quantidade de células em sua superfície; portanto, quanto maior for sua potência de geração, maior será a superfície do módulo.

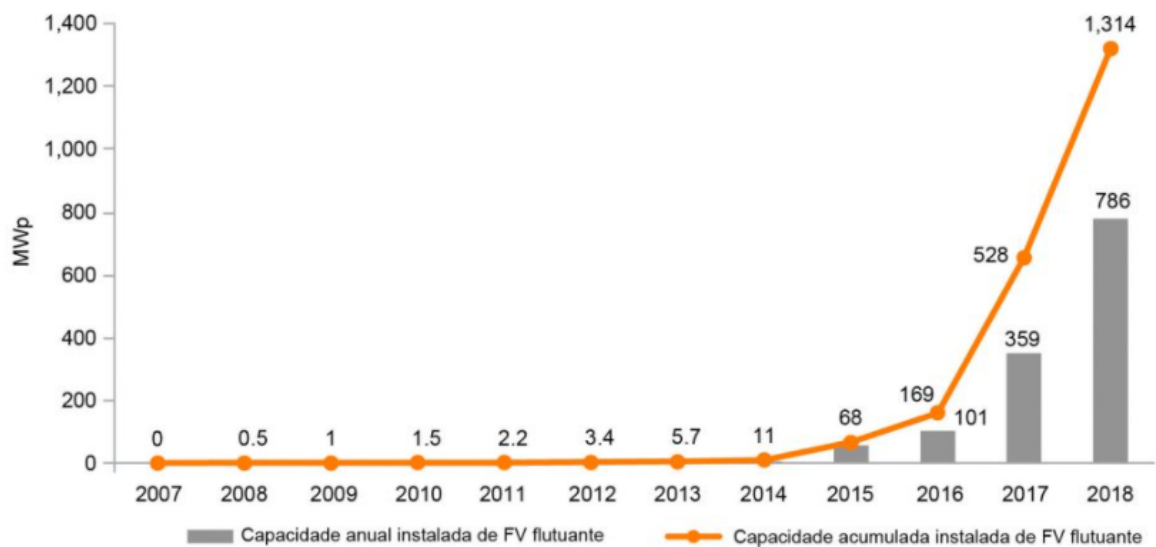
Um exemplo de uma usina de 1MWp, com painéis de 265W, precisaria de 3792 painéis, a instalação resultaria, aproximadamente, um espaço de 10.000 m<sup>2</sup>. Este exemplo se refere à UFF de Sobradinho, empreendimento localizado no Brasil, que faz parte de um projeto para o estudo da tecnologia e possível instalação em outros reservatórios para a hibridização de UHE's (BACELAR, 2019).

Por questão da desvantagem apresentada, lugares como a China tem utilizado lagoas e grandes reservatórios de água para a instalação de UFV, possuindo, desde de 2017, a maior usina fotovoltaica flutuante, com 150MW de potência instalada, distribuídos em 645 mil painéis solares, sendo um projeto da Sungrow Power. Assim como outros 10 projetos da mesma empresa, todos os projetos utilizam de lagos artificiais de explorações de minerais inativos na China (POWER, 2021).

As instalações em pequena escala de UFF pelo mundo começaram no ano de 2008, porém, não houve muito investimento nessa tecnologia, pois tinham estudos voltados para outras fontes, como eólica e biomassa que acabavam sendo mais baratas. Sendo assim, a UFF só começou a ser valorizada no ano de 2016, com a diminuição nos preços de painéis fotovoltaicos e inversores. Sistemas fotovoltaicos flutuantes se mostram uma boa alternativa para países em que o custo do m<sup>2</sup> é elevado para o setor imobiliário, tornando desvantajoso ocupar grandes terrenos com sistemas fotovoltaicos, sendo de grande valia a utilização de lagos e reservatórios para a geração de energia limpa. Por esses motivos, esse tipo de empreendimento têm demonstrado um crescimento exponencial, conforme Figura 4

Países com grande geração hidrelétrica são prioritários para receber energia fotovoltaica flutuante. Por exemplo, no Brasil 8% da área das 165 maiores barragens são suficientes para suprir 80% das necessidades de energia elétrica de todo o país (SOLARISFLOAT, 2022). Apesar de haver poucos empreendimentos do tipo UFF no Brasil, acredita-se que haverá um aumento significativo deste tipo de geração de energia no Brasil nos próximos anos.

Figura 4 – Crescimento de sistemas flutuantes no mundo



(OLIVEIRA, 2021)

A UFF apresenta uma vantagem interessante em relação as UFV em terra, pois a água ao qual se instala os flutuantes tem um papel positivo em relação à temperatura dos painéis, fazendo com que módulos instalados em água apresentem uma melhor eficiência, pois há uma redução na temperatura dos mesmos (BACELAR, 2019)(STRANGUETO, 2016).

Além da diminuição da temperatura dos módulos instalados em água, outras vantagens são apontadas em relação à instalação de UFF em reservatórios de hidrelétricas. A primeira vantagem a se considerar é sobre a evaporação dos corpos hídricos, sendo um grande problema em hidrelétricas, já que a geração depende da coluna d'água disponível.

A evaporação é um problema apresentado por hidrelétricas, principalmente em regiões com clima semiárido, como, por exemplo, a região de Sobradinho, que possui uma evaporação de 123m<sup>3</sup>/s. Sendo assim, a cobertura com flutuantes iria ajudar na redução desse problema, que é o segundo maior gasto com recursos hídricos do país, perdendo apenas para a irrigação na agricultura (BACELAR, 2019). Outra vantagem direcionada às hidrelétricas é uma diminuição na produção de algas associada ao sombreamento proveniente dos flutuantes instalados sobre os corpos d'água.

A principal vantagem da UFF em relação à UFV seria a diminuição da temperatura ocasionada pela água da superfície de instalação. Em relação aos gastos de usinas solares, pode se destacar que o arrendamento de terras para a instalação de painéis solares é um motivo de economia nas UFF's. Outra vantagem da UFF em relação às UFV é a limpeza dos módulos, sendo que a água necessária para a manutenção é de fácil acesso e não há gastos ou desperdícios com a manutenção. Por último, aponta-se o não crescimento de vegetação sob os painéis.

A instalação de estruturas flutuantes em hidrelétricas ajuda a melhorar o balanço água-energia nos reservatórios, por isso mostra-se vantajoso a instalação de sistemas flutuantes em UHE, transformando-as em Usinas Híbridas, os estudos devem ser feitos para maximizar a eficiência dos dois tipos de geração de energia. A Figura 5 mostra o comportamento de um corpo d'água sem (a) e com (b) a instalação de sistemas flutuantes. Na Figura é possível observar que reservatórios sem os sistemas flutuantes costumam ser mais instáveis, e, por esquentarem mais, acabam tendo maior evaporação (SANTAFÉ et al., 2014).

Figura 5 – Comportamento corpo d'água



(SANTAFÉ et al., 2014)

Até agora apresentou-se as vantagens para as hidrelétricas com a construção de UFF e a superioridade em relação as UFV em terra. Porém, considerando apenas a implementação de uma UFF em hidrelétricas, há duas vantagens que podem ser citadas, a primeira está relacionada aos impactos ambientais e a segunda relaciona-se às linhas de transmissão.

Para a construção de uma UHE, é necessário um estudo ambiental do entorno da instalação. Ao afetar o corpo hídrico, também deve-se estar ciente de uma alteração na fauna e flora do local, proliferação de algas e alagamento de áreas habitadas. Todos esses estudos são necessários e realizados antes mesmo da construção da UHE. Portanto, todos esses impactos já foram analisados caso se tenha interesse de uma hibridização da UHE, para a instalação de painéis fotovoltaicos flutuantes.

Em relação às linhas de transmissão, sabe-se que para cada nova usina, independente da fonte de energia, é necessário que haja, juntamente no projeto, as linhas de transmissão e subestação elevadora para a usina. Caso utilize de um local para a instalação de uma UFF que já possui uma UHE não se fazem necessárias novas linhas de transmissão e subestação para o escoamento da energia produzida.

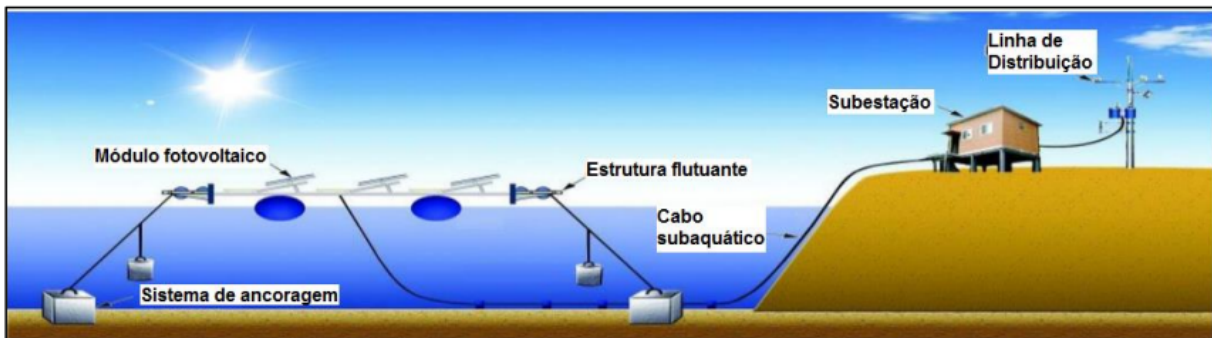
Apresentadas as vantagens da instalação de uma UFF, temos as desvantagens, como o custo, já que são necessários alguns fatores a mais em relação à UFV instalada em terra. Os gastos estão relacionados com a instalação sob a água, que inclui as estruturas necessárias para a sustentação dos módulos, sistema de ancoragem das estruturas flutuantes, vedação dos cabeamentos e cabos especiais para o sistema flutuante. Como desvantagem também é necessário citar uma vida útil menor para o sistema fotovoltaico, considerando a instalação em

água, causando mais corrosão aos equipamentos instalados tornando a manutenção mais cara também.

De acordo com o EPE (2020), os sistemas fotovoltaicos flutuantes possuem algumas semelhanças com os sistemas instalados em terra. Essas semelhanças são a necessidade de inversores, módulos fotovoltaicos, suporte para os módulos, subestação e linhas de transmissão. Os sistemas flutuantes acabam necessitando de alguns equipamentos especiais para esse tipo de instalação, que podem ser observados na Figura 7 e estão citados abaixo:

- **Módulos fotovoltaicos:** captam a irradiação solar e convertem em energia elétrica;
- **Plataformas flutuantes:** estrutura de suporte para instalação dos módulos fotovoltaicos, além de proporcionar estabilidade e flutuabilidade a estes, contendo passarela para manutenção, suporte para os cabos elétricos e inversores, em alguns casos;
- **Ancoragem e amarração:** para fixação da plataforma flutuante nas margens e/ou no fundo do corpo d'água, e que deve ser capaz de resistir aos esforços causados pela variação do nível d'água e pelo vento; e
- **Cabos elétricos:** para a conexão dos módulos fotovoltaicos com a caixa de força, podendo ser inclusive cabos subaquáticos;

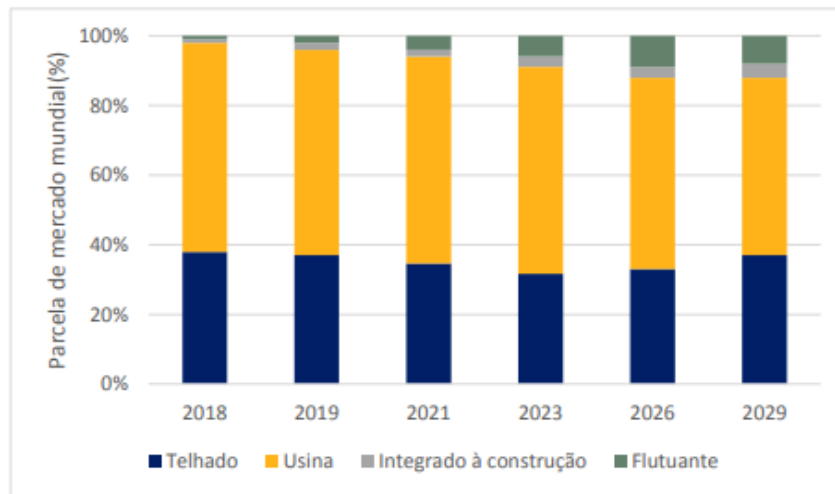
Figura 6 – Esquema básico de uma UFF



(EPE, 2020)

Com o crescimento acelerado de projetos flutuantes por países como a China e a Coreia, há diversos estudos sobre a quantidade desse tipo de instalação para os próximos anos. O “International Technology Roadmap for Photovoltaics” estimou, no ano de 2018, que até o final da década de 2020, cerca de 10% das instalações fotovoltaicas serão de sistemas flutuantes, e será o tipo de instalação que mais vai crescer. O gráfico pode ser observado na Figura 7.

Figura 7 – Projeção de sistemas fotovoltaicos para década de 2020



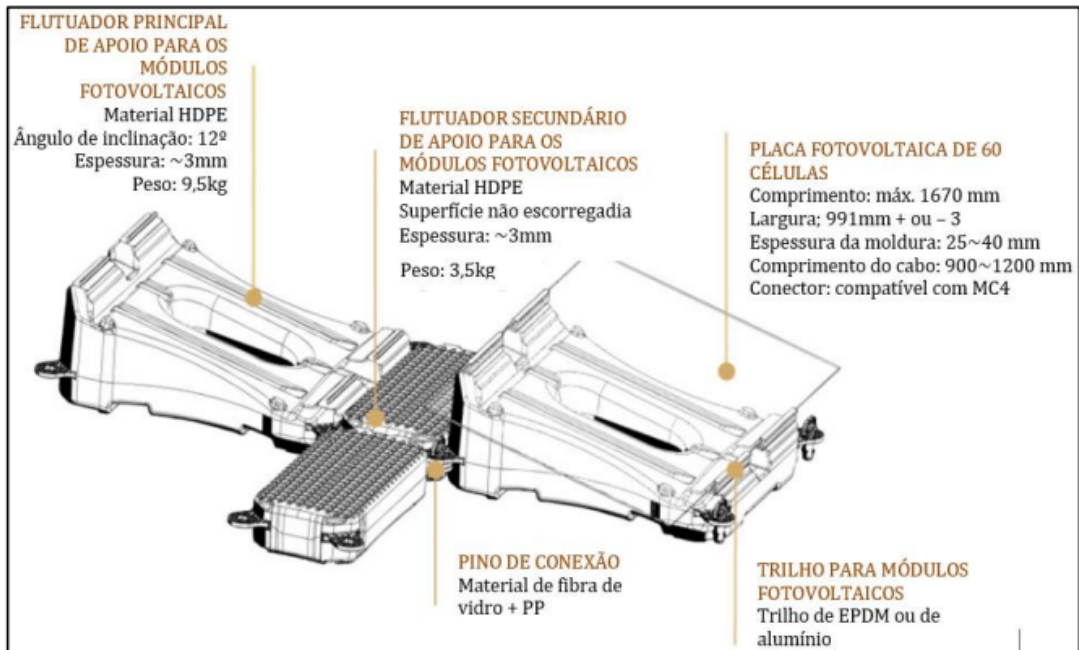
(ITRPV, 2019)

### 2.3.1 Sistemas Flutuantes

Para instalação de uma UFF é essencial conhecer diferentes possibilidades e disponibilidade da indústria, portanto abaixo cita-se os flutuadores disponíveis de acordo com EPE (2020), são eles:

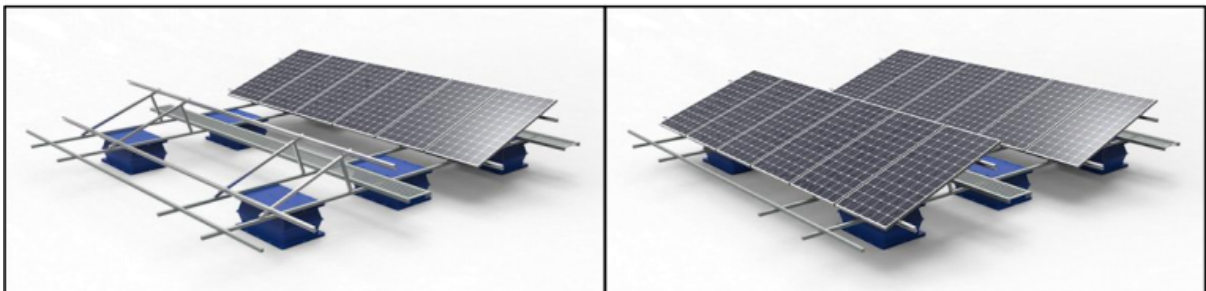
- **Flutuadores para suporte e fixação direta dos módulos:** Construído em termoplástico de alta densidade (HPDE) e ajustado em um ângulo de 12º para módulos de 60 células, cada flutuante ou arranjo de flutuantes será interligado a outro por meio de outro HPDE flutuador com antiderrapante. Essas estruturas apresentam uma desvantagem considerável por ter angulação fixa, pois a eficiência dos módulos para diferentes localizações diminuirá, consideravelmente, caso não esteja na angulação recomendável de instalação para aquela região, conforme Figura 8 (ENERGY, 2019);
- **Flutuantes com estruturas metálicas:** Os flutuantes são menores, sendo responsáveis apenas pelo apoio da estrutura metálica para que a mesma fique sobre a superfície. Considerando a instalação em água, a estrutura deve ser resistente à corrosão, porém, possui suas vantagens, pois é melhor para casos de painéis bifaciais (que geram energia dos dois lados) e o ângulo pode variar, já que a estrutura metálica é a mesma instalada em solo. Esse tipo de estrutura está exposto na Figura 9.
- **Membranas e tapetes:** Uma grande estrutura formada por um tipo de lona, que é rodeada por flutuantes; a instalação dos módulos é feita na superfície na membrana não havendo angulação, ou seja, a desvantagem está relacionada à diminuição da eficiência devido à angulação, assim como o primeiro flutuante apresentado. A Figura 10 mostra uma instalação com membrana, ressalta-se que a membrana deve ser bastante resistente à exposição solar.

Figura 8 – Flutuante com angulação fixa



(EPE, 2020)

Figura 9 – Flutuante com estrutura metálica



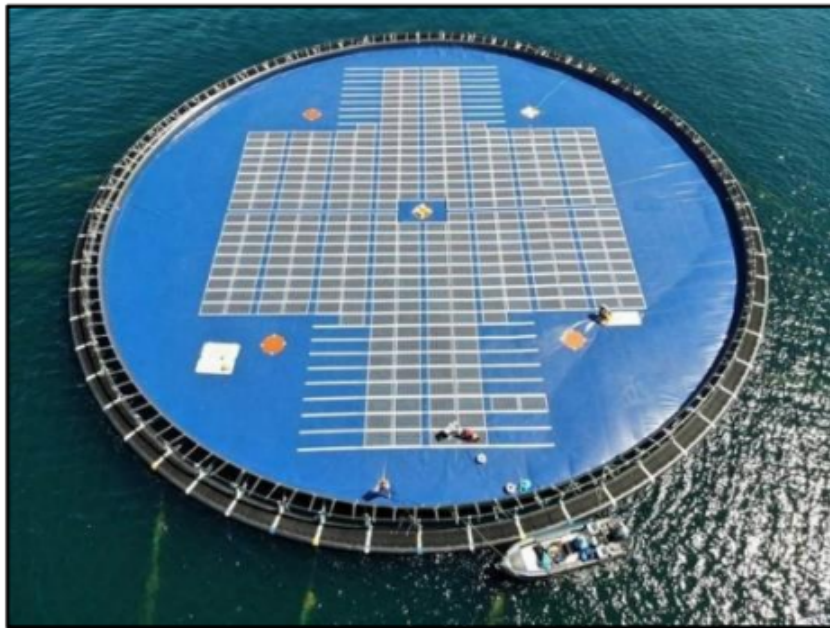
(EPE, 2020)

- **Estrutura tubular:** Módulos de estruturas tubulares com suportes fixos, para melhor utilizar a área disponível, ou em caso de rastreamento solar, ser mais fácil o manuseio. Ese tipo de flutuante é parecido com o anterior, porém, com uma angulação, e com a facilidade de encaixe entre várias estruturas. A Figura 11 apresenta uma estrutura tubular hexagonal conectada a outras.

### 2.3.2 Ancoragem e Amarração

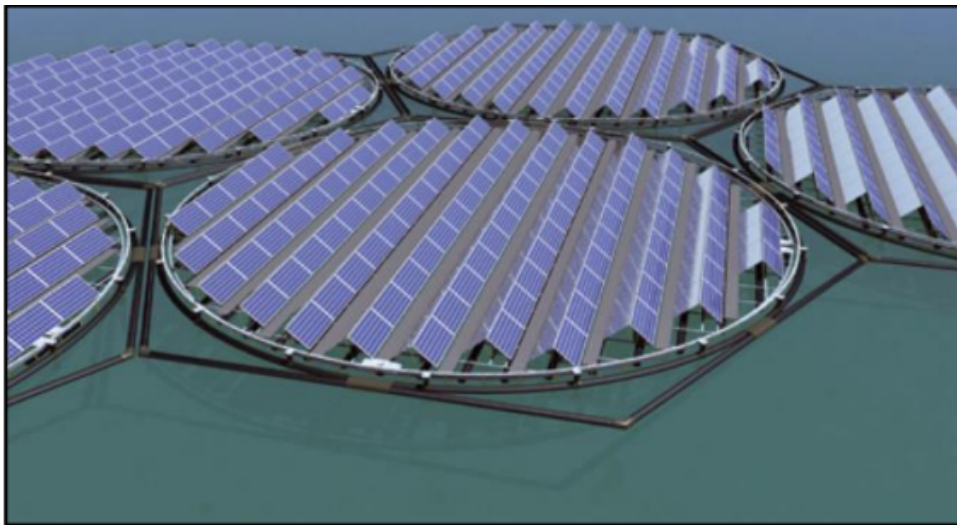
Considerando a utilização de flutuantes, é indispensável um sistema de ancoragem atrelado aos flutuantes. Este sistema de ancoragem deve ser estudado dependendo do lugar de instalação, dos dados do local como topografia, batimetria, composição do solo, variação do nível d'água, velocidade e direção do vento e características de operação do reservatório (velocidade e amplitude, por exemplo).

Figura 10 – Flutuante com membrana



(EPE, 2020)

Figura 11 – Flutuante tubular



(EPE, 2020)

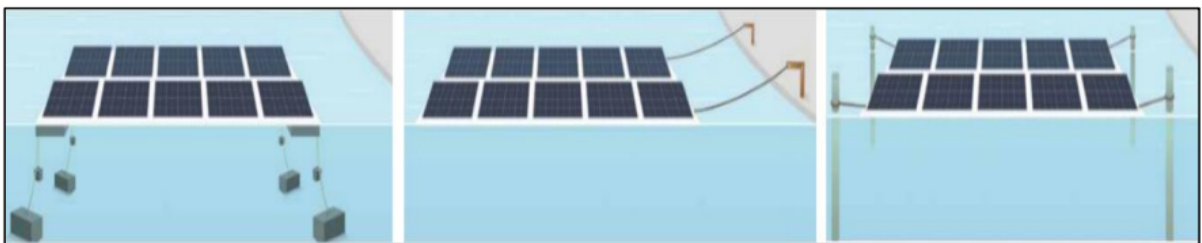
A ancoragem é essencial para o projeto de um sistema de uma UFF para garantir estabilidade e flutuabilidade das instalações pelo tempo em que deverá operar, não vindo a soltar, fazendo com que os flutuantes acabem se perdendo ou se danificando. Destaca-se que o dimensionamento do sistema de ancoragem pode ser mais complexo em reservatórios com variações significativas do nível d'água. Há três tipos de ancoragem comumente utilizados em flutuantes que podem ser observados na Figura 12 e citados abaixo, são eles:

- **Ancoragem por blocos de concreto:** : Como se estivesse utilizando uma âncora, os blocos de concreto são presos à estrutura flutuante por meio de cabos ou cordas e

jogados na água, mantendo o mesmo funcionamento de um barco parado. Esse tipo de ancoragem permite algum movimento dos flutuantes, ou seja, é a menos fixa entre os sistemas.

- **Ancoragem nas margens:** A ancoragem só é possível caso o flutuante esteja perto da margem, pois caso não esteja, o sistema para prender o flutuante ficaria mais caro.
- **Ancoragem por estacas:** Estaqueamento próximo ao flutuante. É parecido com os blocos, porém, uma estaca é utilizada como âncora e deve ir até à superfície.

Figura 12 – Sistemas de Ancoragem



(EPE, 2020)

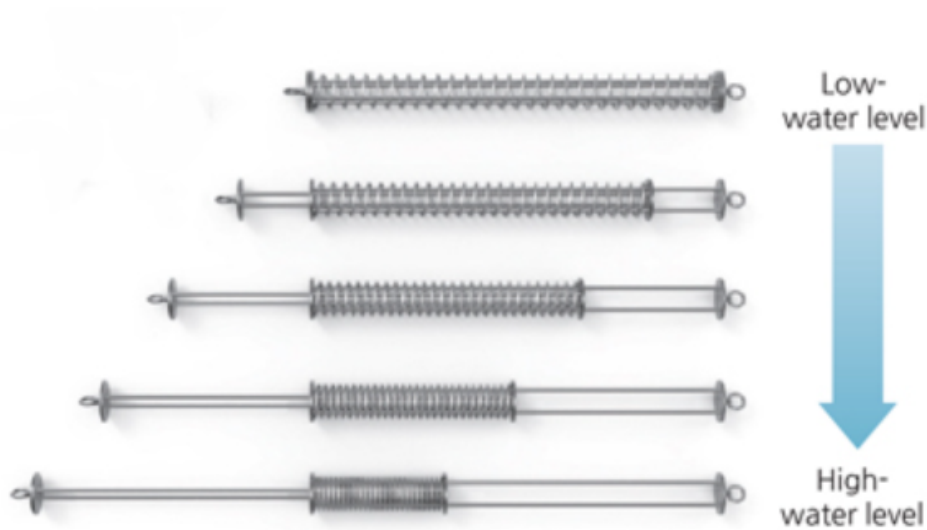
As inovações tecnológicas no mercado mostram melhorias no sistema de ancoragem; sendo novo no mercado e conseqüentemente menos usado, a SCOTRA desenvolveu um dispositivo para a fixação de flutuantes, desenvolvido com uma liga de alumínio-zinco-magnésio é resistente à corrosão, o dispositivo é um tipo de mola, denominada elastômero, que pode se expandir e voltar ao normal, aconselhada para o uso em corpos d'água com grande variação de volume, não afetando a estabilidade do sistema. O elastômero pode ser observado na Figura 13 (SCOTRA, 2022).

### 2.3.3 Rastreador Solar

Os sistemas de usinas terrestres mais modernos possuem um sistema de rastreamento solar, ou seja, o suporte para os módulos não possui angulação ou direção fixa, considerando que o sol nasce e se põe em direções diferentes, os sistemas de rastreamento acompanham o movimento solar. Para cada região é necessário que se tenha um estudo de alguns fatores que estão ligados à posição solar em diferentes estações do ano, como, por exemplo, a latitude. O rastreamento solar se mostra atrativo para usinas em solo, com uma melhoria entre 25 e 45% na geração de energia. Na Figura 14 observa-se uma comparação entre dois módulos, um com rastreador e o outro sem, mostrando que o rastreador solar faz com que o módulo gere mais que o pico do módulo sem rastreador e mantém esse pico por mais tempo, ou seja, durante todo o tempo que há incidência solar o painel irá gerar seu máximo (NASSA et al., 2021).

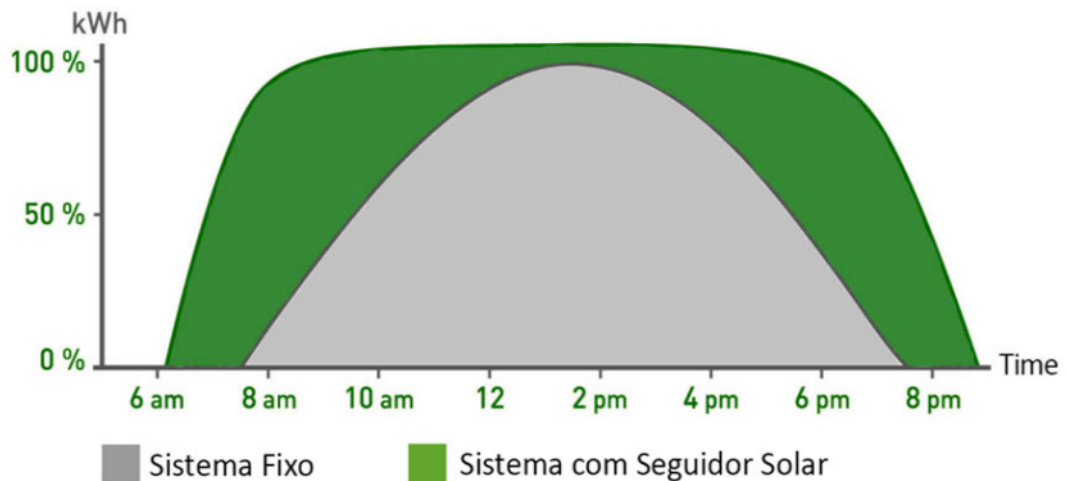
Para as UFV instaladas em solo há dois sistemas de rastreamento comumente utilizados: o sistema em que o movimento é apenas com uma orientação, seguindo o sol somente

Figura 13 – Elastômero



(SCOTRA, 2022)

Figura 14 – Comparação entre módulo com rastreador e sem rastreador



(NASSA et al., 2021)

ao longo do dia. O outro sistema de rastreamento faz com que as placas se movam para todas as direções, trazendo uma importância para as diferentes estações do ano na localidade de instalação. Outra diferença a se salientar sobre os dois sistemas de rastreamento apresentados é que o primeiro a movimentação pode ser feita em conjunto, ou seja, o mesmo arranjo pode se movimentar com apenas um motor.

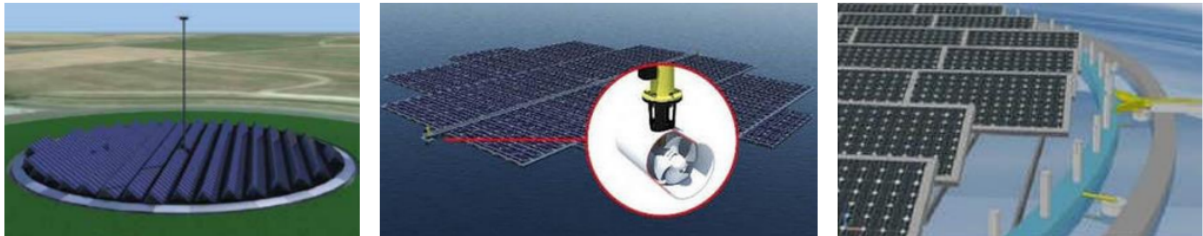
O sistemas de rastreamento para UFF estão começando a se tornar uma alternativa viável para as instalações dos flutuantes. Assim como os sistemas em solo, o rastreamento solar para sistemas flutuantes deve fazer com que todo o sistema se mova, ou seja, no caso de um flutuador, como o mostrado na Figura 11, todo o flutuador deve rotacionar.

A Coréia do Sul, possui uma UFF instalada no reservatório de Deoku, afirma que a instalação flutuante possui uma vantagem de 22% em relação à estrutura em solo e gera 16%

à mais caso possua rastreador solar. Instalado na Usina de 2,67 MW da Coréia o rastreador faz com que a Usina gere energia durante 4,9 horas por dia no mês de janeiro, sem o rastreador esse tempo cai para 3,6 horas (BLUESOL, s.d.). Existem 3 tipos de rastreadores que já foram utilizados em sistemas flutuantes, mostrados na Figura 15, são eles:

- **Rastreador com eixo vertical:** O flutuante possui um eixo vertical que permite a rotação de todo o flutuante.
- **Rastreador com propulsores:** Utiliza de propulsores para mover o flutuante, utilizado para flutuantes possuem angulos retos.
- **Rastreador com roda:** O flutuante possui rodas que giram em uma plataforma.

Figura 15 – Rastreadores: (a) Com eixo vertical; (b) Com propulsores; (c) Com roda



(EPE, 2020)

Em questão de rastreadores para flutuantes, a Empresa SolarisFloat desenvolveu um rastreador de 2 eixos, parecido com os rastreadores em solo. Esse rastreador gira um arranjo de painéis. A Figura 16 mostra o projeto piloto da Solaris, em que o flutuante redondo gira no sentido anti horário, e cada painel varia a sua angulação entre  $0^\circ$  e  $45^\circ$  para melhoria da geração. O produto patenteado, denominado PROTEVS+ é uma ilha composta por 180 módulos de 370Wp, totalizando 73kWp (SOLARISFLOAT, 2022).

## 2.4 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos solares são os componentes principais para a geração de energia por meio da fonte solar. Quando os estudos e instalações de painéis fotovoltaicos começaram a ser instalados o seu preço era muito alto. O crescimento da energia fotovoltaica no Brasil se dá por causa da redução dos preços dos equipamentos, a tecnologia continua se tornando cada vez mais barata e acessível; com isso, os consumidores passam a gerar sua energia elétrica de forma limpa e renovável a preços baixos, menores, inclusive, do que comprar energia da distribuidora.

No ano de 2011, o preço da instalação de painéis fotovoltaicos era de, aproximadamente, 3,70 US\$/W, enquanto para uma PCH tinha o valor de 1,00 US\$/W, mas a redução de preços para esse tipo de instalação foi drástica, chegando a 0,6 US\$/W no ano de 2016 (GAMA, 2014) e (STRANGUETO, 2016).

Figura 16 – Rastreador de 2 eixos da Solaris



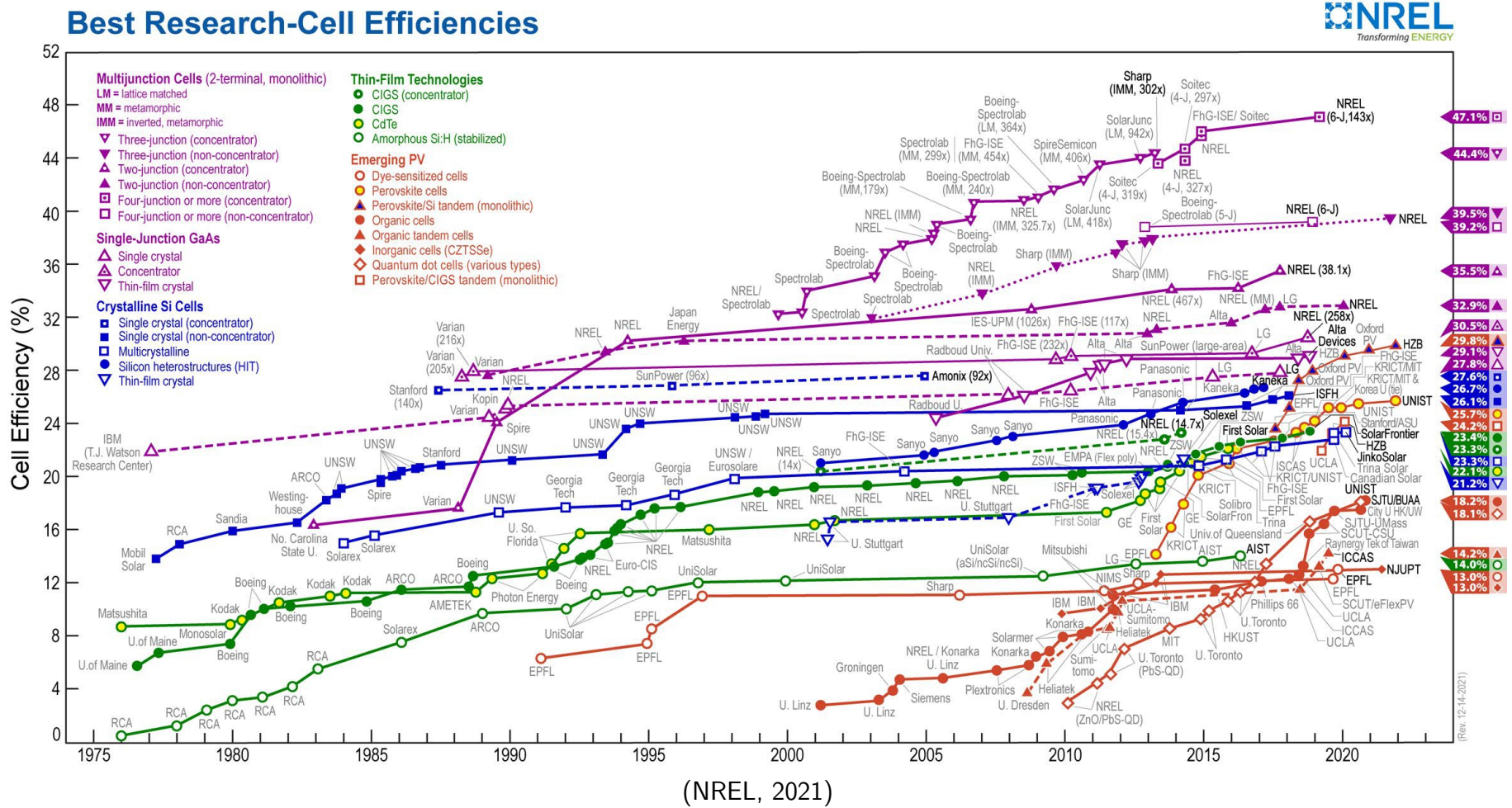
(SOLARISFLOAT, 2022)

Fabricantes estão buscando melhorar a eficiência dos painéis. Hoje, um painel de 550Wp da LONGi possui cerca de 21% de eficiência, mas com os avanços da tecnologia, há estudos para que uma placa solar venha a capturar outros espectros da luz solar, que serão testados em satélites, utilizando materiais como alumínio, fósforo, arsênio e outras ligas. A eficiência atinge marcas recordes de 47,1%. A expectativa dos cientistas é que a tecnologia possa atingir níveis de eficiência superiores a 50% (AZEVEDO, 2020).

Hoje, os módulos com a melhor eficiência são de Arsenieto de Gálio, apresentando eficiência próxima a 32%, porém, possui um preço muito alto quando comparados às células apresentadas no mercado (ENERGY, 2021). A Figura 17 possui um gráfico com a eficiência em relação aos tipos de células disponíveis no mercado, desde 1976 até 2020, disponibilizada pela NREL. As células fotovoltaicas *Single Crystal* e *multicrystalline* podem ser encontradas no Brasil e estão representadas na Figura 17 com a cor azul, com símbolo de quadrado e possuem uma eficiência entre 26,1% a 27,6%.

Outra tecnologia promissora são as células solares perovskitas, que atingiram o nível de eficiência de 28%. Os engenheiros pesquisadores acreditam que podem chegar até cerca de 35%. As perovskitas são uma família de materiais com uma estrutura cristalina específica, nomeada em homenagem ao mineral com essa estrutura. Quando usadas para criar células solares, elas mostraram potencial de alto desempenho e baixos custos de produção. A Figura 17 também apresenta a melhoria de eficiência das células perovskitas. Portanto, acredita-se que essa nova tecnologia irá trazer uma redução de custos para a instalação solar e, conseqüentemente, expandir a geração (ENERGY, s.d.)

Figura 17 – Eficiência das células solares ao longo dos anos



As 10 maiores fabricantes de módulos solares do ano de 2018 possuem representantes e importadores no Brasil, sendo possível comprar qualquer uma delas em território Brasileiro, entre essas fabricantes, 7 pertencem a China. A Tabela 3 mostra a lista das fabricantes. Apesar de ser de 2018, a lista não costuma mudar muito ao longo dos anos, principalmente por tratar a maior parte de fabricantes chinesas, que não perdem seu posto entre as maiores, mas concorrem entre si.

Tabela 3 – Maiores Fabricantes de módulos solares

Classificação	Fabricantes
1	JinkoSolar
2	Trina Solar
3	Canadian Solar
4	JA Solar
5	Hanwha Q-CELLS
6	GCL
7	LONGI Solar
8	Risen Energy
9	Shufeng
10	Yingli Green

(JESUS, 2020)

Deve-se salientar que em questão de eficiência do datasheet dos módulos não há muito diferença entre as fabricantes quando se trata da mesma tecnologia e material utilizado, porém, existem alguns fatores que tornam um painel melhor que o outro. A eficiência dos painéis fotovoltaicos garantida a longo prazo será essencial para a escolha dos painéis para o sistema fotovoltaico; os melhores módulos garantem uma queda menor em eficiência ao longo dos anos (JESUS, 2020).

Considerando que as maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos podem ser facilmente encontradas em território brasileiro, observa-se para o presente trabalho módulos fotovoltaicos utilizados nas instalações de sistemas flutuantes na América Latina e no Brasil. A Lista com as usinas com tecnologia Hydrelío® está exposta na Tabela 4. A tecnologia Hydrelío® possui soluções para a instalação de sistemas flutuantes para a facilidade na fabricação, transporte e instalação.

A Tabela 4 nos mostra que as 5 Usinas desenvolvidas na América Latina pela Hydrelío® utilizaram os painéis da JINKO SOLAR (China) e Canadian Solar (Canadá), portanto, a análise considera apenas esses painéis por uma questão de importação ao Brasil.

Primeiramente, analisando a JINKO SOLAR, que possui um valor de mercado superior ao da fabricante canadense. Compara-se um painel de 450W das duas fabricantes: a JINKO SOLAR apresenta um módulo 25% mais caro, com eficiência de 20,85% e promete oferecer uma redução na eficiência em 25 anos de apenas 15,2%; em contrapartida, o módulo da Canadian possui uma eficiência de 20,4%, porém, fornece uma degradação na eficiência, ao

Tabela 4 – Usinas instaladas na América Latina

Ano	Usina	Localização	Potência	Quant.	Módulo
2019		Brasil	1,005kWp	3792	Canadian Solar 265W
2019		Chile	85kWp	256	JINKO SOLAR 330W
2018		Colômbia	99kWp	368	JINKO SOLAR 270W
2017		Brasil	305kWp	1150	Canadian Solar 265W
2017		Panama	24kWp	96	TRINA 250W

(CIELTERRE, 2021)

longo dos 25 anos, de 13,75% (JINKOSOLAR, 2021), (CANADIANSOLAR, 2019).

A Canadian possui uma boa reputação no mercado por se tratar de uma empresa Canadense, arrisca-se dizer que possui peças de melhor qualidade(MASID, 2019). Os novos módulos fotovoltaicos, lançados no ano de 2020 da Canadian Solar, apresentam custo de produção de 2.7% menor que seus antecessores, trazendo projetos mais baratos com esses módulos (CANADIANSOLAR, 2019).

Como os empreendimentos mostrados na Tabela 4 não são tão recentes, a Tabela 5 apresentará as UFF mais recentes desenvolvidas com a Hydrelío®. A escolha dessa empresa para análise dos painéis que estão sendo utilizados no mercado é por essa empresa disponibilizar a marca dos painéis que utiliza nos seus empreendimentos.

Tabela 5 – Usinas instaladas no último ano no mundo

Ano	Usina	Localização	Potência	Quant.	Módulo
2021		USA	985kWp	2.592	REC Solar 380W
2021		Taiwan	10266kWp	25.992	TSEC -
2021		Taiwan	22752kWp	57.600	TSEC -
2021		Taiwan	21571kWp	54.612	TSEC -
2021		USA	4780kWp	11.660	ET Solar -

(CIELTERRE, 2021)

Como é possível perceber os módulos fotovoltaicos utilizados nas usinas instaladas no último ano fora do território brasileiro, em sua maioria, são da marca TSEC, um módulo não comercializado no Brasil, e o PVsyst não tem esse módulo em seu acervo. Outro fator interessante a mencionar é que os módulos utilizados nas construções são monocristalinos, que possuem uma vantagem na eficiência em relação aos módulos policristalinos. A diferença entre os dois módulos se dá pela pureza do bloco de silício usado em cada um, enquanto o monocristalino usa apenas uma célula. O policristalino utiliza vários cristais de silício na sua composição, sendo menos puro.

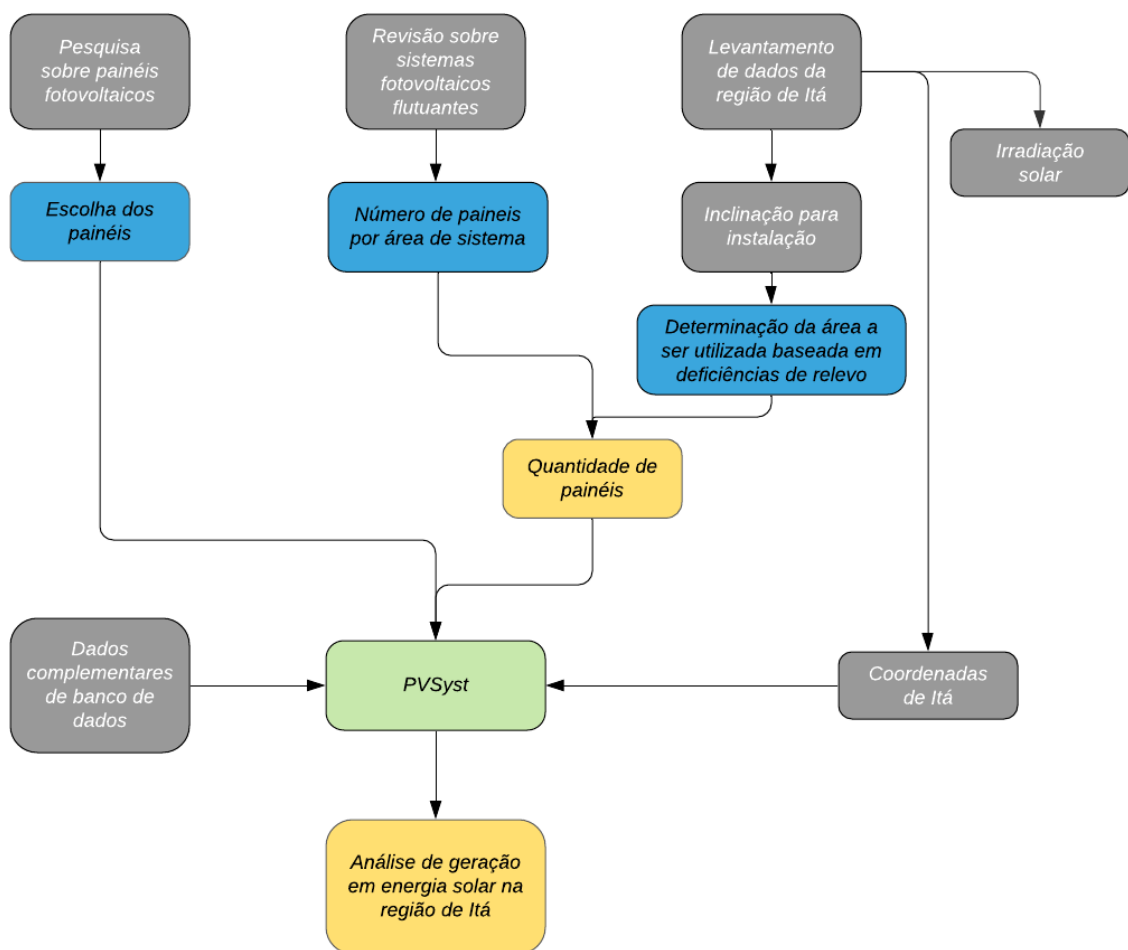
Há outras tecnologias já apresentadas no mercado estrangeiro envolvendo sistemas flutuantes, conhecidas como painéis de fita, são painéis instalados diretamente na água que utilizam sistemas de bóias do tipo espaguete para não afundar. Os painéis de fita vem

apresentando uma melhoria na eficiência em relação aos módulos instalados em flutuantes, pois estão mais resfriadas do que os módulos sobre a água. Outro fator interessante está relacionado ao fato de não precisar gastar com a estrutura flutuante, apesar de serem mais caros que os painéis comuns. Os painéis de fita, apesar de mencionados, não serão considerados para utilização neste trabalho, pois não há comercialização desse tipo de painel no território brasileiro, sendo necessário um investimento muito superior para uma tecnologia nova no mercado.

### 3 MODELAGEM TEÓRICA

É necessário reconhecer as etapas desenvolvidas neste trabalho, levando em consideração a parte teórica, ou seja, as escolhas e caminhos escolhidos com base no estudo até aqui. O fluxograma da Figura 18 mostra as etapas seguidas até a utilização do PVsyst para cálculo do potencial elétrico da UHE Itá. O fluxograma foi desenvolvido baseado em Strangueto (2016).

Figura 18 – Fluxograma das etapas de modelagem



O fluxograma possui cores representando 4 diferentes ramos em que o trabalho irá seguir. Primeiramente, a cor cinza representa as pesquisas e revisões bibliográficas, que necessitam ser realizadas para uma elaboração do trabalho. A cor azul representa as decisões tomadas para a concepção do trabalho com base nas pesquisas das etapas anteriores. Cálculos serão necessários para a finalização do trabalho e simulação do PVsyst, que será representado pela cor amarela. Por último, a cor verde está relacionado apenas com a simulação no PVsyst.

### 3.1 Escolha dos módulos fotovoltaicos e análise de estrutura

A apresentação dos painéis utilizados nos sistemas de usinas flutuantes na América Latina serão considerados neste trabalho para a análise de viabilidade de flutuantes. É necessário maximizar os benefícios que esse tipo de instalação pode trazer para ambas as gerações de energia, portanto, os fatores a serem observados são:

- **Inclinação e orientação dos módulos:** Para maximizar os ganhos com eficiência dos painéis, a inclinação deve ser de acordo com o local de instalação, sendo necessário esse estudo.
- **Separação entre os painéis:** Para que não haja áreas de sombreamento, o espaçamento entre um módulo e outro deve ser considerado no arranjo.
- **Esquema de passarelas:** A manutenção planejada deve ser considerada na hora da construção da usina, por isso se faz necessário um esquema de passarelas entre os arranjos.
- **Sistema de resfriamento:** As usinas costumam utilizar da própria água do reservatório para o resfriamento, por meio de chafarizes.

Em conjunto com a análise do corpo hídrico, deve-se destacar algumas informações importantes para dispor na plataforma flutuante, dentre elas analisa-se:

- Inclinação dos painéis, em regularidade com a elevação do corpo hídrico;
- A geometria do reservatório deve ser analisada também, visto que a área dos corpos hídricos não costuma ser com ângulos retos, pela água ocupar o espaço possível para tal;
- A versatilidade da plataforma flutuante tem que ser avaliada também, já que existem corpos hídricos que variam muito seu nível, tendo que haver uma distância considerável da margem do rio.

Para a simulação no PVsyst, e a análise deste trabalho, cita-se do que é composto um sistema flutuante, suas necessidades para o corpo hídrico e sua futura geração de energia como usina híbrida:

- **Plataforma Flutuante:** A plataforma flutuante para instalação deve oferecer estabilidade, e ser resistente ao corpo d'água onde será a instalação, sendo avaliada a salinidade do local. Comumente se utiliza flutuantes feitos de polietileno.
- **Estrutura para o módulo:** O módulo deve ficar preso, assim como em instalações em solo, sendo que a estrutura pode ser do tipo rastreadora ou não.

- **Ancoragem:** O tipo de ancoragem, depende do corpo d'água, pelos problemas de crise hídrica apresentados. A ancoragem será feita abaixo do flutuante e não nas margens do corpo hídrico.
- **Amarração:** Cordas nauticas ou nylon são suficientes para a amarração, não sendo necessário uma grande estudo, já que não há problemas com seres vivos ou vegetação.
- **Inversor:** Não há necessidade de uma escolha especifica de um inversor, apenas a relação correta entre arranjo de painéis, a corrente e tensão suportada pelo painel. Considerando o banco de dados do PVsyst, o inversor escolhido é da Growatt (STRANGUETO, 2016).
- **Módulos Fotovoltaicos:** Os módulos a serem considerados serão os utilizados em sistemas flutuantes na América Latina, por serem facilmente encontrados no território brasileiro e possuírem certificado INMETRO.

Com a caracterização de alguns pontos para a simulação do PVsyst, é necessário analisar o entorno da usina hidrelétrica juntamente com o levantamento dos dados da região para instalação dos painéis.

### 3.2 Levantamento dos dados da Usina hidrelétrica de Itá

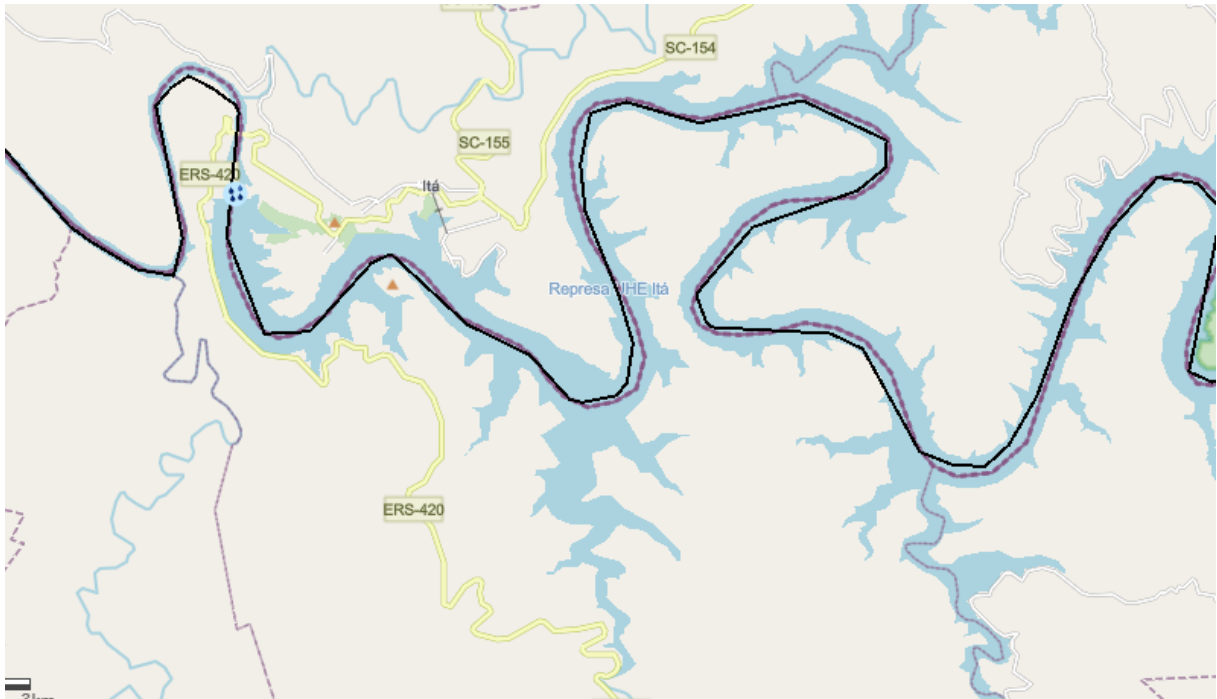
Para o levantamento do potencial de geração de energia solar fotovoltaica na região de Itá, alguns dados da UHE devem ser verificados. O Banco de Informações Gerenciais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019) foi acessado verificando a existência de 217 empreendimentos classificados como Usinas Hidrelétricas, totalizando, aproximadamente 98GW instalado, sendo o responsável por 59.8% da geração de energia elétrica brasileira.

O estado de Santa Catarina possui 26 empreendimentos cadastrados como UHE's, sendo a de Itá uma delas, localizada no rio Uruguai, entre as cidades de Aratiba (RS) e Itá (SC). Possui 1.450 MW de capacidade instalada, em cinco unidades geradoras com turbinas verticais de 290 MW cada.

A UHE Itá possui uma área total de 141km<sup>2</sup>, porém, essa não pode ser a área total para a instalação de painéis solares, por conta do relevo do rio Uruguai, por estar localizada em uma região com muitos morros. A represa de Itá tem uma largura maior do que o resto da extensão do rio, mas não é possível a instalação de flutuantes por todas as duas bifurcações. A Figura 19 mostra uma visão de satélite da região da represa de Itá juntamente com a posição das turbinas geradoras na cidade de Aratiba (RS).

Com o sistema de Informações Georreferenciais do Setor Elétrico - SIGEL foi possível obter algumas informações necessárias para a simulação no PVsyst e outras características da UHE Itá. Para acessar os elementos necessários no SIGEL, é preciso selecionar o mapa que mostra apenas as UHE's no Brasil, sendo que esse seria o objeto de interesse para o presente trabalho; o SIGEL possui diferentes mapas relacionadas a geração de energia elétrica

Figura 19 – Região da Usina Hidrelétrica Itá



(ANEEL, 2022b)

no Brasil, estando na página inicial do sistema; primeiramente deve-se selecionar a opção 'mapas', conforme Figura 20

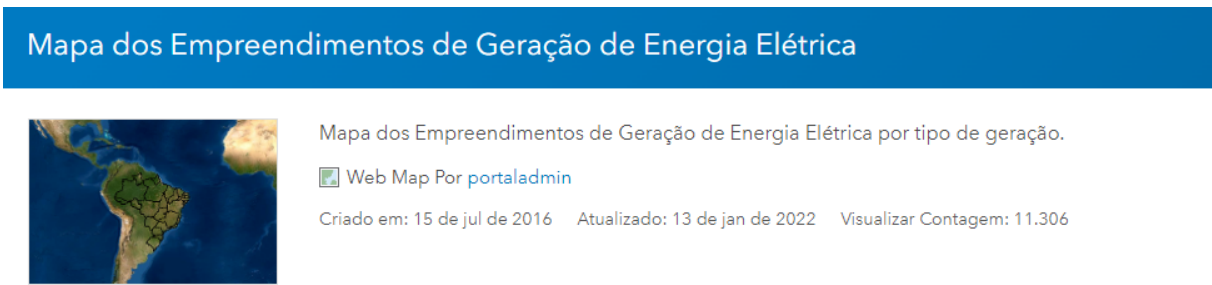
Figura 20 – Página inicial do sistema SIGEL



(ANEEL, 2022b)

O sistema SIGEL possui 7 tipos de mapas, o de interesse é o com a geração de energia elétrica no âmbito nacional, conforme Figura 21. O mapa possui todos os empreendimentos de geração de energia elétrica independente de qual fonte. No caso a geração de energia elétrica

Figura 21 – Mapa dos empreendimentos de geração de energia elétrica



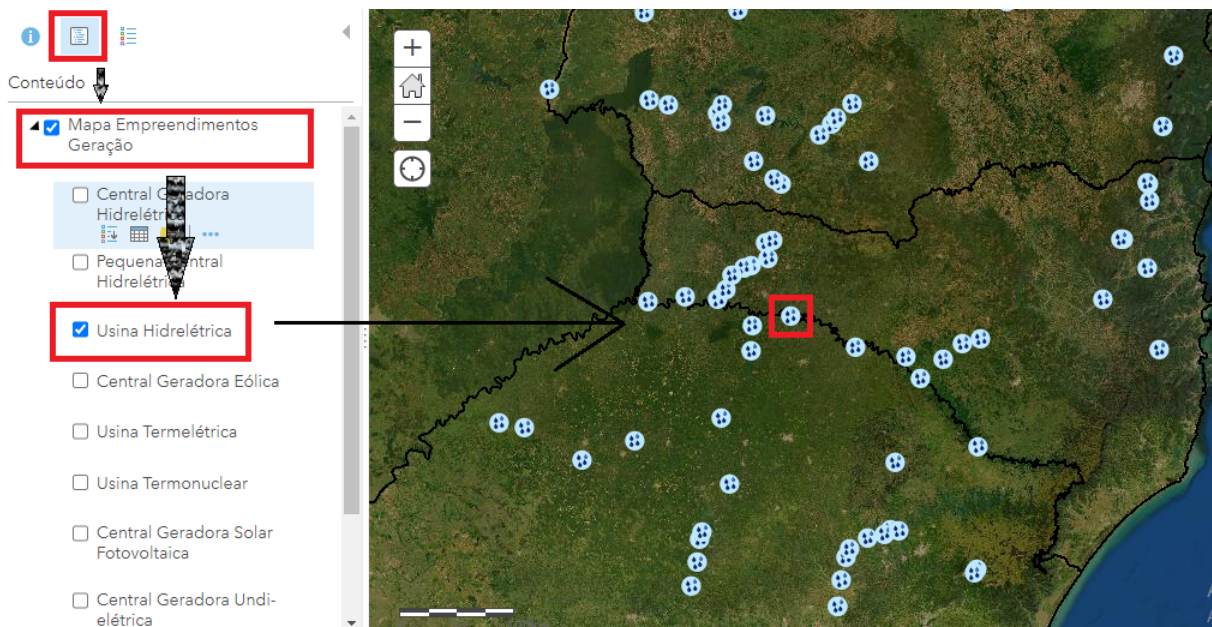
### Descrição

Mapa contendo as camadas de Empreendimentos de Geração (Central Geradora Hidrelétrica, Pequena Central Hidrelétrica, Usina Hidrelétrica, Central Geradora Eólica, Usina Termelétrica, Usina Termonuclear, Central Geradora Solar Fotovoltaica e Central Geradora Undi-elétrica) e Áreas Especiais (Assentamentos, Quilômbos, Terras Indígenas, UCs Federais, UCs Estaduais e Municipais, Biomas, Solos, Mapa de Geologia/Litologia, Produção de Sedimentos, Produtores de Bioenergia, Rodovias, Divisão Estadual e Divisão Municipal). As camadas presentes no mapa apresentam Sistema de Referência Geográfico Sirgas 2000.

(ANEEL, 2022b)

proveniente de fonte hídrica, está dividida em UHE's, PCH's e CGH's, sendo cada uma delas separadas por 'em operação', 'em construção' e 'construção não iniciada'. O objeto de estudo do trabalho é uma usina hidrelétrica em operação desde o ano 2000, entre os estados RS e SC, portanto, no sistema iremos procurar pelas usinas hidrelétricas, conforme a Figura 22.

Figura 22 – Mapa com as usinas hidrelétricas em operação no Brasil



(ANEEL, 2022b)

Cada simbolo da Figura 22 representa uma usina hidrelétrica. Ao clicar na usina hidrelétrica de Itá se obtém algumas informações relevantes para o trabalho. As coordenadas geográficas são de interesse deste trabalho, pois será necessário para a simulação do PVSyst, e

alguns dados para conhecimentos gerais da Usina. Na Figura 23 observa-se alguns dos dados disponíveis no SIGEL.

Figura 23 – Dados referentes a Usina Hidrelétrica de Itá

Usina Hidrelétrica: Itá			
Nome	Itá	Latitude do barramento (GMS)	27°16'36,134"S
Proprietário	Itá Energética S/A, Engie Brasil Energia S.A	Longitude do Barramento (GMS)	52°22'55,703"W
CNPJ	01.355.994/0001-21, 02.474.103/0001-19	Latitude Casa de Força (GMS)	27°16'58,068"S
CEG	UHEPHRS001152-5-01	Longitude Casa de Força (GMS)	52°23'27,157"W
Município da Casa de Força	Aratiba	Potência (KW)	1.450.000,00
UF da Casa de Força	RS	Número de unidades geradoras	5
Município	Aratiba	Potência por unidade geradora (KVA)	305.000,00
UF	RS	Fator de potência	0,95
Município 2	Itá	Potência por turbina (kW)	290.000,00
UF 2	SC	Engolimento Mínimo (m³/s)	
Rio	Rio Uruguai	Tipo de turbina	Francis Vertical
Código da Bacia	12,00		
Código da Sub bacia	73,00		
Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%)	0,28	NA normal jusante (m)	264,00
Indisponibilidade Programada (%)	3,45	Área NA máximo montante (km²)	141,18
Perda hidráulica nominal		Área NA mínimo montante (km²)	
NA máximo maximorum montante (m)	375,70	Área Drenagem da bacia (km²)	44.500,00
NA máximo montante (m)	370,00	Volume do reservatório no NA máximo de montante(Hm³)	5.099,78
NA mínimo montante (m)	364,00		

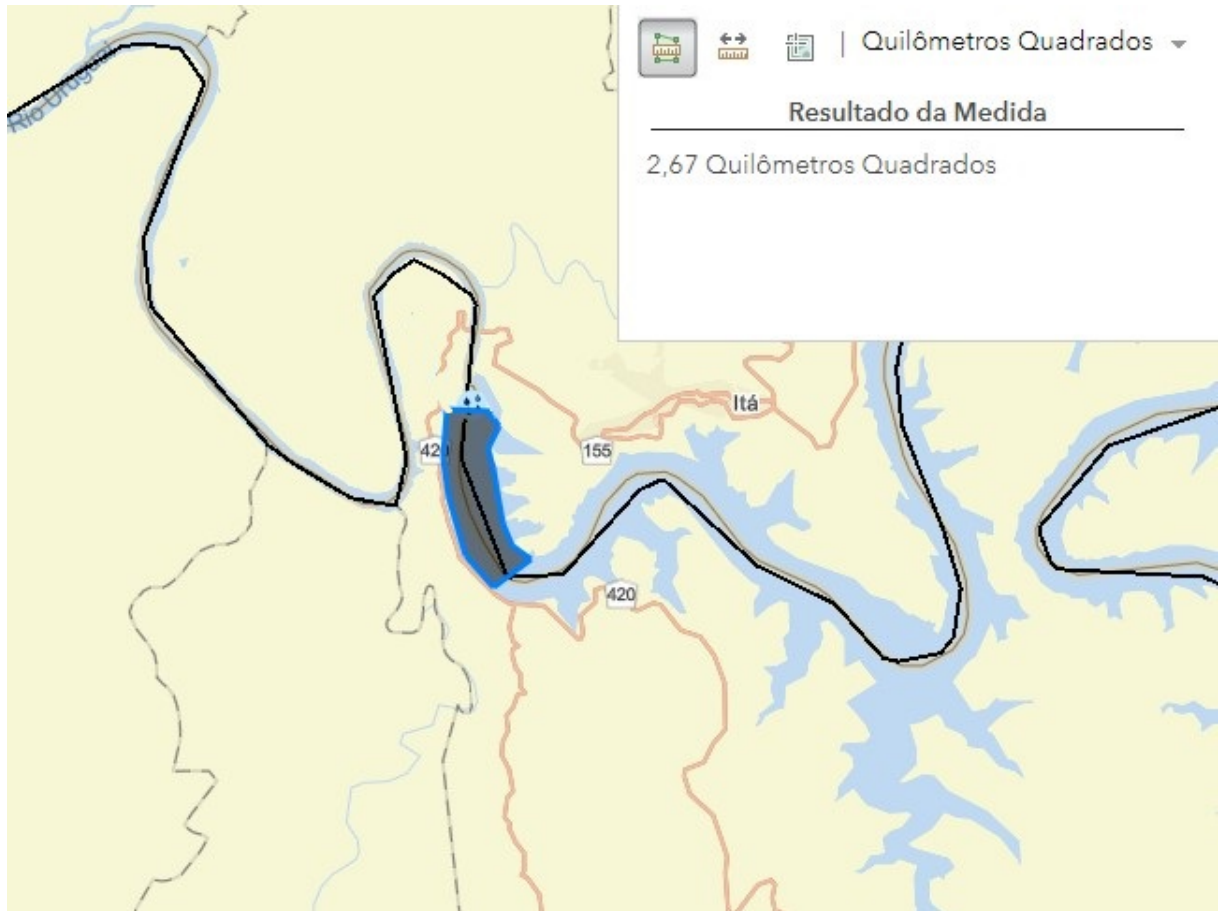
(ANEEL, 2022b)

A Figura 23 mostra a longitude e latitude do barramento e da casa de força. Há, também, a área máxima do montante, como já havia mencionado anteriormente, de 141km<sup>2</sup>. Potência outorgada e potência por unidade geradora que já foram apresentadas anteriormente, retiradas do site da Engie, podem ser observadas nas informações fornecidas pelo sistema SIGEL.

Para a escolha do melhor arranjo de módulos fotovoltaicos, deve-se considerar a área alagada da represa, que fique próxima à casa de força, pois uma das vantagens da instalação de sistemas flutuantes é a utilização do empreendimento de uma usina já em funcionamento, para o aproveitamento de linhas de transmissão. Por uma extensão de aproximadamente 18km da represa é possível a instalação de painéis, pois, depois dessa extensão, o rio Uruguai começa a enrarecer, com uma largura média de 0,8km. Esses dados foram medidos no sistema SIGEL, assim como a área de 18.8km<sup>2</sup>, conforme a Figura 24.

Como o presente trabalho está relacionado com um estudo de caso sobre a viabilidade da instalação dos painéis, a instalação na represa, mesmo que considerada uma área menor do que a área total do empreendimento, pode ser facilmente estendida para o resto da construção. Também deve-se considerar que, como visto anteriormente, não se deve instalar flutuantes próximos às margens do corpo hídrico, contudo, uma distância segura das margens não é fixa, depende da oscilação do nível da água. Consideramos que cerca de 20 a 25% da área total da instalação não será usada por estas questões. Para o caso de 2,67km<sup>2</sup>, teríamos aproximadamente 2,1km<sup>2</sup> e para o 141km<sup>2</sup>, que seria a área total da represa, teríamos 112km<sup>2</sup>

Figura 24 – Área da represa de Itá ao longo de 2,67km<sup>2</sup> de extensão



(ANEEL, 2022b)

disponíveis para instalação.

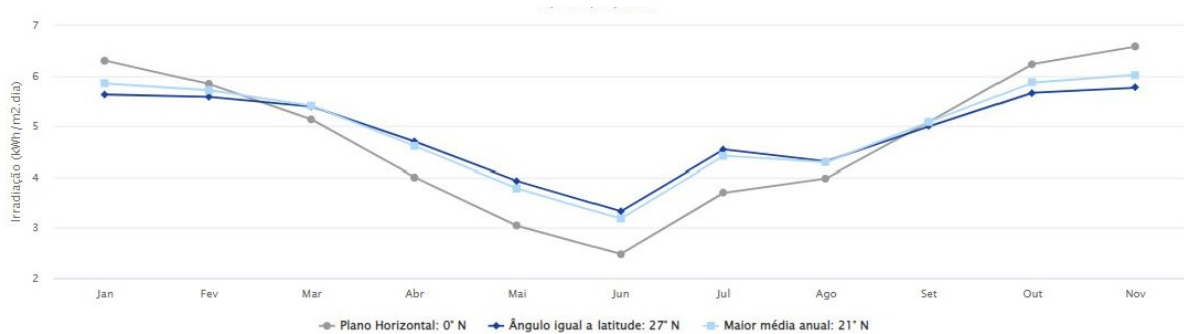
Por último, deve-se obter a latitude e longitude da UHE Itá, para que seja possível obter a quantidade de irradiação solar da região ou entorno, e a melhor angulação de instalação dos módulos para se ter uma melhor eficiência. As coordenadas já tinham sido obtidas por meio do SIGEL, com isso, o site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito (CRESESB) fornece a quantidade de irradiação solar em KWh/m<sup>2</sup>.dia.

A Figura 25 mostra o gráfico que compara três diferentes angulações, em cinza mostra a instalação dos painéis no plano horizontal, comumente as instalações no plano horizontal costumam ter uma média anual menor que os casos em que os painéis estão instalados de acordo com o a latitude do local de instalação.

Pode-se perceber no gráfico que existem algumas altas no plano inclinado referente aos meses de verão, já que a irradiação solar aumenta devido ao movimento da Terra. Porém, não é o suficiente para que a média seja maior com essa angulação. A angulação referente à latitude de 27°N possui algumas perdas quando comparada à melhor angulação de 21°N, como se vê na Figura 25.

A análise de irradiação solar pela CRESESB mostra a cidade de Aratiba - RS, pois

Figura 25 – Irradiação Solar na Região da UHE Itá



(CRESESB, 2017)

Tabela 6 – Irradiação Solar por meses para as diferentes angulações

Ângulo	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0° N	6,23	5,78	5,14	4,07	3,04	2,48	2,82	3,72	3,99	5,12	6,24	6,57	4,60
Ângulo = latitude	27° N	5,57	5,52	5,39	4,79	3,92	3,32	3,74	4,57	4,31	5,02	5,66	5,76	4,80
Maior média	21° N	5,79	5,65	5,41	4,70	3,78	3,18	3,59	4,44	4,30	5,11	5,86	6,01	4,82

Fonte: Elaboração própria a partir de (CRESESB, 2017)

a casa de força da UHE Itá está localizada nessa cidade. A Tabela 6 mostra os valores da irradiação solar diária média mensal das três opções de angulações apresentadas.

Os módulos fotovoltaicos precisam de uma certa distância entre suas fileiras para que seja de fácil acesso para os casos de manutenção e também para que não haja sombreamento de um módulo com o outro. Recomenda-se 0,5 metros, porém, isso depende da angulação utilizada na instalação dos módulos. Todos os fatores aqui citados serão melhor regulados no software PVsyst, no qual ao modificar a angulação dos painéis, também altera-se o espaçamento.

### 3.3 PVsyst

Para estimar o potencial de geração na UHE de Itá utilizou-se o software PVsyst. O PVsyst começou a ser desenvolvido em 1992, por um físico PHD da Universidade de Genebra, André Mermoud, um sistema baseado no Windows para simulação fotovoltaica. Mas apenas em 1999, o *software* recebeu sua interface gráfica. Desde então, o software vem se modernizando e a maioria dos projetos de energia solar dos EUA foi simulado no PVsyst (AVAXGFX, 2021).

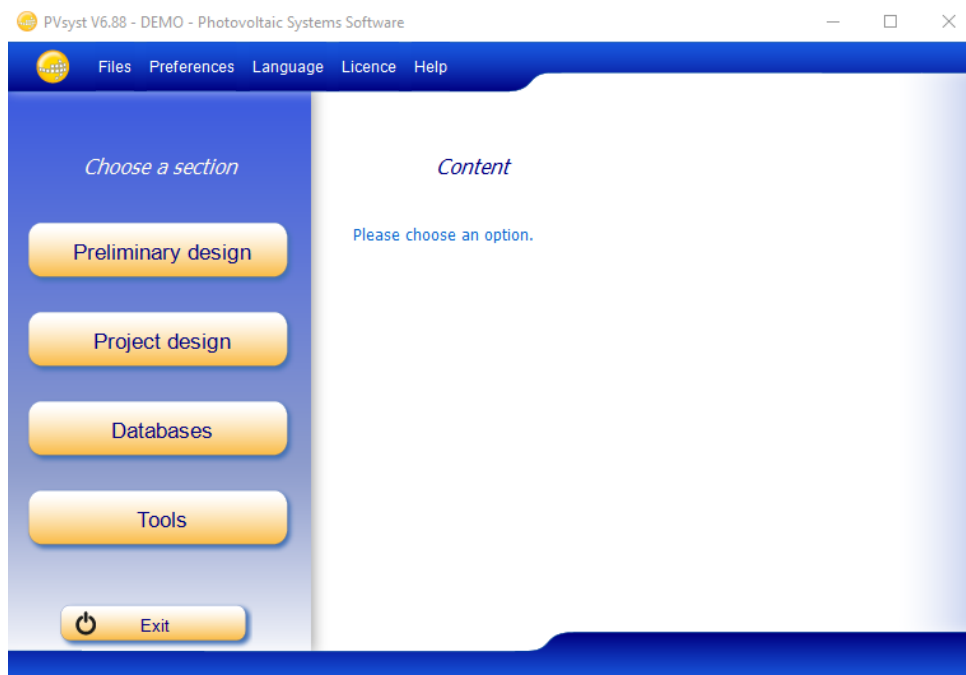
O PVsyst foi projetado para ser usado por arquitetos, engenheiros e pesquisadores. Inclui um menu de Ajuda contextual detalhado que explica os procedimentos e modelos usados e oferece uma abordagem amigável com um guia para desenvolver um projeto. O PVsyst é

capaz de importar dados meteorológicos, bem como dados pessoais de muitas fontes diferentes (PVSYST, s.d.). O *software* permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado, com estudo de sombreamento e dados de investimento. É um dos softwares mais utilizados no mundo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (STRANGUETO, 2016).

A instalação do PVsyst é realizada por meio do próprio site, e a versão escolhida para o presente trabalho é a 6.88, de 07 de maio de 2020. Há a versão mais recente do *software*, porém, a escolha se deu pela maior facilidade de utilização entre um e outro e por conta da versão anterior possuir mais tutoriais de uso na internet, apesar do *software* ser de fácil utilização. A instalação do *software* é bem rápida e simples, podendo alterar o idioma para o português.

A Figura 26 mostra a interface inicial do PVsyst, em que existem quatro opções de escolha, duas de projetos e as duas últimas seria a base de dados (databases), que armazena dados meteorológicos e de componentes necessários para uma instalação fotovoltaica utilizados na simulação do *software*. A última opção se refere a ferramentas (tools) didáticas e de informação sobre geometria solar, otimização de orientação e também sobre incompatibilidades.

Figura 26 – Interface inicial do PVsyst



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst

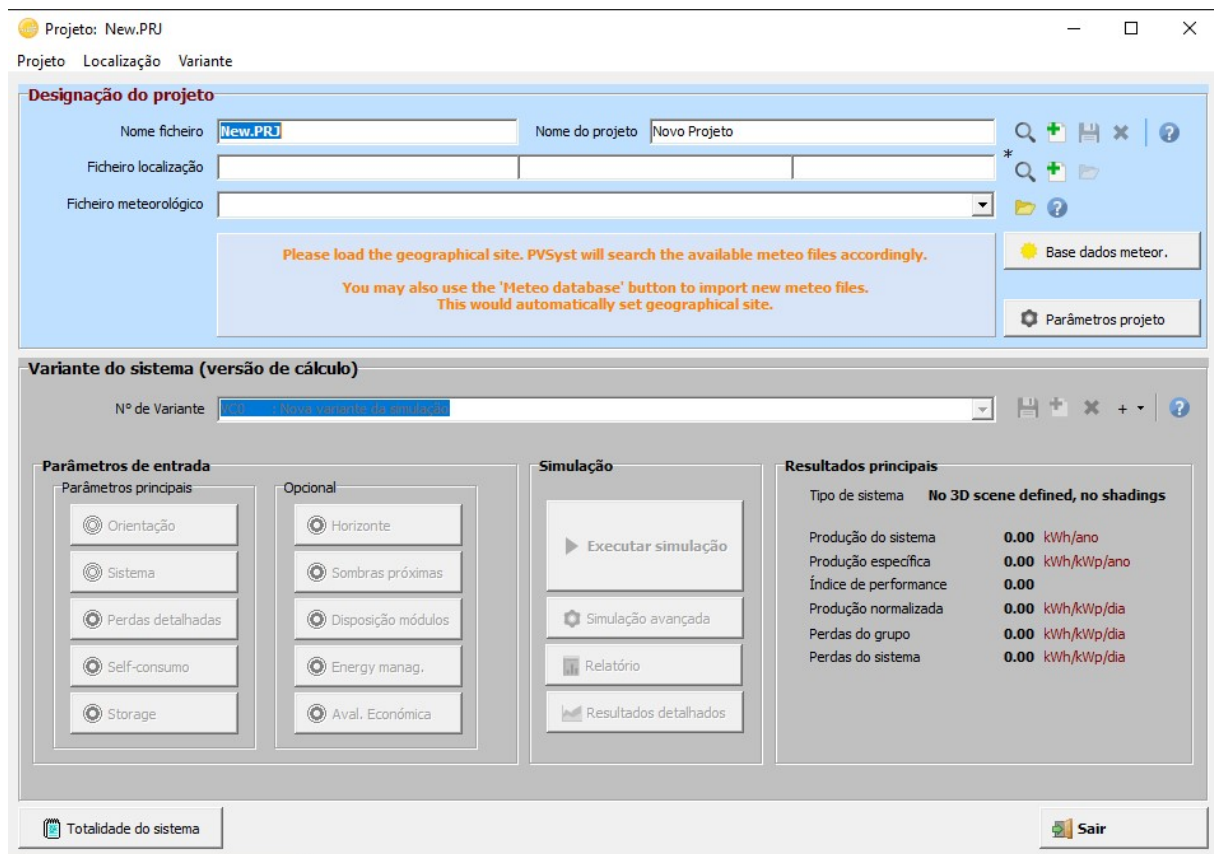
As duas opções iniciais do *software* se referem a projetos. A primeira é para dimensionamento prévio de um projeto, que não necessita de componentes reais para a simulação. A segunda, denominada 'project design', aborda um estudo e análise detalhados do projeto, calculando seu rendimento com simulações horárias. Diferentes variantes podem ser comparadas e analisar efeitos de sombras próximas, sombras do horizonte e o sistema de

rastreamento. Para o trabalho, utiliza-se a segunda opção por questões de detalhamento para a melhor análise do potencial.

Para a simulação é necessário escolher que tipo de sistema será simulado. Existem três opções de sistemas. O primeiro, conhecido como 'on-grid', é conectado à rede da concessionária; o segundo, denominado 'off-grid', utiliza armazenamento com baterias, tendo energia mesmo no caso de falta de abastecimento da concessionária, até que as baterias estejam vazias; por último, o sistema de 'bombagem' ou bombeamento solar é baseado em energia fotovoltaica, utilizada para acionar uma bomba de água acoplada a um motor DC ou AC. Para o presente trabalho, utilizou-se o primeiro sistema, o 'on-grid'.

A Figura 27 apresenta a página de configurações para simulação do sistema. Para que seja possível liberar o acesso do botão 'Executar simulação', alguns passos e definições devem ser seguidos. Os parâmetros escolhidos para a simulação serão definidos ao longo deste capítulo e cada um explicado para a correta simulação do sistema.

Figura 27 – Interface para o projeto on-grid



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst

Na Figura 27 observam-se duas separações, a designação do projeto e a variante do projeto. Para que seja possível habilitar as variantes, é necessário definir o sistema. Listam-se abaixo os parâmetros para a simulação.

**Parâmetro 1:** Localização geográfica – É o primeiro dado que o sistema exige,

sendo o principal para análise do sistema, pois a partir desse dado que o PVsyst consegue informações de irradiação solar. O PVsyst possui em seu banco de dados algumas localizações, porém, como é necessário a localização exata da UHE Itá, deve-se usar a opção de adicionar localização, utilizando os dados de longitude e latitude no mapa. A Figura 28 é a tela principal para adicionar uma nova localização. Os dados básicos necessários são de longitude e latitude, que já foram fornecidos pelo sistema SIGEL e utilizados também no site do CRESESB.

Figura 28 – Interface para definir a localização

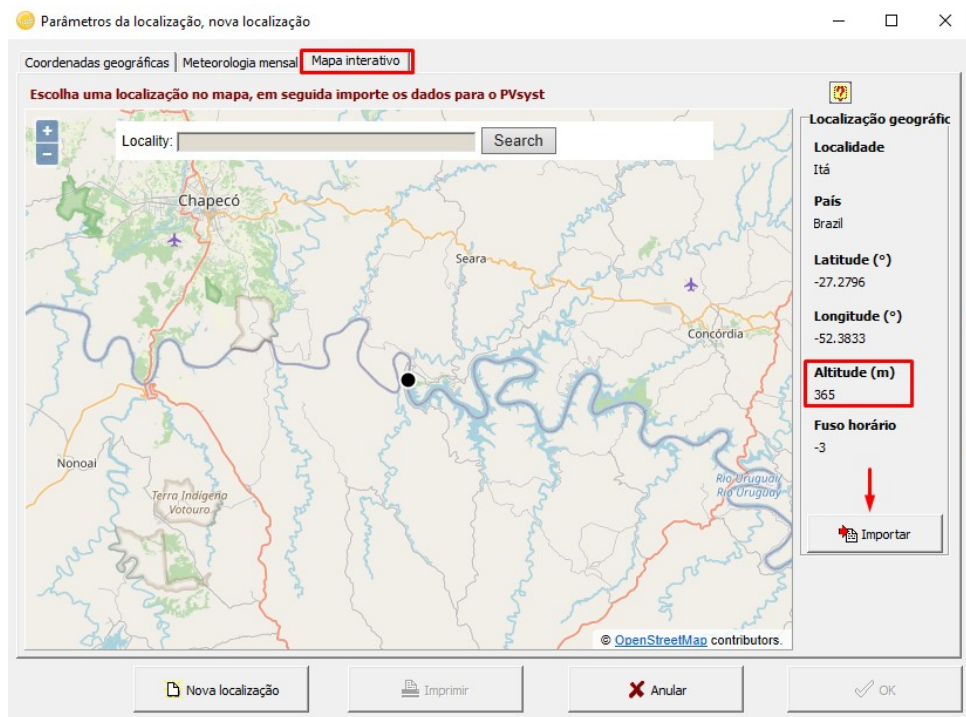
The screenshot shows the 'Parâmetros da localização, nova localização' window. The 'Local' section has 'Itá' in the 'localização' field, 'Brasil' in the 'País' dropdown, and 'América do Sul' in the 'Região' dropdown. The 'Coordenadas geográficas' section shows Latitude as -27.2796 (Decimal) or -27° 16' 46" (Deg. min. sec), and Longitude as -52.3833 (Decimal) or -52° 22' 59" (Deg. min. sec). The 'Importar meteorologia' section has 'Meteonorm 7.2' selected. A red box highlights the Latitude and Longitude input fields.

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst

A altitude será preenchida juntamente com os dados de localização, e fuso horário do mapa iterativo. A Figura 29 apresenta a interface do mapa iterativo em que o ponto preto apresenta o local de interesse. Também é possível observar na Figura 29 os dados de altitude e o botão importar, que fará com que os dados sejam preenchidos na interface da Figura 28. Os dados de altitude, latitude e longitude são necessários para a simulação do PVsyst.

Ao definir a localização da UHE Itá, deve-se importar os dados meteorológicos do local. Existem três possibilidades para a importação dos dados, que podem ser observados na Figura 28 ao lado direito. Para a importação dos dados, escolheu-se o 'Meteonorm 7.2', pois fornece mais dados sobre o local do que os outros dois. O meteonorm 7.2 permite o acesso a séries temporais históricas de irradiação, temperatura, umidade, precipitação e vento, podendo

Figura 29 – Interface com mapa iterativo



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst

obter esses dados de medição de satélites ou estações de medições. Está incluso em quase todos os *softwares* de simulação de sistemas fotovoltaicos.

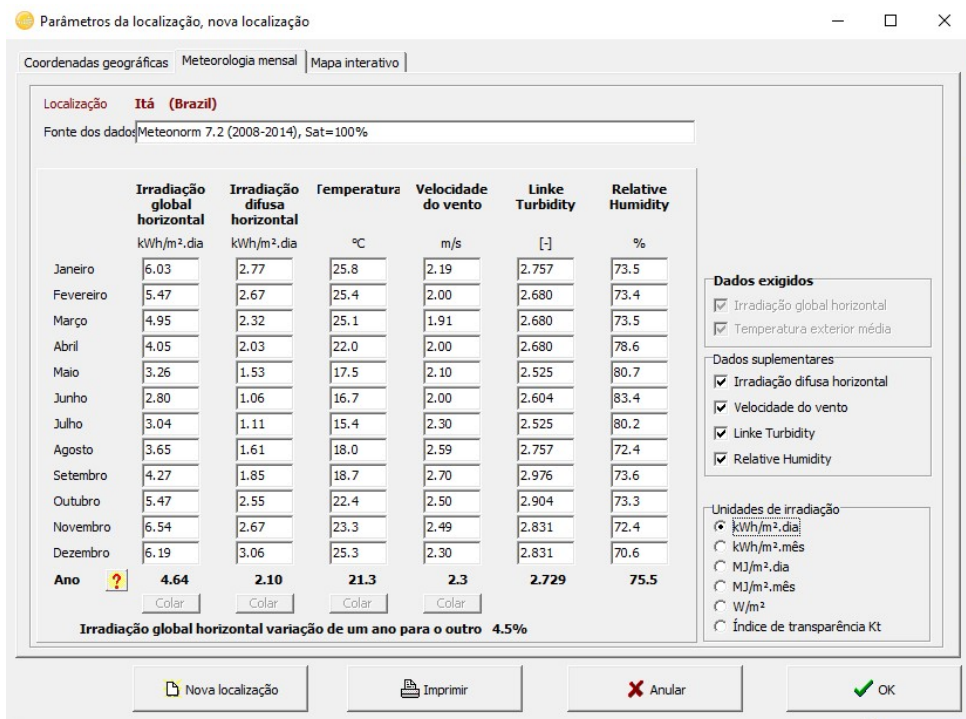
Para a simulação é necessário considerar alguns dados meteorológicos que serão fornecidos pelo 'Meteonorm 7.2', sendo eles de irradiação solar horizontal, irradiação difusa horizontal, temperatura, velocidade do vento, turbidez e umidade relativa, todos os dados são apresentados com análise de mês a mês, e os dois primeiros dados relacionados à irradiação serão mostrados com a unidade de medida  $\text{KWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ , para manter a mesma unidade mostrada anteriormente, na Tabela 6. A Figura 30 mostra os dados para todos os meses de um ano. O 'Meteonorm 7.2' permite o acesso a séries temporais históricas de irradiação, temperatura, umidade, precipitação e vento.

Existem algumas informações importantes retiradas do PVsyst na própria janela de coordenadas geográficas, uma delas é a trajetória solar para o local escolhido; pode ser apresentado como o tempo solar, em coordenadas polares e cartesianas. A Figura 31 mostra o gráfico retirado do PVsyst da trajetória solar em diferentes datas do ano, ou seja, observa-se qual é a altura do sol e angulação com o plano da região.

Depois de definir a localização desejada, basta salvar no banco de dados e importar para a janela inicial, partindo para o próximo parâmetro necessário.

**Parâmetro 2:** Definição do albedo - como mencionado anteriormente existem diferentes albedos, dependendo da superfície em que será instalado o sistema fotovoltaico. Na Figura 27 é possível observar um botão denominado 'Parâmetros projeto', abrindo uma

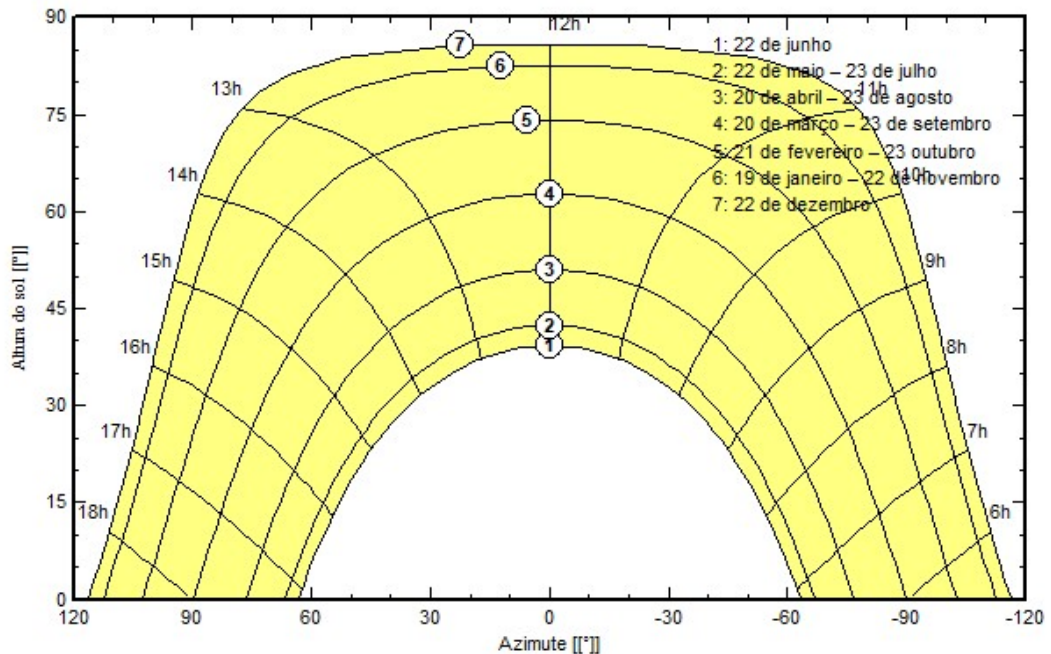
Figura 30 – Dados meteorológicos da região da UHE Itá



Fonte: Elaboração própria a partir do software PVsyst.

Figura 31 – Trajetória solar em diferentes datas na UHE Itá

Trajetória do sol a Itá, (Lat. -27.2796° S, long. -52.3833° W, alt. 365 m) - Tempo solar



Fonte: Elaboração própria a partir do software PVsyst.

nova janela mostrada na Figura 32, com algumas opções de albedo já pré-definidas. O albedo que será utilizado é de 0.10, que é a média dos albedos para água entre 20° e 30°, e corrobora

com a referência utilizada (STRANGUETO, 2016).

A atualização do albedo é bem simples, conforme mostra a Figura 32 alterando o valor comum para 0.10, alterando o albedo para todos os meses.

Figura 32 – Alteração do albedo

The screenshot shows the 'Parâmetros projeto' window with the 'Albedo' tab selected. It contains the following elements:

- Valores mensais:** A table with 12 columns for months (Jan. to Dez.) and a value of 0.10 in each.
- Definir um valor comum:** A section with a 'Valor comum' input field containing 0.10 and a 'Definir' button.
- Valores habituais de albedo:** A table listing materials and their albedo ranges.
 

Material	Albedo Range
Localização urbana	0.14 - 0.22
Erva	0.15 - 0.25
Erva fresca	0.26
Neve fresca	0.82
Neve húmida	0.55 - 0.75
Asfalto seco	0.09 - 0.15
Asfalto húmido	0.18
Betão	0.25 - 0.35
Telhas vermelhas	0.33
Alumínio	0.85
Aço galvanizado novo	0.35
Aço galvanizado oxidado	0.08

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

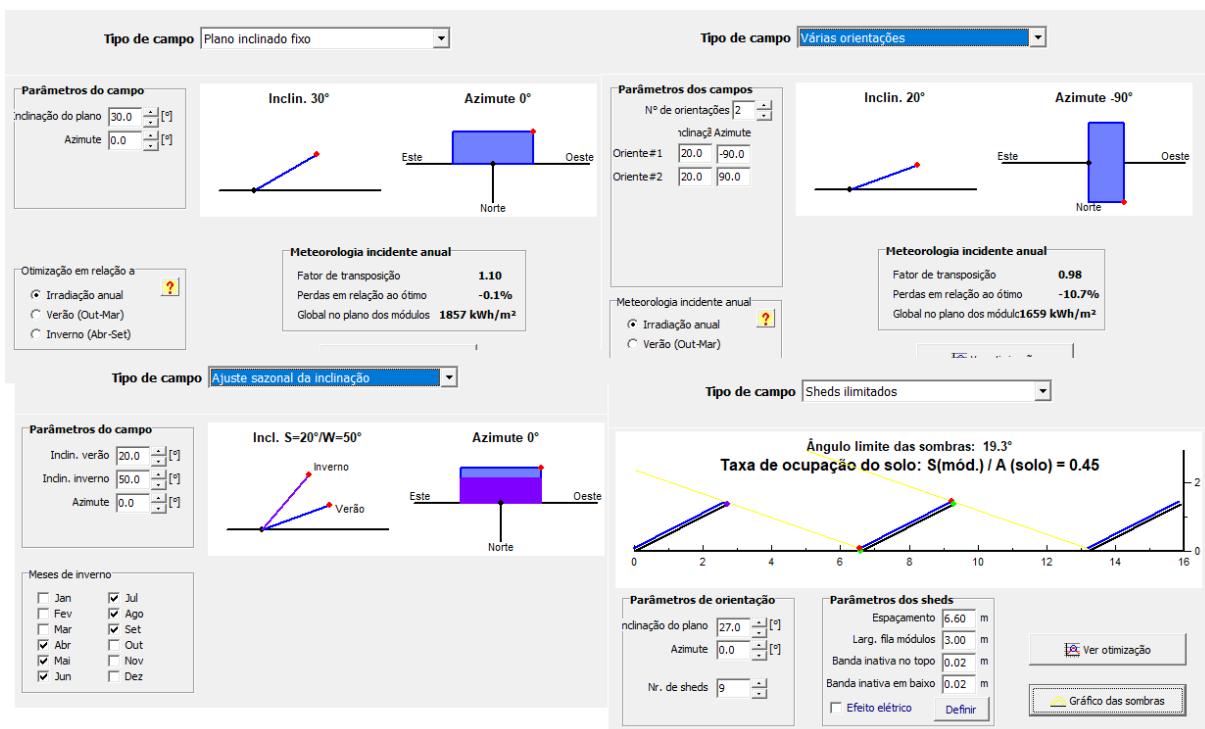
**Parâmetro 3:** Orientação dos módulos - uma das partes essenciais para uma melhor geração fotovoltaica é utilizar a melhor orientação e angulação para os módulos dependendo do lugar de instalação. Essa etapa define algumas porcentagens de perdas, dependendo da angulação escolhida.

Além da angulação dos módulos, também definimos para qual orientação o módulo será posicionado. Como a instalação será em um espaço aberto, sem sombreamento, a escolha será de instalação dos módulos direcionados para o norte. A escolha de orientação para o norte está relacionado com a irradiação ser maior na linha do equador, que fica ao norte da área de instalação. As simulações irão considerar a orientação norte, denominada azimute para o *software* PVsyst. Nessa etapa é possível escolher três tipos de orientações definidas abaixo:

- **Orientação Fixa:** Como o próprio nome já diz, a estrutura para o módulo possui uma e/ou mais orientações fixas, que serão escolhidas pelo usuário dependendo das análises anteriores ou do próprio gráfico de perdas do PVsyst. Para esse tipo de orientação existem algumas opções para escolha, que serão definidas abaixo e podem ser observadas na Figura 33

- Orientação fixa: possui apenas uma orientação a ser escolhida, assim como apenas um azimute;
- Várias orientações: pode escolher mais de uma orientação para o mesmo sistema, pode ser utilizada quando há uma diferença grande entre as estações do ano;
- Ajuste sazonal: assim como a anterior, pode escolher de acordo com a estação, porém, essa opção permite apenas duas angulações fixas;
- Shields: existem mais dois tipos que servem para analisar as sombras geradas, independente da orientação, porém, com a mesma fixa.

Figura 33 – Diferentes orientações fixas do *software* PVsyst



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

- *Tracker* de 1 eixo: o *tracker* solar de 1 eixo permite que o módulo fotovoltaico mude sua orientação de acordo com a necessidade do projeto. Essa mudança de orientação pode ser leste-oeste ou norte-sul. O PVsyst possui algumas opções de simulações com esse tipo de *tracker*.

Os *trackers* de 1 eixo apresentam vantagens em relação aos fixos, pois podem mudar a angulação dos módulos em diferentes estações do ano, ou podem seguir a posição solar ao longo de um dia, ambas apresentam melhorias quanto à geração de energia.

- *Tracker* de dois eixos: possui diferentes angulações ao longo do dia, ou seja, irá se mover na vertical. O outro eixo se refere a orientação do mesmo, podendo se mover tanto para o Norte e Sul, como Leste e Oeste. Podem ser separados para cada módulo ou utilizar uma superfície com 3 ou mais módulos que se movem juntos para a angulação necessária.

Há uma ferramenta no PVsyst que permite a otimização do sistema com relação à irradiação do período analisado e localidade. Os *trackers* apresentados vão de uma angulação mínima e máxima digitada pelo usuário; caso utilize o *irradiance Optimization*, a angulação será de acordo com a melhor irradiação solar no período.

**Parâmetro 4:** sistema em rede - etapa para definir os últimos parâmetros para a simulação, onde será definido o que vai ser conectado à rede. A Figura 34 é possível observar os parâmetros que ainda são necessários para a simulação e precisam ser inseridos no PVsyst. Abaixo estão listados os parâmetros escolhidos.

Figura 34 – Definição do sistema

**Configuração global do sistema**

1 Número de tipo de sub-grupos

Esquema simplificado

**Sumário do sistema global**

Número de módulos	1059858	Potência FV nominal	291461 kWp
Superfície módulos	1734776 m <sup>2</sup>	Potência máxima FV	287154 kWdc
N.º de inversores	277.5	Potência AC nominal	277500 kWac

**Grupo FV**

**Nome e orientação do sub-grupo**

Nome: Grupo FV

Orientação: Plano inclinado fixo

Inclinação: 21°

Azimute: 0°

**Ajuda para o dimensionamento**

Sem pré dim. Introduza Pnom desejado: 352822. kWp

superfície disponível(módulos): 2100000 m<sup>2</sup>

**Seleção do módulo FV**

Disponíveis: Filter: All PV modules

Nr. de módulos máximo: 1282991

Canadian Solar Inc. 275 Wp 26V Si-mono CS6K - 275M Since 2017 Manufacturer 2017

Use Optimizer

Dimens. das tensões ;p (60°C): 26.7 V

Voc (-10°C): 42.8 V

**Seleção do inversor**

Todos os inversores Output voltage 315 V Tri 50Hz

Growatt New Energy 1000 kW 500 - 850 V TL 50/60 Hz Growatt CP1000 Station Since 2013

N.º de entradas MPPT: 1110

Tensão de funcionamento: 500-850 V Inverter power used: 277500 kWac

Tensão máxima entrada: 1000 V **inversor com 4 MPPT**

**Dimensionamento do grupo**

**Número de módulos e strings**

Mod. em série: 19 entre 19 et 23

Nr. strings: 55782 entre 53110 et 67525

Perdas sobre-pot.: 0.0 %

Rácio Pnom: 1.05

**Condições de funcionamento**

Vmpp (60°C): 507 V

Vmpp (20°C): 608 V

Voc (-10°C): 812 V

Irradiância no plano: 1099 W/m<sup>2</sup>

Imp (GMax): 540591 A

Isc (GMax): 519330 A

Isc (em STC): 519330 A

Potênc. Máx. em funcionam: 287154 kW em 1099 W/m<sup>2</sup> e 50°C

**Potência nominal do grupo: 291461 kWp**

**Nr. módulos: 1059858 Super: 1734776 m<sup>2</sup>**

Fonte: Elaboração própria a partir do software PVsyst.

- Área de instalação: a área escolhida e definida na Figura 24, é de 2.67km<sup>2</sup>; com a retirada de 20% por questões da margem do rio, temos 2.1km<sup>2</sup>.
- Seleção dos módulos fotovoltaicos: o grande banco de dados de módulos fotovoltaicos, nos permite escolher entre diversas marcas e modelos, o selecionado será o módulo da marca Canadian Solar, de 275W monocristalino. O módulo com uma potência não tão alta foi escolhido, pois são mais baratos em caso de manutenção.

- Seleção do inversor: Os empreendimentos citados ao longo desse trabalho não mencionam os inversores utilizados, portanto, a escolha se deu pela Growatt ser uma marca popular no Brasil e também o banco de dados do PVsyst apresenta esse inversor com potências altas.

A Figura 34 mostra os dados que foram inseridos no programa. A parte superior do lado direito mostra os dados importantes do sistema: a quantidade de módulos, a área necessária e o número de inversores de 1000kW.

Para obtenção do potencial e a melhor angulação para os módulos de geração da UHE Itá serão utilizados os passos descritos neste capítulo, com diferentes angulações de instalação, buscando uma melhor geração fotovoltaica. A análise fornece o número de painéis, energia gerada anualmente, potência nominal e área ocupada. Os módulos utilizados são da Canadian Solar de 275Wp, com inversor da Growatt de 1000kW. .

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos por meio dos métodos apresentados anteriormente, adicionando estudos e análises da melhor instalação proposta para a UHE Itá. O Capítulo será dividido em etapas com as diferentes análises do *software* PVsyst.

- Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 0°N.
- Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 21°N.
- Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 27°N.
- Comparação de geração entre as simulações de orientação fixa.
- Análise de uma simulação com *tracker*.
- Potencial de geração fotovoltaica na UHE Itá.

### 4.1 Simulação no *software* PVsyst

Uma das principais análises para instalação de módulos fotovoltaicos está relacionada com a angulação de instalação, e o estudo sobre esse parâmetro faz com que melhore a eficiência do sistema e a geração de energia. O presente trabalho analisou para a área de instalação na UHE Itá diferentes angulações para instalação de acordo com as melhores angulações propostas pela análise de irradiação solar da região.

A quantidade de painéis e a disposição ao longo da instalação será a mesma para as simulações, sendo 19 módulos conectados em série e 55.782 strings. As strings fazem referências a fileiras de painéis. Cada string é conectada a uma entrada do inversor para respeitar o máximo de tensão e corrente de cada entrada. O sistema totaliza 1.059.858 módulos. A Figura 35 apresenta os dados do sistema. De acordo com CRESESB, as melhores angulações para a

Figura 35 – Informações relevantes do sistema

<b>Sumário do sistema global</b>			
Número de módulos	1059858	Potência FV nominal	291461 kWp
Superfície módulos	1734776 m <sup>2</sup>	Potência máxima FV	290155 kWdc
N.º de inversores	277.5	Potência AC nominal	277500 kWac

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

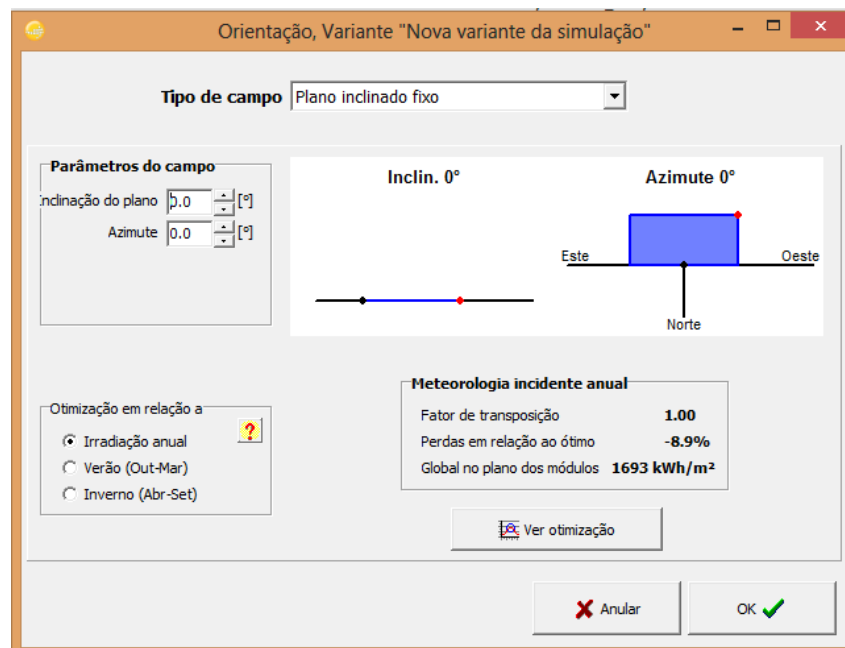
instalação do sistema seria em 0°, 21° e 27°. Portanto os resultados das simulações no *software* PVsyst estão expostas a seguir.

#### 4.1.1 Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 0°N

Com os parâmetros do PVsyst já modificados para a simulação, é necessário alterar angulação para uma inclinação fixa de 0° e manter o azimute em 0°, ou seja, os painéis vão ser instalados voltados para o norte. A Figura 36 mostra a alteração realizada na aba de orientação do PVsyst.

Na própria Figura 36 é possível analisar que as perdas pela inclinação horizontal é de 8.9% na região, e a irradiação solar no plano dos módulos é de 1693kWh/m<sup>2</sup>.

Figura 36 – Angulação dos módulos em 0°N



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

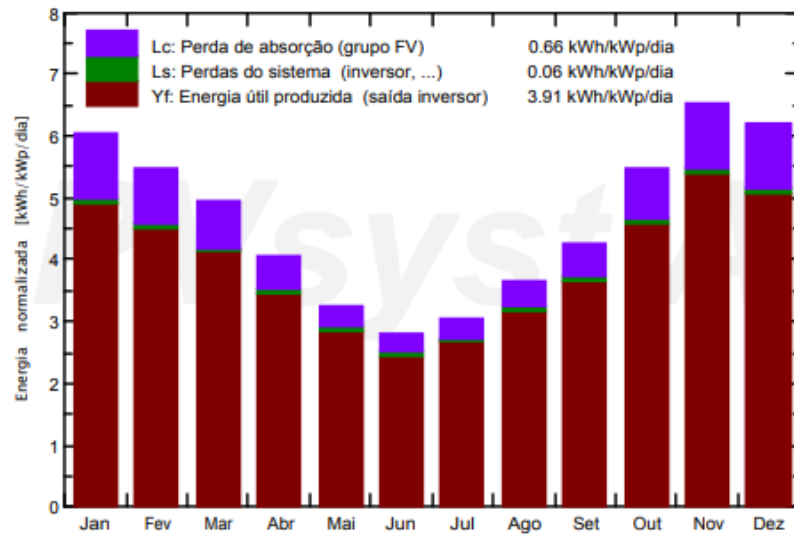
Ao realizar a simulação, o PVsyst gera relatórios sobre a instalação em relação à quantidade de módulos e área ocupada e perdas no sistema.

Primeiramente, analisa-se a geração fotovoltaica ao longo do ano e as perdas por absorção, em que a angulação proposta tem uma queda de geração fotovoltaica significativa entre os meses de abril e setembro, sendo considerados os meses de inverno. Conforme a Figura 37, temos a geração fotovoltaica representada em vermelho, as perdas por absorção na cor roxa e entre esses dois parâmetros encontra-se a cor verde, que se refere a perdas dos equipamentos do sistema, como, por exemplo, o inversor.

O relatório gerado pelo PVsyst apresenta uma tabela com informações relevantes, como a análise que é feita mês a mês por um ano. A Tabela 7, apresenta, primeiramente, a irradiação global horizontal (GlobHor), e a irradiação difusa horizontal (DiffHor), de acordo com a geolocalização inserida no *software*, ambas medidas de acordo com o kWh/m<sup>2</sup>, ou seja, para cada m<sup>2</sup> temos X Kwh produzido.

A Tabela 7 também mostra a temperatura média (T\_Amb) ao longo dos meses.

Figura 37 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 0°



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

Tabela 7 – Informações relevantes da simulação no *software* PVsyst com angulação de 0°N

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>Janeiro</b>	187.0	85.80	25.85	186.9	182.0	45129	44448	0.816
<b>Fevereiro</b>	153.2	74.70	25.44	153.2	148.8	37381	36794	0.824
<b>Março</b>	153.5	71.90	25.13	153.4	149.2	37952	37366	0.836
<b>Abril</b>	121.5	60.80	22.00	121.5	117.4	30762	30279	0.855
<b>Mai</b>	101.2	47.40	17.51	101.1	97.8	26396	25912	0.879
<b>Junho</b>	83.9	31.70	16.71	83.7	80.6	21908	21522	0.882
<b>Julho</b>	94.4	34.50	15.42	94.3	91.0	24801	24357	0.887
<b>Agosto</b>	113.3	49.80	17.99	113.3	109.6	29222	28729	0.870
<b>Setembro</b>	128.1	55.50	18.74	128.0	124.3	32536	32030	0.859
<b>Outubro</b>	169.4	78.90	22.42	169.3	164.9	42159	41508	0.841
<b>Novembro</b>	196.1	80.00	23.35	196.0	191.2	47972	47239	0.827
<b>Dezembro</b>	192.0	94.80	25.32	191.9	186.8	46670	45970	0.822
<b>Ano</b>	1693.6	765.80	21.30	1692.6	1643.7	422889	416154	0.844

Fonte: Adaptado a partir do *software* PVsyst

Outra informação importante apresentada na Tabela 7 refere-se à energia injetada na rede (E\_Grid), sendo um total de 416.154 MWh.

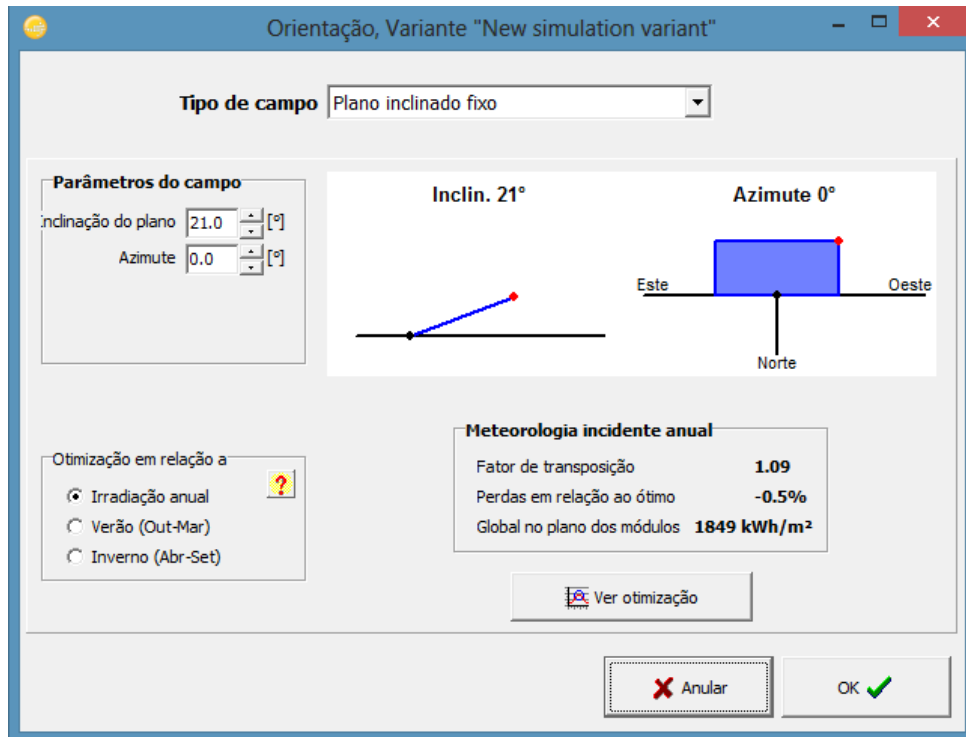
Ainda referenciando a Tabela 7 temos a incidência global no plano dos sensores (GlobInc) e temos a incidência efetiva absorvida pelos sensores (GlobEff), e, por último, o quociente de performance do sistema (PR).

#### 4.1.2 Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 21°N

Considerada a angulação com a melhor média anual de geração fotovoltaica de acordo com o site da CRESESB, a simulação no *software* PVsyst foi realizada com a angulação

de 21° e também azimute de 0°. A Figura 38 apresenta a mudança de orientação realizada no PVsyst para a simulação, com uma perda de 0.5% em relação ao ótimo e incidência global no planos dos módulos de 1849 kWh/m<sup>2</sup>.

Figura 38 – Angulação dos módulos em 21°N



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

Observando a Figura 39 percebe-se um aumento na geração com referência à geração de 0°. O mês de junho é mais aparente em relação à essa melhoria. A melhoria também pode ser percebida na Tabela 8, em que a energia injetada na rede com angulação de 21°N, no mês de junho, é de 28.599 MWh, apresentando um aumento de 32,8% na geração em relação à simulação anterior.

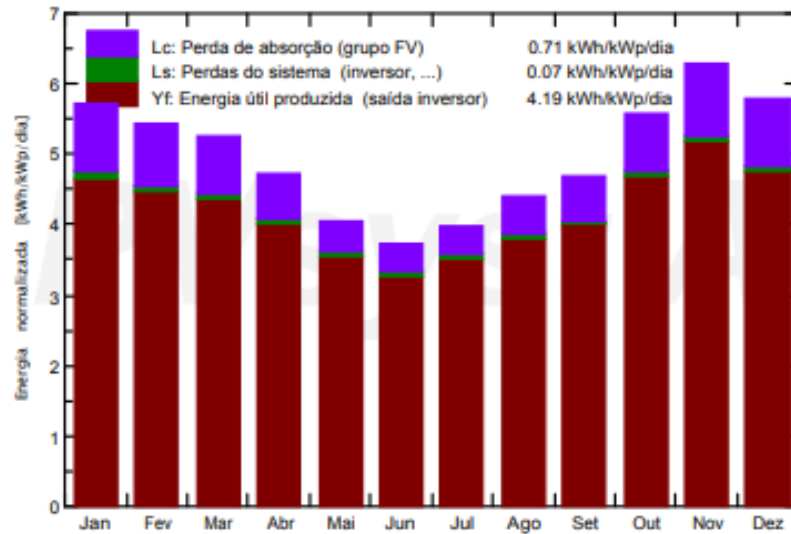
Os dados mais importantes da geração são retirados do PVsyst e mostrados na Tabela 8. A energia injetada na rede de acordo com a Tabela 8 é de 445.502 MWh/ano, apresentando uma melhoria de 7% em relação à simulação anterior, com angulação de 0°.

#### 4.1.3 Análise da simulação com módulos fotovoltaicos com angulação de 27°N

A angulação da instalação dos módulos se refere à latitude do local de instalação, portanto, caso não existisse o estudo da CRESESB, a inclinação recomendada de instalação será a latitude da região da UHE de Itá, que, como mencionado anteriormente, é de 27°16'38"S. Por isso foi realizada a simulação com a angulação de 27°.

Assim como feito para as simulações anteriores, a mudança de angulação realizada no PVsyst pode ser observada na Figura 40, com uma incidência de cerca de 1858 kWh/m<sup>2</sup>. A

Figura 39 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 21°N



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

Tabela 8 – Informações relevantes da simulação no *software* PVsyst com angulação de 21°N

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>Janeiro</b>	187.0	85.80	25.85	176.9	172.5	42818	42160	0.818
<b>Fevereiro</b>	153.2	74.70	25.44	152.1	148.2	36990	36404	0.821
<b>Março</b>	153.5	71.90	25.13	162.9	159.3	40035	39420	0.830
<b>Abril</b>	121.5	60.80	22.00	141.4	138.3	35671	35125	0.852
<b>Mai</b>	101.2	47.40	17.51	125.9	123.4	32649	32092	0.875
<b>Junho</b>	83.9	31.70	16.71	111.4	109.3	29063	28599	0.881
<b>Julho</b>	94.4	34.50	15.42	123.5	121.3	32315	31781	0.883
<b>Agosto</b>	113.3	49.80	17.99	136.4	133.7	34989	34421	0.866
<b>Setembro</b>	128.1	55.50	18.74	141.0	138.1	35547	35000	0.852
<b>Outubro</b>	169.4	78.90	22.42	173.0	169.1	42845	42180	0.836
<b>Novembro</b>	196.1	80.00	23.35	188.0	183.4	45980	45269	0.826
<b>Dezembro</b>	192.0	94.80	25.32	178.9	174.4	43718	43051	0.826
<b>Ano</b>	1693.6	765.80	21.30	1811.3	1770.9	452621	445502	0.844

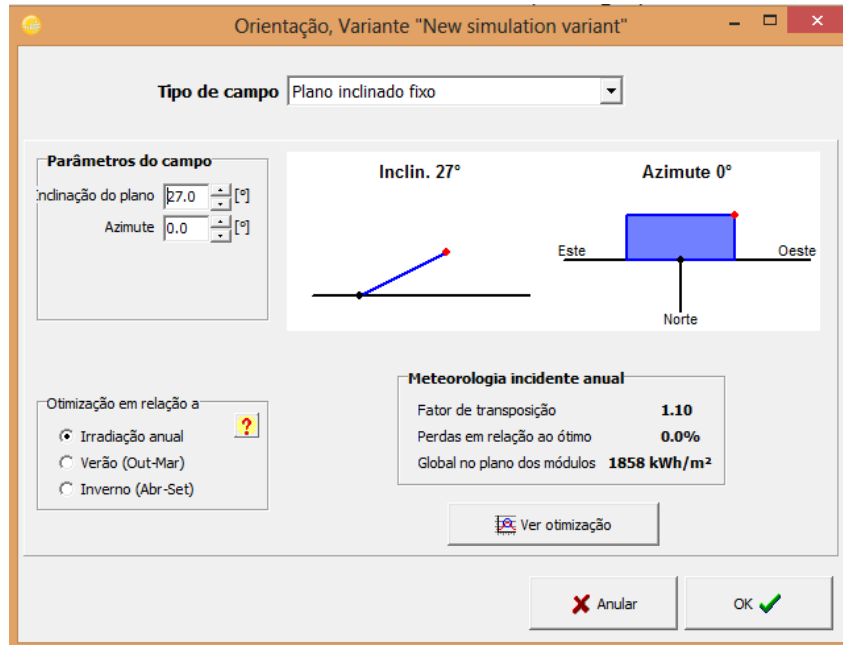
Fonte: Adaptado a partir do *software* PVsyst

Figura 40 também mostra uma perda de 0% em relação ao ótimo, evidenciando-se melhor que a simulação anterior.

A Figura 41 mostra o gráfico de perdas por alguns fatores do sistema e também da energia útil produzida ao longo de um ano na região. Esse gráfico também corrobora com o mencionado anteriormente sobre a produção de energia fotovoltaica ter apresentado uma melhora para esse tipo de angulação.

Por último, a Tabela 9 mostra dados relevantes ao longo de um ano. Percebe-se que as duas primeiras colunas das três tabelas apresentadas ao longo das simulações possuem

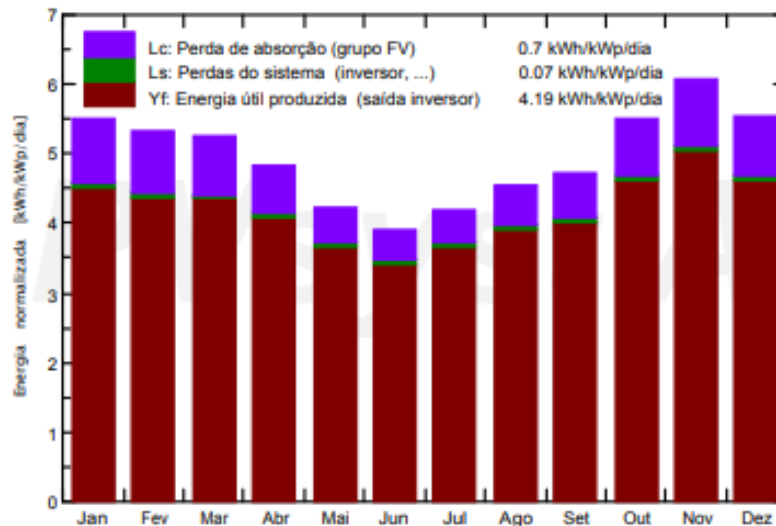
Figura 40 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 27°N



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

os mesmos dados já que se trata da irradiação no plano horizontal, tanto difusa como global. A Tabela 9 também a energia injetada na rede de 445.693 MWh.

Figura 41 – Geração fotovoltaica e perdas do sistema para 27°N



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

Tabela 9 – Informações relevantes da simulação no *software* PVsyst com angulação de 27°N

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>Janeiro</b>	187.0	85.80	25.85	170.7	166.5	41499	40857	0.821
<b>Fevereiro</b>	153.2	74.70	25.44	148.8	145.0	36253	35676	0.823
<b>Março</b>	153.5	71.90	25.13	162.4	158.9	39921	39306	0.830
<b>Abril</b>	121.5	60.80	22.00	144.4	141.4	36376	35819	0.851
<b>Mai</b>	101.2	47.40	17.51	130.5	128.2	33765	33195	0.873
<b>Junho</b>	83.9	31.70	16.71	117.1	115.2	30458	29977	0.878
<b>Julho</b>	94.4	34.50	15.42	129.4	127.4	33748	33196	0.880
<b>Agosto</b>	113.3	49.80	17.99	140.3	137.8	35929	35348	0.864
<b>Setembro</b>	128.1	55.50	18.74	142.0	139.1	35747	35197	0.851
<b>Outubro</b>	169.4	78.90	22.42	170.6	166.8	42297	41639	0.837
<b>Novembro</b>	196.1	80.00	23.35	181.8	177.3	44617	43922	0.829
<b>Dezembro</b>	192.0	94.80	25.32	171.8	167.6	42207	41560	0.830
<b>Ano</b>	1693.6	765.80	21.30	1809.8	1771.2	452816	445693	0.845

Fonte: Adaptado a partir do *software* PVsyst

#### 4.2 Comparação de geração entre as simulações de orientação fixa

As simulações com diferentes angulações serviram para analisar o quanto poucos graus de diferença na angulação de instalação alteram bastante os valores de geração. A simulação que apresentou a melhor geração foi de 27°, sendo a angulação igual a da latitude de Itá.

A energia injetada na rede na simulação de 27° foi de 456.693MWh, sendo 2,5% maior que a simulação de 21°, que apresentou um valor de 445.502MWh, 9,7% maior que a simulação de 0°, com o valor de 416.154MWh. , sendo apenas 191 MWh a mais que a angulação de 21°N e superior em 29.539 MWh da simulação para 0°N.

Uma melhor comparação entre os três sistemas com uma alteração de angulações dos módulos, pode ser observada na Tabela 10. A Tabela 10 mostra de mês a mês a geração de casa um dos sistemas simulados no presente trabalho. A trajetória do sol é alterada ao longo de um ano, portanto a geração ficará melhor nos módulos à 0° nos meses de verão, enquanto os meses de inverno nessa mesma angulação os valores são muito baixos comparados com angulações de 27 ou 21°.

Com uma análise mais detalhada da Tabela 10 podemos perceber que a utilização de uma orientação fixa sazonal ajudaria no problema de geração muito baixa no inverno. Podendo variar a angulação entre 0° e 27°.

Outro dado importante a se destacar é a performance (PR) dos sistemas apresentado nas tabelas de cada simulação. A performance é basicamente a mesma, mostrando que em condições de eficiência do sistema a geração será cerca de 84% eficaz, considerando as perdas por questões de inversores, módulos, temperatura.

Tabela 10 – Comparção de geração em diferentes orientações

	0° (MWh)	21° (MWh)	27° (MWh)
<b>Janeiro</b>	44448	42160	40857
<b>Fevereiro</b>	36794	36404	35676
<b>Março</b>	37366	39420	39306
<b>Abril</b>	30279	35125	35819
<b>Mai</b>	25912	32092	33195
<b>Junho</b>	21522	28599	29977
<b>Julho</b>	24357	31781	33196
<b>Agosto</b>	28729	34421	35348
<b>Setembro</b>	32030	35000	35197
<b>Outubro</b>	41508	42180	41639
Novembro	47239	45269	43922
Dezembro	45970	43051	41560
<b>Total</b>	<b>416154</b>	<b>445502</b>	<b>445693</b>

Fonte: Elaborada pela autora.

### 4.3 Análise de uma simulação com *tracker*

Sistemas com angulações fixas costumam ser mais baratos e também mais recomendados para sistemas fotovoltaicos flutuantes já que essa é uma tecnologia nova no Brasil, porém o PVsyst permite a utilização de *trackers* em suas simulações. Utilizou-se um *tracker* de 2 eixos, ou seja, o mesmo pode variar sua angulação e orientação. A simulação foi realizada com a mesma área e quantidade de painéis.

A Figura 42 mostra a alteração realizada no *software* PVsyst com relação à angulação. A inclinação máxima e mínima devem ser selecionadas. Para a simulação, a angulação é de 0° a 80°. A questão do azimute, selecionado de -120° até 120° fazendo com que o painel gire em torno do seu próprio eixo, se movendo do leste para o oeste.

Assim como as simulações anteriores, o *software* PVsyst gerou um relatório para essa simulação conforme mostra na Tabela 11. A simulação mostrou uma produção de energia injetada na rede de 575.000 MWh. Em relação as simulações anteriores, esta, com certeza, se mostra mais promissora, com uma geração 29% maior, representando 129.307 MWh a mais de energia gerada do que a simulação com angulação fixa de 27°, porém, o sistema de *trackers* gera também mais despesas e possui um investimento maior em relação as angulações fixas. Vale salientar que sistemas flutuantes ainda é uma tecnologia muito nova para o Brasil, não sendo recomendado investimentos mais altos que o necessário.

### 4.4 Potencial de geração fotovoltaica na UHE Itá

Utilizando o melhor cenário apresentado ao longo desse trabalho, o sistema com *tracker* apresentou uma melhor geração. Estendendo a geração simulada por toda a área

Figura 42 – Angulação alterada para sistemas com *trackers*

Tipo de campo: tracking dois eixos

**Limites dos ângulos de rotação**

Inclinação min. 0.0 [°]

Inclinação max. 80.0 [°]

Azimute min. -120.0 [°]

Azimute max. 120.0 [°]

**Limites inclin. 0°/80°**

**Limites azimute -120°/120°**

Este Oeste

Norte

Plano tracking, dois eixos  
 Defina os limites do varrimento:  
 Inclinação mínima (até -90° = vertical norte)  
 Inclinação máxima (até 90° = vertical sul)  
 Azimute mínimo (na direção leste, até -180°)  
 Azimute máximo (na direção oeste, até 180°)

Backtracking

Anular OK

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* PVsyst.

Tabela 11 – Informações relevantes da simulação no *software* PVsyst utilizando tracker

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
<b>Janeiro</b>	187.0	85.84	25.85	235.4	232.5	55677	54852	0.799
<b>Fevereiro</b>	153.2	74.69	25.44	199.9	197.3	47799	47089	0.808
<b>Março</b>	153.5	71.92	25.13	207.8	205.2	49990	49230	0.813
<b>Abril</b>	121.5	60.81	22.00	167.0	164.9	40984	40357	0.829
<b>Maio</b>	101.2	47.37	17.51	162.5	160.7	41658	41030	0.866
<b>Junho</b>	83.9	31.64	16.71	154.7	153.3	39745	39111	0.867
<b>Julho</b>	94.4	34.54	15.42	172.1	170.5	44351	43664	0.871
<b>Agosto</b>	113.3	49.80	17.99	172.1	170.1	43605	42923	0.856
<b>Setembro</b>	128.1	55.50	18.74	182.5	180.4	46017	45308	0.852
<b>Outubro</b>	169.4	78.90	22.42	216.6	213.9	52867	52069	0.825
<b>Novembro</b>	196.1	79.98	23.35	261.1	258.2	63052	62138	0.816
<b>Dezembro</b>	192.0	94.81	25.31	242.7	239.5	58091	57230	0.809
<b>Ano</b>	1693.5	765.80	21.30	2374.3	2346.5	583836	575000	0.831

Fonte: Adaptado a partir do *software* PVsyst

disponível da UHE Itá podemos ter uma estimativa do potencial da usina hidrelétrica para a instalação de energia solar. Como mencionado anteriormente, temos que retirar 20% da área total de instalação para respeitar as margens da represa, portanto, utilizou-se uma área total de 115km<sup>2</sup>.

A Tabela 12 mostra a comparação de 2,1km<sup>2</sup> e a área de 115km<sup>2</sup>. A potência gerada estimada para a usina seria de 31.5TWh. A potência nominal da usina é de 291.461 kWp para o caso em que a área é de 2,1km<sup>2</sup> e de 15.961MWp quando utilizado toda a área disponível da usina.

Tabela 12 – Comparação entre a área utilizada para a simulação e área total da UHE Itá

	<b>Área de 2,1km<sup>2</sup></b>	<b>Área de 115km<sup>2</sup></b>
<b>Quantidade de módulos (un.)</b>	1 059 858	58 039 843
<b>Área ocupada (m<sup>2</sup>)</b>	1 734 776	94 999 638
<b>Quantidade de inversores (un.)</b>	278	15 224
<b>Potência gerada (MWh)</b>	575 243	31 501 402
<b>Potência nominal (MWp)</b>	291	15 960

Fonte: Elaborado pela autora

## 5 CONCLUSÃO

Após analisar as possíveis configurações ao deste trabalho a tecnologia de UFF é promissora, principalmente para países como o Brasil, que utiliza, em sua maioria, hidrelétricas para a geração de energia. Países como a China estão vendo esse tipo de tecnologia como uma saída para diversificar sua matriz energética e redução de dióxido de carbono. O trabalho mostrou que existem muitos estudos em relação a sistemas flutuantes e que essa tecnologia vai crescer bastante ainda ao longo dos anos.

As centrais geradoras fotovoltaicas estão cada vez mais evidentes. A desvantagem para a instalação de sistemas solares está principalmente ligada com o espaço que a mesma necessita, com os sistemas flutuantes a área de instalação será o próprio corpo hídrico.

A crise hídrica tem preocupado bastante a geração de energia elétrica no Brasil, as UFF diminuem as evaporações dos rios pois cobrem a superfície das águas. Outra vantagem na geração desses sistemas é que os módulos trabalham com uma temperatura mais baixa do que sistemas em terra, melhoram a geração e eficiência. Os sistemas flutuantes apresentam melhor geração pois a água reflete mais a radiação, e também ajudam a diminuir o crescimento de algas do corpo hídrico ao qual é instalado.

Como toda a inovação, ainda levará alguns anos para tomar conta do mercado, existem diferentes formas de instalação de UFF, sendo necessário o estudo para que se escolha a melhor configuração possível para o local de instalação. As usinas hidrelétricas são ótimas para esse tipo de instalação, não apresentando perdas por sombreamento e desvantagem de área.

Utilizado em sistemas em terra, os trackers ajudam na melhor performance do sistema, a análise realizada com o PVSyst de um tracker de dois eixos, apresentou um aumento na geração de 29%, onde o tracker muda a inclinação dos módulos e pode variar a orientação entre leste e oeste.

Para trabalhos futuros, recomendaria um estudo de custo referente à tecnologia de sistemas fotovoltaicos flutuantes para instalação em reservatórios, se seria viável nesse caso e qual o investimento inicial para as tecnologias e variações de instalações apresentadas neste trabalho. Recomenda-se também uma comparação entre outros *softwares* de geração de energia solar, para que se tenha uma melhor avaliação da produção de energia do local.

Outra sugestão para trabalho futuro seria uma comparação entre a produção de energia da UHE Itá anualmente, com o obtido no estudo comparando seus altos e baixos tanto da UHE Itá como de um sistema flutuante instalado em seu corpo hídrico.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR, A. B. d. E. S. F. Energia solar fotovoltaica no brasil: Infográfico. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 14, 19 e 20.

AFP. **Singapura apresenta uma das maiores usinas solares flutuantes do mundo**. 2021. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/afp/2021/07/14/singapura-apresenta-uma-das-maiores-usinas-solares-flutuantes-do-mundo.htm>>. Citado na página 15.

ALMEIDA, E. et al. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**. 2016. Disponível em: <<http://revista.fumec.br/index.php/eol/article/view/3574>>. Citado na página 19.

ANEEL. **RESOLUÇÃO N° 875, DE 10 DE MARÇO DE 2020**. 51. ed. Brasil, 2021. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas. Citado na página 13.

ANEEL, A. N. d. E. E. **Banco de Informações Gerenciais**. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+-+1%C2%BA+trimestre+de+2019/b860054f-79ec-6608-951a-fb2288701434>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 43.

ANEEL, A. N. d. E. E. **Bandeira para o mês de agosto é vermelha patamar 2**. 2021. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/bandeira-para-o-mes-de-agosto-e-vermelha-patamar-2/656877?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-exibicao%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_XGPXSqdMFHrE%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_count%3D3](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/bandeira-para-o-mes-de-agosto-e-vermelha-patamar-2/656877?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-exibicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_XGPXSqdMFHrE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D3)>. Citado na página 14.

ANEEL, A. N. d. E. E. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**. 2022. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-termina-2021-com-maior-acrescimo-em-potencia-instalada-desde-2016/656877?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-exibicao%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_XGPXSqdMFHrE%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_count%3D3](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-termina-2021-com-maior-acrescimo-em-potencia-instalada-desde-2016/656877?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-exibicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_XGPXSqdMFHrE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D3)>. Citado na página 19.

ANEEL, A. N. d. E. E. **Sistema de Informações Georreferenciais do Setor Elétrico**. 2022. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=45374c61bd3e40e3a484878003fae937>>. Citado 4 vezes nas páginas 44, 45, 46 e 47.

AVAXGFX. **PVsystem 7.2.8 Pro**. 2021. Disponível em: <[https://avaxgfx.com/apps/graphics\\_design/184862-pvsyst-728-pro.html](https://avaxgfx.com/apps/graphics_design/184862-pvsyst-728-pro.html)>. Citado na página 48.

AZEVEDO, D. **NOVOS MATERIAIS IMPULSIONAM A EFICIÊNCIA DAS PLACAS SOLARES**. 2020. Disponível em: <<https://sunwise.com.br/novos-materiais-impulsionam-a-eficiencia-das-placas-solares/>>. Citado na página 35.

AZEVEDO, J. **Albedo: O que é e quais fatores influenciam?** s.d. Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/albedo/>>. Citado na página 24.

BACELAR, T. S. **Características das condições ambientais no reservatório da UHE Sobradinho no contexto da geração fotovoltaica flutuante.** Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

BELUCO, A. **Três Gargantas não é maior do mundo em todos os quesitos.** s.d. Disponível em: <[http://obviousmag.org/horizonte\\_de\\_eventos/2017/usina-hidreletrica-de-tres-gargantas.html](http://obviousmag.org/horizonte_de_eventos/2017/usina-hidreletrica-de-tres-gargantas.html)>. Citado na página 20.

BLUESOL, B. S. E. S. **Usina Solar Flutuante: Conheça a Tecnologia e os Projetos Instalados no Brasil.** s.d. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/usina-solar-flutuante-tecnologia-e-projetos-no-brasil/>>. Citado na página 34.

CAMPOS, M. **Energia Hidrelétrica.** 2021. <https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/energia-hidreletrica.htm>. Citado na página 14.

CANADIANSOLAR. **Ku5: Módulo PERC de Alta Potência de Células Duplas.** 2019. Disponível em: <[https://www.csisolar.com/test-br/wp-content/uploads/sites/7/2020/11/pt\\_Canadian\\_Solar-Datasheet-BiHiKu\\_CS3W-MB-AG\\_1000V1500V\\_v5.587.pdf](https://www.csisolar.com/test-br/wp-content/uploads/sites/7/2020/11/pt_Canadian_Solar-Datasheet-BiHiKu_CS3W-MB-AG_1000V1500V_v5.587.pdf)>. Citado na página 38.

CIELTERRE, C. . T. I. **Projects.** 2021. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/our-references/>>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

CRESESB. **Potencial Solar - SunData v 3.0.** 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Citado na página 48.

ENERGY, A. **Floating solar panels: a viable solution?** 2019. Disponível em: <<http://www.alternative-energy-news.info/floating-solar-panels/>>. Citado na página 29.

ENERGY, E. E. E. . R. **NOVOS MATERIAIS IMPULSIONAM A EFICIÊNCIA DAS PLACAS SOLARES.** s.d. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/solar/perovskite-solar-cells>>. Citado na página 35.

ENERGY, N. **Vantagens e desvantagens das células solares GaAs.** 2021. Disponível em: <<https://pt.dsisolar.com/info/advantages-and-disadvantages-of-gaas-solar-cel-54235649.html>>. Citado na página 35.

ENGIE. **Usina Hidrelétrica Itá.** 2021. Disponível em: <<https://www.engie.com.br/complexo-gerador/usinas/usina-hidreletrica-ita/>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 21.

EPE, E. d. P. E. **Expansão da geração solar fotovoltaica flutuante.** 2020. Citado 7 vezes nas páginas 15, 17, 28, 30, 31, 32 e 34.

EPE, E. d. P. E. **Matriz Energética e Elétrica.** 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Citado 4 vezes nas páginas 13, 15, 19 e 21.

GAMA, J. de O. **PAINEL FOTOVOLTAICO DE BAIXO CUSTO.** 2014. Disponível em: <<http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010637.pdf>>. Citado na página 34.

- IEA, I. E. A. **Data and Statistics**. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=JAPAN&fuel=Renewables%20and%20waste&indicator=SolarGen>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- INPE, I. N. D. P. E. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. Brasil, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 14, 16 e 23.
- ITRPV. **International Technology Roadmap for Photovoltaics**. 2019. Disponível em: <<https://pv-manufacturing.org/wp-content/uploads/2019/03/ITRPV-2019.pdf>>. Citado na página 29.
- JARDIM, C. A crise hídrica no sudeste do Brasil: Aspectos climáticos e repercussões ambientais. **Revista Tamoios**, v. 11, n. 2, 2016. ISSN 1980-4490. Disponível em: <<https://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/tamoios/article/view/16517>>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 16.
- JESUS, F. **Os melhores painéis fotovoltaicos 2020**. 2020. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/os-melhores-paineis-fotovoltaicos-2020/>>. Citado na página 37.
- JINKOSOLAR. **PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO JINKO (85186-5)**. 2021. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/produto/85186-5/painel-solar-fotovoltaico-jinko-jkm450m-60hl4-v-60m-hc-450w-tiger-pro-mono-perc-2085-efic-120-cel>>. Citado na página 38.
- MASID, L. L. **Estudo e Projeto de um Suporte Flutuante Com Angulação Ajustável para Painéis Fotovoltaicos**. Tese (Doutorado) — Escola Politécnica - RJ, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 17, 23 e 38.
- NASSA, T. et al. **Seguidor solar – tracker: vantagens e desvantagens**. 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/seguidor-solar-tracker-vantagens-e-desvantagens.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.
- NREL, N. R. E. L. **Research Cell Efficiency Records**. 2021. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>. Citado na página 36.
- OLIVEIRA, F. A. de. **Instalações de sistemas solares flutuantes**. 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/instalacoes-de-sistemas-solares-flutuantes/>>. Citado na página 26.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 22, 23 e 24.
- POWER, S. **Guqiao Huainan**. 2021. Disponível em: <<https://en.sungrowpower.com/SolutionsDetail/1088>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 25.
- PVSYST. **A powerful software for your photovoltaic systems**. s.d. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Citado na página 49.
- SANTAFÉ, M. R. et al. **Implementation of a photovoltaic floating cover for irrigation reservoirs**. Tese (Doutorado) — Energy, 2014. Citado na página 27.
- SCOTRA. **Dispositivo de amarração elástica**. 2022. Disponível em: <<http://scotra.co.kr/sub/introduction/introduction.asp>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

SOLAR, P. **Energia Solar Fotovoltaica na China**. 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-fotovoltaica-na-china>>. Citado na página 14.

SOLARISFLOAT. **The Solution**. 2022. Disponível em: <<https://www.solarisfloat.com/the-solution-2/>>. Citado 3 vezes nas páginas 25, 34 e 35.

STRANGUETO, K. M. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2016. Citado 9 vezes nas páginas 13, 15, 17, 24, 26, 34, 43, 49 e 54.

SUN, E. S. T. **Geração de Energia Solar cresce no país e coloca o Brasil no TOP 15 mundial**. 2021. Disponível em: <<https://g1.globo.com/sc/santa-catarina/especial-publicitario/top-sun/top-sun-energia-solar/noticia/2021/09/23/geracao-de-energia-solar-cresce-no-pais-e-coloca-o-brasil-no-top-15-mundial.ghtml>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.