



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR
COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR
CENTRO REGIONAL DE CIÊNCIAS NUCLEARES DO NORDESTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E
NUCLEARES

TARCISIO SOUTO BACELAR

**CARACTERÍSTICAS DAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS NO RESERVATÓRIO DA
UHE SOBRADINHO NO CONTEXTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
FLUTUANTE**

Recife

2019

TARCISIO SOUTO BACELAR

**CARACTERÍSTICAS DAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS NO RESERVATÓRIO DA
UHE SOBRADINHO NO CONTEXTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
FLUTUANTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Fontes Renováveis de Energia

Orientadora: Profa. Dr. Olga Castro Vilela

Coorientadora: Profa. Dr. Elielza Souza Barbosa

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4 / 1502

- B117c Bacelar, Tarcisio Souto.
Características das condições ambientais no reservatório da UHE Sobradinho no contexto da geração fotovoltaica flutuante. / Tarcisio Souto Bacelar. - Recife, 2019.
94 f. : il.
- Orientadora: Profa. Dra. Olga de Castro Vilela.
Coorientadora: Profa. Dra. Elielza Moura de Souza Barbosa.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2019.
Inclui referências e anexo.
1. Engenharia de energia solar. 2. Geração de eletricidade solar. 3. Usina fotovoltaica flutuante. 4. Temperatura de operação e desempenho de geradores fotovoltaicos. I. Vilela, Olga de Castro, orientadora. II. Barbosa, Elielza Moura de Souza, coorientadora. III. Título.

TARCÍSIO SOUTO BACELAR

**CARACTERÍSTICAS DAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS NO RESERVATÓRIO DA
UHE SOBRADINHO NO CONTEXTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
FLUTUANTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovada em: 30.08.2019

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira (examinador interno)
CRCN-NE/CNEN/UFPE

Prof. Dr. Prof. José Bione de Melo Filho (examinador externo)
IFPE e CHESF

Prof. Dr. Luis Arturo Gómez Malagón (examinador externo)
UPE

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Tércio Bacelar e Silva e Eleonora Souto Silva (*in memoriam*), à minha família, em especial à minha esposa e filhos, pelo incentivo e compreensão pelas minhas ausências.

Às minhas orientadoras Profa. Olga Castro Vilela e Profa. Elieza de Souza Barbosa pelos ensinamentos, por guiarem meus caminhos na pesquisa e pelas correções de rotas com foco nos objetivos traçados.

Aos meus colegas que sempre me motivaram com seu dinamismo, natural da idade, e em particular ao técnico do grupo FAE/UFPE: Rinaldo de O. Melo pelo apoio na montagem e acompanhamento na bancada de testes.

Ao grupo de pesquisas em fontes alternativas de energia do departamento de energia nuclear da UFPE (grupo FAE) pela cessão dos equipamentos e sensores de precisão, instalados na bancada de testes, tão importantes à minha pesquisa.

À Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, pelo apoio logístico, no difícil acesso à ilha flutuante no reservatório da UHE-Sobradinho, aos seus gerentes e em especial ao Eng. Pedro Sinval Ferreira Rodrigues que nos acompanhou em todas nossas visitas à bancada de testes.

E à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL pelo incentivo e fomento à pesquisa através de seus programas de P&D+I, notadamente no âmbito do P&D “Exploração de Energia Solar em lagos de Usinas Hidrelétricas”, contrato CHESF: CTNI - 92.2016.0430.00, chamada pública Eletronorte / Chesf - 003/2015.

.

RESUMO

O principal objetivo do estudo é analisar as condições ambientais do local da usina fotovoltaica flutuante de Sobradinho – BA e as características do gerador fotovoltaico assim como estimar a temperatura de operação do gerador, parâmetro fundamental no desempenho da geração fotovoltaica e fortemente relacionado às condições climáticas. Para tanto, uma bancada de testes flutuante formada por um conjunto de sensores de medição ambiental foi instalada sobre flutuadores conectados à UFF-Sobradinho (1 MWp na primeira etapa e 5 MWp na fase final). A bancada também inclui dois módulos fotovoltaicos, em curto-circuito e em circuito aberto, com instrumentação para medição de temperatura e parâmetros elétricos do gerador fotovoltaico. As informações coletadas nas condições ambientais específicas de sistemas em lagos hidrelétricos, particularmente no lago da UHE – Sobradinho, não estão disponíveis na literatura. O comportamento da variação de temperatura do gerador fotovoltaico em função das condições meteorológicas locais medidas (irradiância solar, temperatura e umidade relativa do ar, velocidade e direção do vento) foi analisado e estimado considerando um modelo de balanço energético e características físicas do gerador fotovoltaico. Os resultados confirmam as excelentes condições ambientais da região do reservatório da UHE - Sobradinho e a eficiência operacional do gerador, cerca de 15,5%, quando operando nas condições ambientais reais do local. Além de estudos experimentais e o desenvolvimento de um modelo de estimativa de desempenho de geradores simples e eficaz, o trabalho também apresenta uma ampla análise de última geração de Usinas de Energia Fotovoltaica Flutuante (UFF) no mundo para fornecer informações relevantes sobre as tendências tecnológicas desta aplicação.

Palavras-chave: Geração de eletricidade solar. Usina fotovoltaica flutuante. Temperatura de operação e desempenho de geradores fotovoltaicos.

ABSTRACT

The main objective of the study is to analyze the environmental conditions in the site of the photovoltaic floating plant Sobradinho - BA and the characteristics of the photovoltaic generator as well as to estimate the generator operating temperature, a fundamental parameter in the performance of photovoltaic generation and strongly related to weather conditions. To this end, a floating test bench formed by a set of environmental measurement sensors coupled to a floating base was connected to 1 MWp UFF-Sobradinho (first stage of 5 MWp and in the final phase). The bench also includes two short-circuit and open-circuit photovoltaic modules, with instrumentation for temperature measurement and electrical parameters of the photovoltaic generator. The information collected is not available in the literature on these specific environmental conditions of floating photovoltaic systems in hydroelectric lakes, particularly in the UHE - Sobradinho lake. The behavior of the temperature variation of the photovoltaic generator as a function of the measured local weather conditions (solar irradiance, temperature, and relative humidity, wind speed and direction) is analyzed and estimated considering a model of energy balance and physical characteristics of the photovoltaic generator. The results confirm the excellent environmental conditions of the UHE - Sobradinho reservoir region and the operating efficiency of the generator, about 15.5% when operating in the real environmental conditions of the site. In addition to experimental studies and the development of a simple and effective generator performance estimation model, the work also presents an extensive analysis of the latest generation of Floating Photovoltaic Power Plants (UFF) in the world to provide relevant information on the technology trends of this Application.

Keywords: Solar Power Generation. Floating Photovoltaic Plant. Operating Temperature and Performance of Photovoltaic Generators.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade de geração adicionada em 2018 por fontes renováveis	14
Figura 2 - Usinas flutuantes instaladas no mundo até 2017	22
Figura 3 - Módulos implantados sobre membrana não permeável projetada para suportar o estresse mecânico e a exposição ao sol. (a) Coletores <i>dual-glass, silicon crystalline</i> instalados sobre manta. (b) Membrana não permeável suportando estresse mecânico e radiação solar.	23
Figura 4 - Sistema FV com quatro ilhas circulares. (a) Apresenta resistência mecânica. (b) Ilhas circulares de 500 kWp.	24
Figura 5 - Concentração das massas de água artificiais na região Nordeste	28
Figura 6 - Sistema com rastreamento (a) com confinamento e (b) sem confinamento (com corda)	30
Figura 7 - Sistema fotovoltaico submerso para proteção de ondas. (Pesquisa apenas com interesse militar)	31
Figura 8 - Configurações de flutuadores na Coreia	32
Figura 9 - Tipos de flutuadores e arranjos instalados na área de teste do (SERIS).....	33
Figura 10 - Fabricantes de flutuadores no mundo	34
Figura 11 - Esquema do sistema de ancoragem e detalhe das molas elásticas. a) esquema de amarração com molas eláticas. b) mola elástica fabricada pela Seaflex.	38
Figura 12 - Distribuição da capacidade instalada total usinas hidrelétricas reversíveis.....	41
Figura 13- Fotografia dos flutuadores principal e secundário (Hydrelio©).....	43
Figura 14- Exemplo da caixa de junção montadas nos flutuadores principais.....	45
Figura 15 - Visão externa frontal do eletrocentro WEG	45
Figura 16 - Roteiro do desenvolvimento da metodologia aplicada.....	51
Figura 17 - Arranjo experimental (Pato-II) instalado justaposto à usina de 1MWp	52
Figura 18 - Arranjo experimental Pato-II- Equipamentos e instrumentação (I).....	54
Figura 19 - Arranjo experimental Pato-II- Equipamentos e Instrumentação (II).....	55
Figura 20 - Curvas características fornecidas pelo fabricante do módulo <i>Canadian</i>	56
Figura 21 - Representação esquemática do balanço de energia no módulo fotovoltaico	58
Figura 22 - Dados coletados dos parâmetros meteorológicos	64
Figura 23 - Histograma das taxas de irradiância solar no plano horizontal	65
Figura 24 - Taxas de irradiância incidentes nos planos horizontal e inclinado	66
Figura 25 - Radiação no plano horizontal - lago de Sobradinho	67
Figura 26 - Temperaturas do ar, velocidade do vento e umidade relativa do ar	68
Figura 27 – Características específicas do dispositivo fotovoltaico com a irradiância incidente: Corrente de curto circuito.	70

Figura 28 - Características específicas do dispositivo fotovoltaico com a irradiância incidente: Tensão de circuito aberto.....	70
Figura 29 - Características específicas do dispositivo fotovoltaico com a irradiância incidente: Diferença entre temperatura do módulo fotovoltaico e do ambiente.....	71
Figura 30 - Comportamento das variáveis no dia 03/01/2019 - Céu Claro.....	72
Figura 31 - Comportamento das variáveis no dia 11/01/2019 - Céu Moderado	73
Figura 32 - Comportamento das variáveis no dia 10/01/2019 - Céu Nublado	74
Figura 33 – Comparação Sobradinho e Petrolina - Temperatura Ambiente	75
Figura 34 - Comparação Sobradinho e Petrolina – Velocidade do Vento.....	76
Figura 35 - Comparação Sobradinho e Petrolina – Umidade Relativa do Ar	76
Figura 36 - Radiação Horizontal	78
Figura 37 - Sobradinho e Petrolina - Temperatura Ambiente	78
Figura 38 - Relação entre a diferença de temperatura ($T_{FV}-T_{amb}$) e a irradiância incidente no plano do módulo FV (I_{col})	83
Figura 39- Histograma de frequência do parâmetro k de Ross – período de 19/12/2018 a 17/06/2019	87
Figura 40 – Representação gráfica de <i>box & whiskers</i> para o k de Ross.....	83
Figura 41 – Perdas térmicas totais calculadas com base nos dados experimentais para o módulo instalado no Lago de Sobradinho.....	84
Figura 42 – Perdas térmicas (a) radiativas e (b) convectivas, calculadas com base nos dados experimentais para o módulo instalado no lago.....	85
Figura 43 – Relação entre a diferença de temperatura do módulo e ambiente ($T_{FV}- T_{amb}$) e a irradiância solar incidente I_{col} . Temperatura T_{FV} calculada considerando o módulo com geração	86
Figura 44 – Histograma de frequência do parâmetro k de Ross calculado considerando-se a condição de módulo com geração.....	87
Figura 45 – Representação gráfica de <i>box & whiskers</i> para o k de Ross com geração.....	87
Figura 46 – Potência elétrica calculada em função da irradiância incidente medida.....	88

LISTA DE SÍMBOLOS GREGOS

α_i	Coeficiente de temperatura de I_{cc}
α_v	Coeficiente de temperatura de V_{oc}
β	Inclinação do plano coletor fotovoltaico
γ	Coeficiente de temperatura da potência máxima
σ	Constante de Stefan-Boltzman
η	Eficiência do módulo FV
ξ_{FVf}	Fator de emissividade da frente do módulo
ξ_{FVb}	Fator de emissividade da traseira do módulo
ξ_{sky}	Fator de emissividade do céu
ξ_{ground}	Fator de emissividade do solo ou do flutuador para módulo flutuante

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A_{FV}	Área do módulo
Alb_{FV}	Albedo ou Reflexividade do módulo
CC	Corrente contínua
FV	Fotovoltaico
FVT	Fotovoltaico térmico
W_p	Watt pico (Potência CC)
h	Coeficiente global de perdas
ha	Hectare - unidade de medida de área equivalente 10.000 m ²
H_h	Radiação incidente média diária
I_{col}	Irradiância no plano do coletor
I_{cc}	Corrente de curto circuito
K	Coeficiente de Ross
K_{fc}	Coeficiente de troca de calor por convecção forçado
K_n	Coeficiente de troca de calor por convecção natural (livre)
MPPT	Seguidor de máxima potência
NOCT	Temperatura nominal de operação da célula
P_{covb}	Potência cedida por convecção traseira ao meio ambiente
P_{covf}	Potência cedida por convecção frontal ao meio ambiente
P_{el}	Potência elétrica do módulo
P_{irrb}	Potência irradiada pela traseira do módulo
P_{irrf}	Potência irradiada pela frente do módulo
P_{sol}	Potência solar incidente no módulo
PR	<i>Performance ratio</i> - medida de qualidade da usina
SAD	Sistema de aquisição de dados
STC	Condições padrão de ensaio
T_{amb}	Temperatura do ambiente
T_{FV}	Temperatura do módulo
UFF	Usina fotovoltaica flutuante
UHR	Usina hidrelétrica reversível
UR	Umidade relativa do ar
v	Velocidade do vento
V_{oc}	Tensão em circuito aberto

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Primeiras usinas fotovoltaicas flutuantes - UFF.....	18
Tabela 2 - Expansão das usinas fotovoltaicas flutuantes no mundo.....	19
Tabela 3 - Potência instalada mundial de hidreletricidade reversível até 2016.....	39
Tabela 4 - Especificações elétricas do painel CS6P 265 Wp	44
Tabela 5 - Valores dos parâmetros utilizados na modelagem	62
Tabela 6 - Estatísticos dos valores de k Ross	82

SUMÁRIO

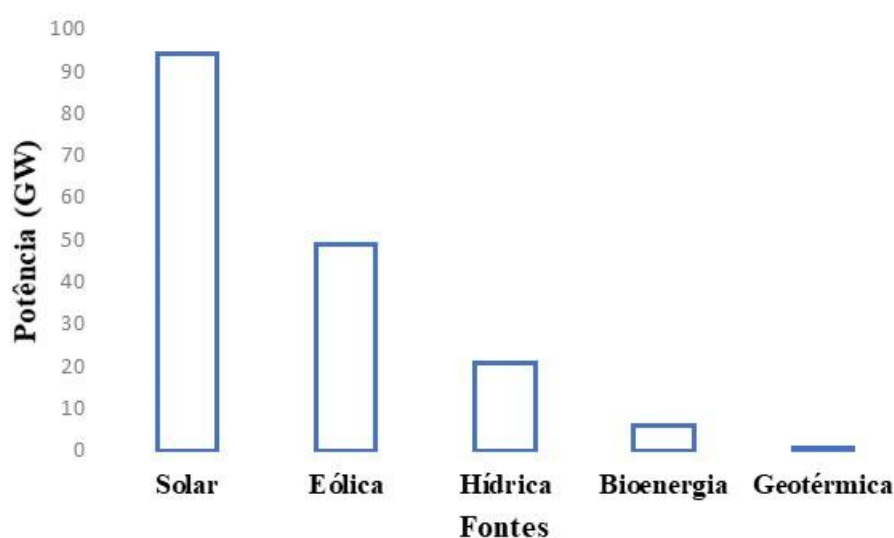
1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	17
2	ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE	18
2.1	TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES - UFF	23
2.1.1	Sistema fotovoltaico no oceano	23
2.1.2	Sistema fotovoltaico flutuante sobre canal de irrigação	24
2.1.3	Sistema fotovoltaico flutuante em lago de hidrelétrica	25
2.1.3.1	Redução do uso da terra.....	26
2.1.3.2	Redução da evaporação	26
2.1.3.3	Custo de operação e manutenção.....	28
2.1.3.4	Sombreamento	29
2.1.3.5	Tempo de instalação	29
2.2	Inovações na tecnologia de sistemas fotovoltaicos flutuantes.....	29
2.2.1	Sistema solar flutuante com rastreamento	30
2.2.2	Sistemas fotovoltaicos flutuantes submersos	31
2.2.3	Diferentes tipos de flutuadores (materiais e geometria)	32
2.2.4	Fabricantes de Flutuadores no Mundo	33
2.2.5	Sistema de Ancoragem	37
2.3	POTENCIAL DE APLICAÇÃO DE SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE EM RESERVATÓRIO DE HIDRELÉTRICA NO MUNDO	38
2.4	CONSIDERAÇÕES SOBRE A IMPLANTAÇÃO DE USINAS FOTO VOLTAICAS FLUTUANTES EM LAGOS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL.....	41
2.5	O SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE DE SOBRADINHO	42
2.5.1	Sistema gerador	43
2.5.2	Conexões elétricas e Eletrocentro	45
3	REVISÃO DA LITERATURA	46
4	MATERIAS E MÉTODOS	50
4.1	CAMPANHA DE MEDIÇÃO	50
4.1.1	Descrição do arranjo experimental	51
4.2	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DOS MÓDULOS	56

4.2.1	Estimativa da Temperatura do módulo com geração de potência a partir de medições do módulo em <i>V_{oc}</i>	61
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	63
5.1	ANÁLISE DOS DADOS DA CAMPANHA DE MEDIÇÃO NO LAGO DE SOBRADINHO	63
5.1.1	Recurso Solar - irradiações incidentes.....	65
5.1.2	Temperatura ambiente, umidade relativa do ar, velocidade do vento	67
5.1.3	Características específicas do dispositivo fotovoltaico flutuante	69
5.1.4	Comparação entre os resultados obtidos e valores de referência	75
5.1.5	Radiação Solar Sobradinho e Petrolina.....	77
5.1.6	Temperatura ambiente Sobradinho e Petrolina	77
5.1.7	Umidade do ar e Velocidade do vento Sobradinho e Petrolina.....	79
5.2	TEMPERATURA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO E POTÊNCIA GERADA.....	80
5.2.1	Coeficiente de Ross para a condição NOCT - dados do fabricante	80
5.2.2	Cálculo do coeficiente de Ross – dados experimentais.....	80
5.3	ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DO MÓDULO EM CONDIÇÃO DE OPERAÇÃO (<i>P_{el}</i> ≠ 0).....	83
5.3.1	Temperatura do módulo em geração e potência gerada.....	84
6	CONCLUSÃO	88
	REFERÊNCIAS	90
	ANEXO A - MODELOS PARA ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DOS MÓDULOS FOTOVOLTÁICOS	94

1 INTRODUÇÃO

A energia solar para produção de energia elétrica vem sistematicamente aumentando sua participação na matriz energética mundial e já se apresenta como a fonte de energia renovável que mais cresce na atualidade, como destaca o *Renewables Global Status Report* da IRENA (2017). O relatório destaca que a geração de energia pela fonte solar cresceu, em 2016, mais que as demais fontes de energia renováveis. Naquele ano, a fonte solar participou com aproximadamente 47% de toda nova energia renovável implantada, no nível mundial, enquanto que as fontes eólica e hidrelétrica detinham cerca de 34% e 15,5% respectivamente (IRENA, 2017). Essa expansão continuou sendo impulsionada, primeiramente, pela energia solar, em seguida pela eólica, segundo o balanço das fontes renováveis no mundo, divulgado também pela IRENA (2019), como pode ser observado na figura 1. Dos cerca de 170 GW introduzidos no ano de 2018, 55% foram provenientes da fonte solar, confirmando a tendência.

Figura 1 Capacidade de geração adicionada em 2018 por fontes renováveis



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da Irena (2019)

A potência total acumulada no mundo até 2018, por fontes renováveis, atingiu 2.351 GW onde 1.172 GW pela hidreletricidade, 564 GW pela eólica e 486 GW pela fonte solar. A China, o Japão, os EUA e a Alemanha são responsáveis por 67% desse montante mundial acumulado.

Esse rápido e continuado crescimento da geração solar fotovoltaica pode ser atribuído à melhoria da curva de conhecimento tecnológico com consequente barateamento de toda a cadeia de produção, notadamente a dos painéis fotovoltaicos que experimentam uma crescente redução de custos e aumento de eficiência.

As primeiras iniciativas no Brasil ocorreram com a implantação de sistemas FV autônomos na zona rural do Nordeste Oriental, no final da década de 90, no âmbito do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – PRODEEM (Neto e Carvalho, 2006). A primeira usina fotovoltaica foi instalada no país apenas em 2011, em Tauá-CE (MPX, 2011). No ano de 2012 iniciou-se o ciclo virtuoso dessa fonte em consequência do P&D Estratégico nº13/2011, da ANEEL - “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” que buscou induzir investimentos na geração de energia fotovoltaica fomentando o “financiamento/execução”, por empresas de energia elétrica em 18 projetos de usinas fotovoltaicas.

No ano de 2016 o Brasil contava com uma potência fotovoltaica instalada da ordem de 150 MW, o que correspondia a aproximadamente 0,1% da matriz energética brasileira. De acordo com o Balanço Energético Nacional da EPE (2018), em 2017, a participação da energia solar na matriz elétrica era de 0,13%. Com rápido crescimento, em 2019 o Brasil atingiu mais de 2 GW de potência solar instalada, o que representa 1,27% de sua matriz energética de acordo com o Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL (2019). Vale salientar que a essa Agência já outorgou 86 novos empreendimentos com capacidade instalada de 2,76 GW que se encontram em construção ou ainda não iniciados.

A experiência adquirida no país com respeito às instalações fotovoltaicas, tanto técnica quanto no âmbito de negócios, permitiu o estabelecimento de um ambiente favorável ao surgimento de propostas inovadoras, como a da geração fotovoltaica em meio aquático. Essa opção tecnológica, no entanto, já era usada em outros locais, principalmente nos países Asiáticos e foram incentivadas pela ANEEL através da chamada pública Eletronorte/Chesf 003/2015 – “Exploração de Energia Solar em lagos de Usinas Hidrelétricas”. A chamada visava a implantação de sistemas de geração de energia solar de 10 MWp de potência, utilizando painéis fotovoltaicos montados em plataformas flutuantes a ser instaladas nos reservatórios das usinas hidrelétricas de Balbina-AM e de Sobradinho-BA. Esses sistemas foram propostos como base de pesquisa aplicada para avaliação dos impactos desta nova tecnologia nos ecossistemas amazônico e semiárido nordestino, respectivamente.

As Usinas Fotovoltaicas Flutuantes (UFF) em lagos de hidroelétricas vêm sendo propostas como uma alternativa vantajosa aos sistemas em terra pela possibilidade de aumento da eficiência pela redução da temperatura de operação dos geradores, além de vantagens econômicas de custos evitados com a aquisição de terra, maior rapidez na instalação e na obtenção de licença ambiental, economia de água pela redução na evaporação, entre outras. As propostas de instalação de usinas FV flutuantes em reservatórios partem do pressuposto de que os ganhos advindos das vantagens mencionadas possam compensar os custos adicionais com flutuadores, ancoragem, vedação, cabeamento aquático, além da possibilidade de redução da vida útil dos equipamentos.

Este trabalho visa contribuir com informações sobre as condições meteorológicas e ambientais em meio aquático que diferem das coletadas por meio de estações solarimétricas instaladas em terra, notadamente na região semiárida do Nordeste do Brasil. Na área do estudo realizado, existem informações de boa qualidade provenientes de uma estação instalada na cidade de Petrolina (Rede Sonda), a aproximadamente 50 km do lago de Sobradinho – foco da pesquisa realizada. Entretanto, as condições meteorológicas específicas no local de instalação do sistema fotovoltaico flutuante (reservatório), imprescindíveis para a estimativa da temperatura de operação dos módulos e, conseqüentemente, para a estimativa da energia gerada, não são habitualmente medidas.

É nesse contexto que se inscreve a pesquisa cujos resultados estão aqui apresentados.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal descrever e conhecer o ambiente do lago de Sobradinho, local onde está sendo implantada uma usina fotovoltaica flutuante, com base em experimentos realizados neste local. Para tal, uma bancada de ensaios formada por um conjunto de sensores de medições ambientais, acoplada a uma base flutuante, foi justaposta à usina fotovoltaica flutuante de 1 MWp de Sobradinho. A bancada agrega ainda, dois módulos fotovoltaicos com instrumentação para medição da temperatura e parâmetros elétricos. As medições realizadas fornecem informações sobre as condições ambientais específicas às quais os sistemas fotovoltaicos flutuantes são submetidos, quando instalados no lago de Sobradinho.

Como objetivo secundário, propõe-se construir modelagem, utilizando os dados experimentais baseada em um modelo de balanço de energia, com vistas a descrever o comportamento da variação da temperatura do gerador fotovoltaico em função das condições meteorológicas locais (irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento). Nesse estudo são consideradas as características físicas e elétricas do gerador (módulo) escolhido para compor a usina fotovoltaica flutuante de 1 MWp projetada para o lago de Sobradinho.

Agregando aos estudos experimentais, este trabalho buscou também apresentar uma extensa análise do Estado da Arte das Usinas Fotovoltaicas Flutuantes (UFF) no mundo, com vistas a disponibilizar informações importantes sobre as tendências tecnológicas dessa aplicação.

2 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE

A aplicação de usinas fotovoltaicas flutuantes (UFF) é relativamente recente. A partir de 2007 esse tipo de tecnologia começou a ser testada na Itália, USA, França, Espanha, China, Japão e Coreia. Mais recentemente, sua aplicação em larga escala cresceu muito nos países Asiáticos devido ao grande adensamento populacional, limitações e concorrência no aproveitamento de terras, grande disponibilidade de corpos de água para sua aplicação e economia de água pela redução da evaporação (Trapani e Santafé, 2014; Thi, 2017).

Inicialmente foram instaladas usinas de pequeno porte, com poucas dezenas de kWp. Com o passar do tempo e o sucesso da experimentação, a tecnologia, passou para um patamar da ordem de MWp e foi sendo experimentada em diferentes corpos de água. Ressalta-se que até 2014 nenhuma usina fotovoltaica flutuante (UFF) havia sido experimentada em reservatórios de hidrelétricas, como observou Trapani e Santafé (2014) que apresentaram 18 UFFs instaladas no mundo, somando cerca de 2,4 MWp de sistemas flutuantes de pequena a média capacidade, como pode ser observado na tabela 1.

Tabela 1 - Primeiras usinas fotovoltaicas flutuantes - UFF

ano	País	Cidade	KWp
2007	Japan	Aichi	20
2008	USA	California	175
2008	USA	California	30
2009	Italy	Bubano	500
2009	Spain	Agost	24
2009	Italy	Solarolo	20
2010	Italy	Petra Winery	200
2010	Spain	Agost (Expansion)	300
2011	Italy	Lake Colignola	30
2011	Italy	Avetrana	20
2011	France	Piolenc	14
2011	USA	California	350
2011	USA	New Jersey	112
2012	South Korea	Cheonju	20
2012	South Korea	Hap cheon Dam	500
2012	France	Pommèraie- sur – Sevre	100
2013	Sigapore	Bishan	5
2014	Japan	Okegawa	1.157

Fonte: Elaborado pelo autor com informações de Trapani e Santafé (2014)

A tabela 2 mostra a expansão das UFFs no mundo até o ano de 2016, com um incremento da ordem de 240 MWp. Cabe ressaltar que 47% desse acréscimo deveu-se ao Japão que contava à época com 45 usinas flutuantes (Sauh e Yadav, 2016; Thi, 2017). Os autores citam previsão de expansão muito grande nesse tipo de aplicação UFF e ressaltam que só a China implantou em 2017 uma usina de 40 MWp numa área de mineração chamada Anhui.

Tabela 2 - Expansão das usinas fotovoltaicas flutuantes no mundo

Ano	País	Cidade	kWp
2007	Japan	Aichi	20,0
2007	USA	California	477,0
2008	USA	California	175,0
2008	USA	California	30,0
2009	Italy	Bubano	500,0
2009	Italy	Solarolo	20,0
2009	Spain	Agost	24,0
2010	Italy	Petra Winery	200,0
2010	Spain	Agost (Expansion)	300,0
2011	France	Piolenc City	15,0
2013	Japan	Saitama	1.180,0
2013	Singapore	Bishan	5,0
2014	Indy	Kolkata	10,0
2014	Israel	Jerusalem	50,0
2014	Israel	Mekorot Eshkol	50,0
2014	Japan	Saitama	2.000,0
2014	Japan	Saitama	696,0
2014	Japan	Yasugi	1.097,6
2014	Japan	Hyogo	850,0
2014	Japan	Maeno-Ike	848,0
2014	Japan	Kawagoe	696,2
2014	Japan	Hyogo	48,0
2014	Japan	Hyogo	40,0
2014	Japan	Kagawa	6,0
2014	Japan	Shimane	1.098,0
2014	Tayland	Yothathikan	5,4
2014	Thailand	Samut Songkhram	5,0
2014	UK	Wargrave City	200,0
2014	UK	SheepLands	200,0
2015	Indy	West Bengal	10,0
2015	Israel	Yavne	22,0
2015	Japan	Hyogo	1.430,0
2015	Japan	Hyogo	1.200,0
2015	Japan	Hyogo	1.008,0
2015	Japan	Saitama	1.750,0

Fonte: Elaborado pelo autor com informações de Sauh e Yadav (2016)

**Tabela 2 - Expansão das usinas fotovoltaicas flutuantes no mundo
(continuação)**

Ano	País	Cidade	kWp
2015	Japan	Umenoki	7.750,4
2015	Japan	Kato-Sh	2.870,3
2015	Japan	Hyogo	2.313,4
2015	Japan	Japan Hyogo	2.313,0
2015	Japan	Funatsu Osawa	1.485,0
2015	Japan	Hyogo	1.176,0
2015	Japan	Hanamidai	1.153,1
2015	Japan	Saitama	1.153,0
2015	Japan	Nara	1.125,0
2015	Japan	Hirai-Ike	1.125,0
2015	Japan	Fuku-Ike	1.076,4
2015	Japan	Hyogo	1.076,0
2015	Japan	Sawa-Ike	1.008,0
2015	Japan	Fukuoka	528,0
2015	Japan	Aichi	460,0
2015	Japan	Hyogo	1.700,0
2015	Japan	Hyogo	1.700,0
2015	Japan	Hyogo	1.485,0
2015	Japan	Osaka	504,0
2015	Japan	Hyogo	1.500,0
2015	Japan	Ibaraki	1.330,0
2015	Korea	Chungcheonbuk	495,0
2015	Korea	Gyeongsang Bukdo	3.000,0
2015	Korea	Gyeongsang Bukdo	3.000,0
2015	Malaysia	Sepang City	108,0
2015	Netherlands	Rotterdam	33,0
2015	South Korea	O-Chang	494,5
2015	Sweden	Bor	13,0
2015	UK	Benacre Village	100,0
2015	UK	South Yorkshire	471,0
2015	Japan	Hyogo	1.176,0
2015	Japan	Hanamidai	1.153,1
2015	Japan	Saitama	1.153,0
2015	Japan	Nara	1.125,0
2015	Japan	Hirai-Ike	1.125,0

Fonte: Elaborado pelo autor com informações de Sauh e Yadav (2016)

**Tabela 2 - Expansão das usinas fotovoltaicas flutuantes no mundo
(continuação)**

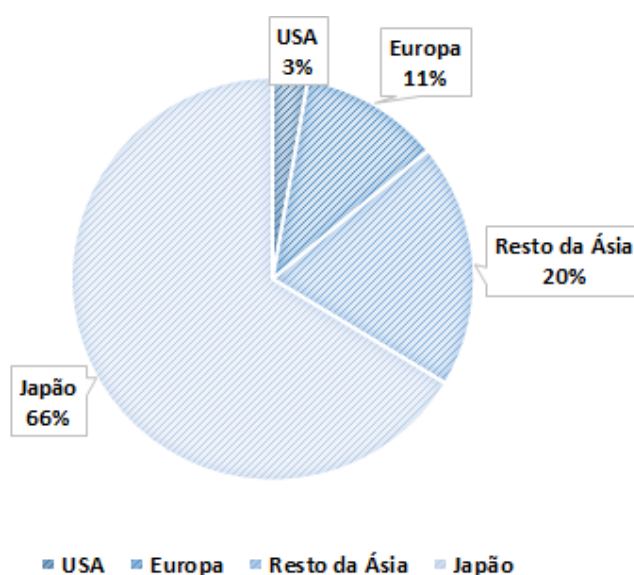
Ano	País	Cidade	kWp
2015	Japan	Fuku-Ike	1.076,4
2015	Japan	Hyogo	1.076,0
2015	Japan	Sawa-Ike	1.008,0
2015	Japan	Fukuoka	528,0
2015	Japan	Aichi	460,0
2015	Japan	Hyogo	1.700,0
2015	Japan	Hyogo	1.700,0
2015	Japan	Hyogo	1.485,0
2015	Japan	Osaka	504,0
2015	Japan	Hyogo	1.500,0
2015	Japan	Ibaraki	1.330,0
2015	Korea	Chungcheonbuk	495,0
2015	Korea	Gyeongsang Bukdo	3.000,0
2015	Korea	Gyeongsang Bukdo	3.000,0
2015	Malaysia	Selangor City	108,0
2015	Netherlands	Rotterdam	33,0
2015	South Korea	O-Chang	494,5
2015	Sweden	Bor	13,0
2016	UK	London	6.338,0
2016	UK	Godley	2.991,0
2016	China	Anhui Province	20.000,0
2016	Italy	Italy	343,0
2016	Japan	Osaka	1.000,0
2016	Japan	Hyogo	990,0
2016	Japan	Hyogo	630,0
2016	Japan	Chiba	59,0
2016	Japan	Japan Mie	2.449,0
2016	China	Anhui Province	20.000,0
2016	Italy	Italy	343,0
2016	Japan	Osaka	1.000,0
2016	Japan	Hyogo	990,0
2016	Japan	Hyogo	630,0
2016	Japan	Chiba	59,0
2016	Japan	Japan Mie	2.449,0
2017	Japan	Anhui Province	40.000,0

Fonte: Elaborado pelo autor com informações de Sauh e Yadav (2016)

A diferenciada participação do Japão, como pode ser observada na figura 2, na implantação desse tipo de tecnologia, pode ser atribuída a dois fatores principais: à escassez de terra na ilha e devido à regulamentação da “*Feed in Tariff Law*”, assinada em 01/07/2011 pelo governo Japonês (Minamino e Langone, 2017), logo após o acidente nuclear de Fukushima, que determinou que suas empresas de eletricidade são obrigadas a comprar 100% da energia de fontes renováveis produzida no país.

Os vetores que têm impulsionado a geração de energia FV flutuante a experimentar um alto crescimento relativo comparado aos demais tipos de energia renováveis são: incentivos governamentais, declínio de preço dos elementos da cadeia de produção e o aumento da eficiência na produção de energia proveniente de pesquisas no nível global (Thi, 2017).

Figura 2 - Usinas flutuantes instaladas no mundo até 2017



Fonte: Adaptada pelo autor com informações de Thi (2017)

A seguir são descritos tipos de sistemas fotovoltaicos flutuantes do ponto de vista do local de instalação, das características, vantagens e desvantagens dos sistemas.

2.1 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES - UFF

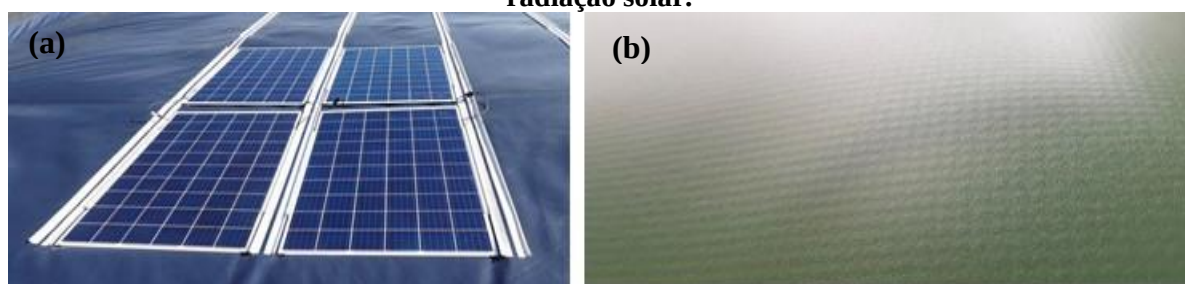
Os sistemas solares flutuantes podem ser instalados em praticamente qualquer corpo de água como oceanos, lagos, lagoas, reservatórios de hidrelétrica, canal de irrigação, estações de tratamento de águas, fazendas de peixes, açudes, represas etc. Segue uma descrição de alguns tipos de sistemas de acordo com o corpo de água e com as características das instalações.

2.1.1 Sistema fotovoltaico no oceano

A instalação de sistemas fotovoltaicos no mar é mais complicada do que em água doce, considerando as condições extremas sob as quais o sistema é submetido, tais como: aumento do movimento e vibração causada por ondas maiores, traços de água salgada no vidro na superfície do painel, perdas elétricas extras através de cabos longos, aumento da corrosão e degradação causados pelo alto teor de sal (Sauh e Yadav, 2016).

Uma proposta inovadora com respeito às UFFs em mar foi apresentada pela empresa Norueguesa Ocean Sun, consistindo da utilização de uma manta não permeável constituída de uma fina membrana de polímero projetada para suportar estresse mecânico e radiação solar Bjørneklett *et al.* (2019), como mostrado na figura 3.

Figura 3 - Módulos implantados sobre membrana não permeável projetada para suportar o estresse mecânico e a exposição ao sol. (a) Coletores *dual-glass, silicon crystalline* instalados sobre manta. (b) Membrana não permeável suportando estresse mecânico e radiação solar.



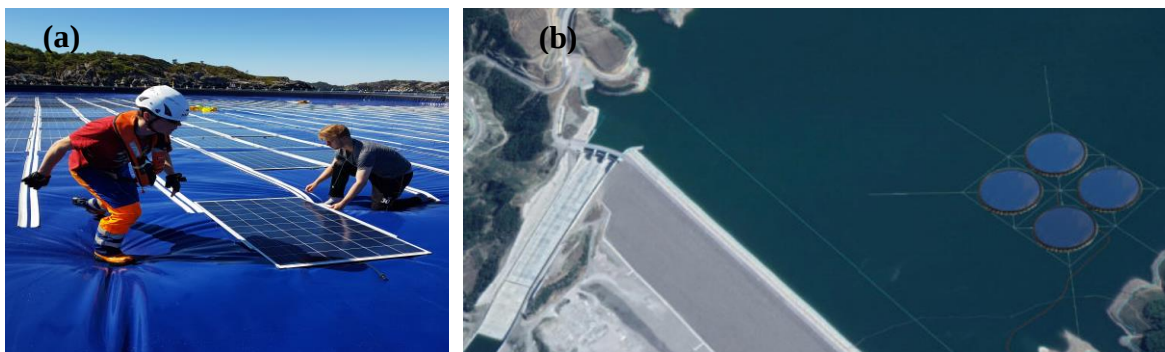
Fonte: Montagem do autor com informações do site info@oceansun.no Bjørneklett *et al.* (2019)

Os módulos fotovoltaicos são fixados sobre a manta de forma a permitir um bom contato térmico com a água. A figura 4 mostra um projeto de 2 MWp (quatro trampolins) instalado na Usina Fotovoltaica Flutuante de Banja, na Albânia.

A solução apresentada pela Empresa *OceanSun* consiste na instalação modular da Usina com três configurações possíveis de sistemas padrões: com 100 kWp, com 200 kWp e com 500 kWp em ilha circular. Um sistema de 2 MWp, por exemplo, é montado em quatro unidades de

500 kWp sobre ilhas circulares com 72 m de diâmetro e área de aproximadamente 4.000 m². Conforme apresentado na figura 4.

Figura 4 - Sistema FV com quatro ilhas circulares. (a) Apresenta resistência mecânica. (b) Ilhas circulares de 500 kWp.



Fonte: Fotos Ocean Sun obtidas no site info@oceansun.no

2.1.2 Sistema fotovoltaico flutuante sobre canal de irrigação

Os sistemas fotovoltaicos instalados como coberturas em canais de irrigação apresentam algumas vantagens tais como: evitar evaporação, possibilidade de gerar energia elétrica necessária ao recalque de água, proteger o acesso de animais ao canal, entre outras.

Este tipo de aplicação poderia ser usado em diversos canais de irrigação existentes no Semiárido da região Nordeste do Brasil, como por exemplo, no entorno do reservatório de Sobradinho. Essa proposta permitiria, além da geração de energia à rede, alimentar motobombas dos sistemas de abastecimento de água na cultura irrigada na região. De acordo com o relatório de conjuntura dos recursos hídricos do Brasil da ANA (2014), estimava-se que a região hidrográfica do São Francisco, no ano base 2012, detinha 10,9% dos 5,8 milhões de hectares irrigados no Brasil. Destacam-se as cidades de Juazeiro e Petrolina (perímetros irrigados para fruticultura), o Polo de Barreiras, no Oeste Baiano (produção de soja) e a bacia do Rio Preto/Paracatu como principais áreas de irrigação da região.

Mais especificamente, a tecnologia fotovoltaica flutuante poderia ser utilizada no espelho de água de projetos de interligação de mananciais, como na Região Hidrográfica - Atlântico Nordeste Oriental referenciada pela Agência Nacional de Águas - como PISF - Projeto de Integração do Rio São Francisco – que capta água a jusante da barragem da UHE Sobradinho e contempla 27 reservatórios, 4 túneis, 14 aquedutos, 9 estações de bombeamento com uma extensão de 477 km, dividida em dois trechos, eixos Norte e Leste.

2.1.3 Sistema fotovoltaico flutuante em lago de hidrelétrica

Farfan e Breyer (2018) apresentaram uma visão otimista para a expansão da aplicação híbrida das UFF e usinas hidrelétricas com base na utilização máxima de 25% dos reservatórios no mundo. Pelas suas estimativas os reservatórios das hidrelétricas poderiam hospedar cerca de 4400 GW de usinas fotovoltaicas flutuantes e gerar aproximadamente 6.270 TWh. Destacando como principal vantagem a flexibilidade na operação das usinas e compartilhamento da conexão às redes de transmissão, funcionando como “bateria virtual” no atendimento à demanda de eletricidade.

Conforme mencionado anteriormente, os sistemas flutuantes têm sido propostos como vantajosos quando comparados a sistemas FV convencionais instalados em terra, devido à possibilidade de uma maior produção de energia ocasionada, principalmente, por uma redução esperada da temperatura de operação dos módulos, e consequente aumento de sua eficiência. Esses fatores impactam diretamente no incremento de receita. Os sistemas fotovoltaicos flutuantes em lagos de reservatórios de hidroelétricas, além das vantagens citadas, apresentam-se como uma aplicação interessante devido a diversos fatores tais como:

- Custos evitados com a compra ou arrendamento de terra, obras civis e fundação;
- Custos reduzidos com a operação e manutenção – esses últimos devido à disponibilidade de água para limpeza e o não crescimento de vegetação sob os painéis;
- Possibilidade de redução da proliferação de algas no lago devido ao sombreamento dos painéis;
- Tempo reduzido de implantação da usina dada à simplificação e agilização na montagem;
- Possibilidade de economia de água devido à redução na evapotranspiração;
- Custos reduzidos com estudos de impactos ambientais, principalmente para as usinas hidrelétricas existentes que já cumpriram grande parte das exigências dos órgãos ambientais, facilitando a obtenção das licenças de construção e operação;
- Redução de investimentos em conexão à rede, pois a usina instalada no reservatório aproveitaria a própria subestação elevadora da hidrelétrica para o escoamento da energia produzida;

As desvantagens dessas usinas com relação às instaladas em terra estão relacionadas aos fatores intrínsecos que diferenciam essas aplicações e que resultam em custos extra, tais como, os custos com flutuadores, sistema de ancoragem, vedação e cabeamento especiais para o meio aquático. Além desses fatores, é esperada uma redução da vida útil dos equipamentos devido à

corrosão. Essa redução irá depender do grau de salinidade dos corpos de água. Quanto maior a salinidade, maior a aceleração na depreciação dos equipamentos aplicados ao meio aquático.

A seguir são detalhadas algumas das vantagens listadas acima.

2.1.3.1 Redução do uso da terra

A área utilizável por uma usina FV é calculada aplicando um fator de adequação que é determinado por uma variedade de diferentes restrições socioambientais. Para se avaliar o impacto da ocupação da terra numa região como a do médio São Francisco onde está instalada a usina flutuante de Sobradinho – UFF Sobradinho – identificou-se os tipos de uso da terra de acordo com o Relatório de Análise de Mercado de Terras – RAMT (Silva *et al.*, 2016) onde se destacam: terras de pecuária de sequeiro com valor total do imóvel -VTI = 385,18 R\$/ha, terras de agricultura irrigada na margem do rio São Francisco com -VTI = 22.431,71 R\$/ha e terras de agricultura irrigada em perímetro irrigado com -VTI = 135.436,4 R\$/ha. Este relatório destaca o baixo custo da terra no sertão Pernambucano, com VTI em torno de 1.000,00 R\$/ha e 2.000,00 R\$/ha no sertão Baiano.

Em termos de uso dos solos, de acordo com estudos da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária – EMBRAPA - (Santos, 2007) a maior parte da Bacia Hidrográfica do São Francisco pode ser enquadrada como: 38% da área total que corresponde a terras para as quais não existem restrições quanto ao uso agrícola intensivo, desde que utilizadas as técnicas adequadas de manejo de solo e 47% da área total representadas por terras inaptas para o uso agrícola, para as quais recomendam-se práticas de silvicultura, preservação ambiental ou a utilização de pastagens nativas.

Como se pode observar, não existem restrições significativas para o uso da terra que justifique o uso dessa tecnologia fotovoltaica flutuante no lago da hidrelétrica de Sobradinho quando se leva em conta apenas o uso da terra. Entretanto, ao se considerar outros fatores, como analisados a seguir, a expansão da geração fotovoltaica flutuante se justifica não apenas em Sobradinho, como nas demais usinas hidrelétricas do Brasil.

2.1.3.2 Redução da evaporação

No caso em estudo dessa pesquisa, o reservatório de Sobradinho possui cerca de 320 km de extensão, com uma superfície de espelho de água de 4.214 km² e uma capacidade de

armazenamento de 34,1 bilhões de metros cúbicos em sua cota nominal de 392,50 m. A área ocupada pela UFF de 1 MWp de Sobradinho pode ser estimada considerando-se um fator ocupação da ilha de flutuadores de 1,5 da área dos módulos fotovoltaicos *Canadian CS6P 265 Wp* totalizando aproximadamente 9.120,3 m² ou seja, o percentual de cobertura da ilha fotovoltaica de 1 MWp é de 0,0002% do espelho de água de seu reservatório, praticamente desprezível.

Um dos principais fatores que impacta a gestão de recursos hídricos numa bacia hidrográfica refere-se às perdas de água por evaporação nos reservatórios de regularização. A evaporação é função da área do espelho de água desses reservatórios e das condições climáticas. Segundo relatório da Agência Nacional de Águas, ANA (2017), a evaporação nos reservatórios é o segundo maior gasto hídrico do país, atrás apenas da irrigação na agricultura, onde o volume de água perdido por evaporação é mais que 5 vezes o necessário ao abastecimento humano em todo Brasil.

No caso do reservatório da hidrelétrica de Sobradinho o volume de água evaporado é bastante elevado, cerca de 123 m³/s de acordo com Pereira *et al.* (2009), considerando sua extensa área numa região semiárida, com baixos níveis de precipitação, baixa umidade relativa, temperaturas elevadas, baixa amplitude térmica e elevados níveis de insolação. Embora a construção do reservatório de Sobradinho, associada às demais atividades desenvolvidas na bacia, tenha causado redução da vazão média da ordem de 163 m³/s, promoveu também um expressivo efeito de regularização com elevação da vazão média mensal correspondente ao mês mais seco, de 1.306 m³/s para 1.950 m³/s segundo Pereira *et al.* (2009).

Nessas condições, a cobertura do espelho de água por ilha fotovoltaica flutuante vem ao encontro da redução da evaporação dos reservatórios artificiais, canais de irrigação e açudes que no caso da região Nordeste são bastante numerosos devido à sua baixa disponibilidade hídrica, como pode ser observado na figura 5 publicada no relatório ANA (2017) .

No nível mundial os resultados são muito promissores por causa de grandes superfícies de espelho de água disponíveis e por causa da possibilidade de construir estruturas flutuantes que são mais compactas do que plantas fotovoltaicas terrestres. Segundo Tina *et al.* (2018), usando apenas 1% das bacias naturais já se disporia de área necessária à instalação de UFF capaz de atender cerca de 25% da demanda mundial de energia em 2024.

Figura 5 - Concentração das massas de água artificiais na região Nordeste

TIPOLOGIA ESPACIAL DAS MASSAS D'ÁGUA DO BRASIL



Fonte: Relatório Pleno da ANA (2017)

2.1.3.3 Custo de operação e manutenção

Os custos com O&M em meio aquático possuem peculiaridades que carecem de pesquisa e adaptações dos procedimentos usados em terra para as atividades de monitoramento, limpeza periódica dos módulos, inspeção termográfica, verificação periódica nível de sujeira do sistema, verificação das conexões elétricas, traçamento da curva IV dos arranjos fotovoltaicos, realização dos ensaios elétricos e respeito às normas de inspeção e de segurança. O meio aquático possibilita maior facilidade de limpeza quando comparado com as instalações em terra, propicia redução da sujeira sobre o painel pela baixa incidência de poeira. Alguns estudos de sujeira em painéis fotovoltaicos indicam perdas em torno 5% dependendo do ambiente e da umidade (Lemos, 2016).

De fato, um suprimento abundante de água para limpar a superfície do painel e a disponibilidade de energia possibilita uma redução de custo de manutenção além de que os custos com segurança patrimonial podem ser reduzidos pela proximidade a uma usina hidrelétrica contribuindo todos para redução dos custos operacionais.

A corrosão, especialmente em ambientes costeiros mais agressivos, pode afetar as caixas de passagem, inversores, cabos e quaisquer outras estruturas metálicas de suporte.

2.1.3.4 Sombreamento

Dois benefícios são esperados com sombreamentos da área da ilha fotovoltaica sobre o espelho de água: a economia de água pela diminuição da evaporação e a diminuição da proliferação de algas. Vale destacar que, por outro lado, o sombreamento nos painéis, com grande impacto na produção de energia, é praticamente eliminado quando se considera o posicionamento da ilha fotovoltaica no meio de um corpo de água situado mais longe de objetos que causam sombra, como prédios e árvores.

Como parte do escopo do projeto de P&D - chamada pública Eletronorte/Chesf 003/2015 - serão pesquisados impactos no meio ambiente através do monitoramento dos seguintes aspectos: ictiofauna e biologia pesqueira, ictioplâncton e formas jovens, aspecto limnológico, qualidade da água e macrófitas aquáticas. Considerando que os impactos ambientais já foram analisados, quando da formação do lago artificial na época da construção da usina hidrelétrica, resta pesquisar os aspectos aquáticos devido ao sombreamento da ilha de painéis solares sobre a água.

2.1.3.5 Tempo de instalação

Espera-se que o tempo de instalação de um sistema fotovoltaico flutuante seja menor que o tempo de montagem de um sistema de tamanho similar no solo. Sem a necessidade de terraplenagem ou realizar outras operações de fundação e obras civis, o tempo total de preparação do sistema pode ser reduzido em comparação com uma instalação terrestre. Por outro lado, o quesito de ancoragem merece especial atenção.

2.2 INOVAÇÕES NA TECNOLOGIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES

Como principais inovações da tecnologia FV flutuante destacam-se os sistemas flutuantes com rastreamento e os sistemas submersos, descritos a seguir.

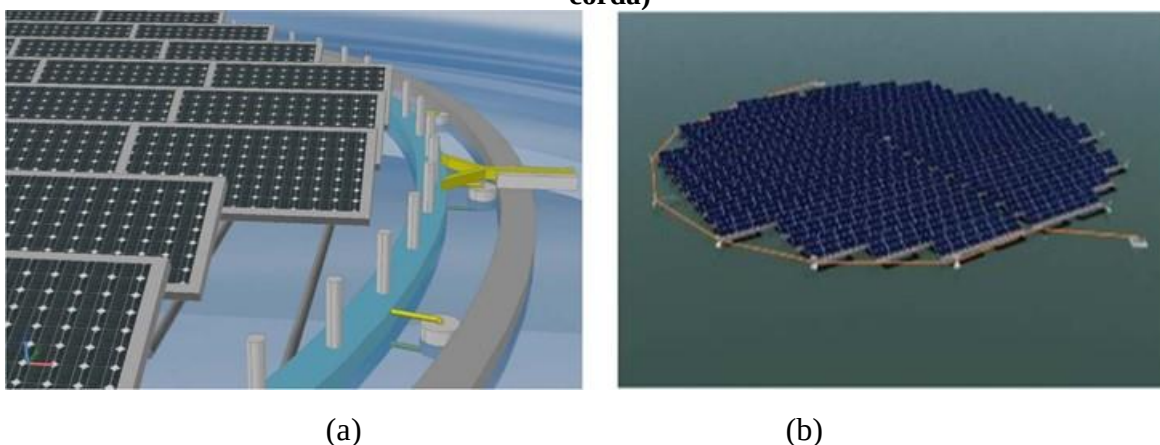
2.2.1 Sistema solar flutuante com rastreamento

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes com rastreamento solar permitem acompanhar a trajetória do sol ao longo do dia pela rotação da ilha de módulos fotovoltaicos em seu ângulo azimutal. Duas técnicas foram apresentadas por Cazzanigaa *et al.* (2018): Rastreamento dentro de uma estrutura de confinamento ou sem confinamento.

No caso de sistemas com confinamento (Fig. 6), uma ilha flutuante é formatada como círculo ou polígono e um motor elétrico gira a plataforma. Essa tecnologia é de alto custo e, portanto, ainda não se apresenta como uma aplicação comercial. Os sistemas estão limitados a pequenas ilhas de 30 m de diâmetro (Cazzanigaa *et al.*, 2018).

No rastreamento sem estrutura de confinamento a ilha é fixada em seu ponto central e girada externamente, por exemplo, por meio de uma corda. Esta solução se destaca pela simplicidade do mecanismo de rastreamento. Uma ilha grande e flutuante pode girar sem esforço em torno de um eixo vertical, simplificando a mecânica do rastreamento e, assim, reduzindo seus custos. A maior dificuldade reside no sistema de controle que deve atuar com baixa frequência para não sobrecarregar os motores. Segundo Sauh e Yadav (2016), os sistemas com rastreador circulado por corda podem ser 20% mais baratos quando comparados com sistemas com rastreamento instalados em terra.

Figura 6 - Sistema com rastreamento (a) com confinamento e (b) sem confinamento (com corda)



Fonte: Cazzanigaa *et al.* (2018)

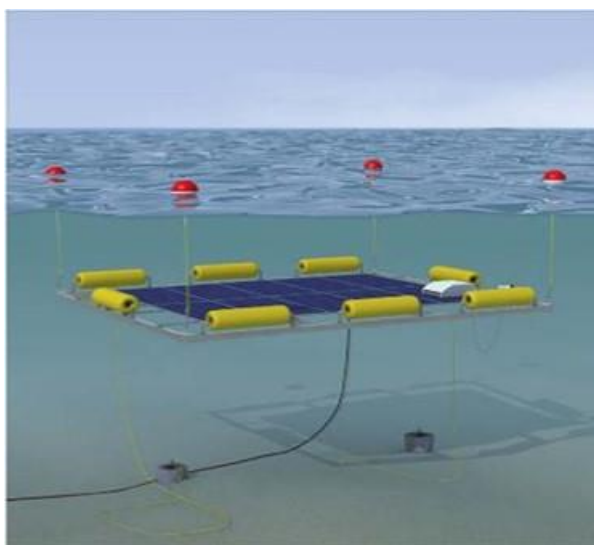
2.2.2 Sistemas fotovoltaicos flutuantes submersos

Nesse tipo de sistema os painéis são imersos em água, sendo importante observar: os efeitos da redução da temperatura no módulo; as perdas da radiação que incide sobre a superfície do painel; a posição em relação à superfície da água; a coluna de água sobre os módulos; o tipo de água onde o sistema está submerso – água doce (lago, rio) ou salgada (água do mar); o tipo de módulo fotovoltaico: rígido ou flexível.

Na presença da água, vários fenômenos podem ser observados, como: a modificação do espectro de radiação solar; a redução da temperatura de operação do módulo; o desgaste do material; o isolamento elétrico; as perdas elétricas; o comportamento do material sob constante esforço; entre outros. Estes fenômenos têm diferentes impactos na produção da energia elétrica como destacados por Cazzanigaa et al. (2018). Em sua pesquisa observou que se a camada de água é fina (1–2 cm), o ganho devido à temperatura mais baixa supera amplamente a pequena perda devido à absorção de radiação.

A figura 7 apresenta pesquisa realizada pela Scienza Industria Tecnologia - Scintec (Rosa-Clot *et al.*, 2011). Esse sistema não consegue ondular com as ondas já que ele é rígido. Então, ao invés de resistir às condições de águas agitadas, ele foi projetado para submergir até 2 metros. A submersão e a flutuação do arranjo são realizadas pelo bombeamento de água para dentro ou fora de boias fechadas que estão ao seu redor.

Figura 7 - Sistema fotovoltaico submerso para proteção de ondas. (Pesquisa apenas com interesse militar)



Fonte: Cazzanigaa et al. (2018)

De acordo com os experimentos descritos por Lanzafame *et al.* (2010), a profundidade ótima do painel na água é de 8 a 10 cm, o que foi confirmado por modelo matemático. Outra importante constatação foi a presença significativa de radiação difusa quando aumenta a profundidade da submersão do painel na água. A presença dessa radiação difusa aponta uma vantagem na utilização da tecnologia de filme fino para a geração de energia em sistemas submersos. Este fato foi confirmado nos experimentos de Cazzanigaa *et al.* (2018) que constataram que em profundidades entre 0 e 50 cm, no ponto máxima potência, experimentou uma redução de cerca de 20% para a tecnologia cristalina e 10% para a tecnologia de filme fino.

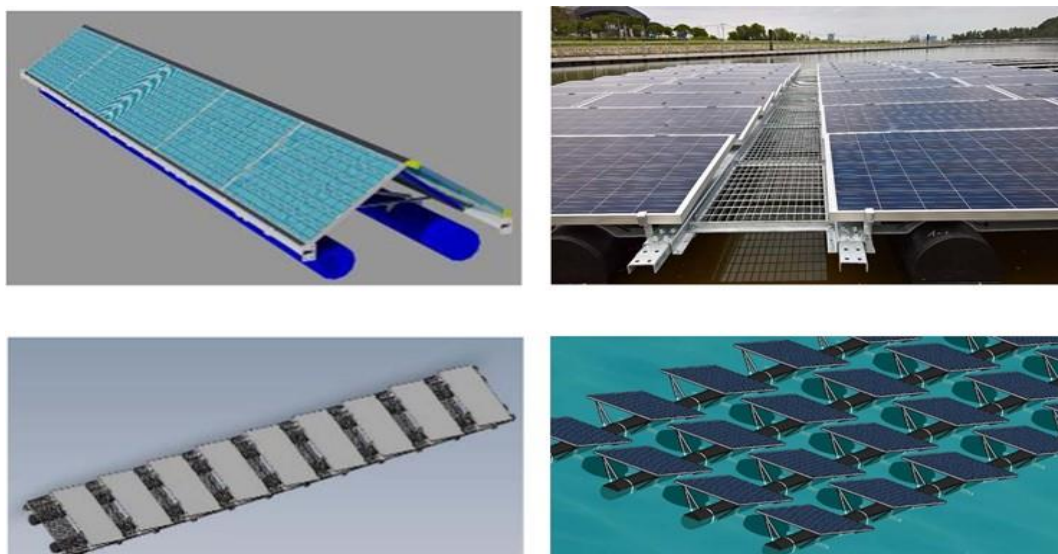
O ponto marcante, no entanto, é que, em águas rasas, foi observado um aumento na eficiência de 10 a 20% mesmo considerando que o rendimento do filme fino é inferior à da célula fotovoltaica de silício.

2.2.3 Diferentes tipos de flutuadores (materiais e geometria)

A ideia básica na construção de uma usina solar flutuante é instalar os módulos fotovoltaicos sobre flutuadores e conectá-los entre si formando uma ilha flutuante devidamente ancorada ao fundo ou nas bordas do lago ou reservatório. Dessa forma, o flutuador apresenta-se como um componente de alta relevância no conjunto que compõe a UFF.

A figura 8 mostra vários tipos de flutuadores que permitem manter os módulos elevados com relação ao nível da água, facilitando a troca de calor por convecção do módulo com o ambiente próximo da água. Na figura 8 são apresentadas algumas configurações de flutuadores instalados na Coreia.

Figura 8 - Configurações de flutuadores na Coreia



Fonte: Cazzanigaa *et al.* (2018)

A figura 9 mostra vários tipos de flutuadores e arranjos instalados com propósito de pesquisa na área de teste do *Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), National University of Singapore*. Uma característica importante no projeto dos flutuadores é a disponibilização de área livre na parte posterior dos painéis com objetivo de aumentar o resfriamento do módulo por convecção.

Figura 9 - Tipos de flutuadores e arranjos instalados na área de teste do (SERIS)

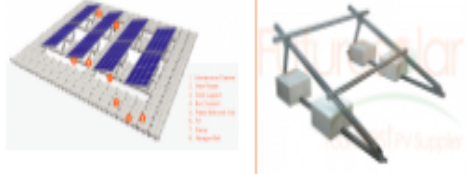


Fonte: Liu *et al.* (2018)

2.2.4 Fabricantes de Flutuadores no Mundo

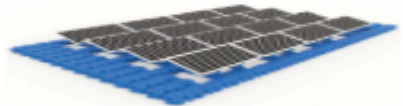
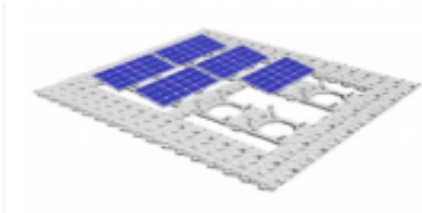
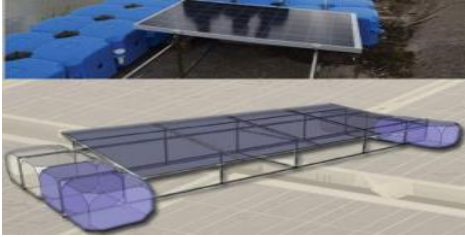
Devido ao caráter inovador dos sistemas fotovoltaicos flutuantes, o número de fabricantes de flutuadores no mundo é bastante reduzido. Em uma pesquisa recente realizada no site da ENF Solar (empresa especializada em troca de informações comerciais), foram encontradas 20 empresas que fabricam flutuadores no mundo sendo 14 delas na China. A figura 10 apresenta as 20 empresas, suas localizações e fotos ilustrativas dos flutuadores (ENF, 2019).

Figura 10 - Fabricantes de flutuadores no mundo

Nome Empresa	Localidade	Flutuador
Xiamen HQ Mount Co., Ltd. www.hqmount.com	CHINA - Xinglin Bay Operations Center, Jimei District, Xiamen, Fujian	Extrusion Machine 1000T, 2 
Xiamen Trip Solar Technology Co., Ltd www.tripsolar.com	CHINA Haicang District, Xiamen, Fujian	
Ciel et Terre www.ciel-et-terre.net	FRANÇA - Sainghin-en- Mélantois	
FloatPac Solar https://floatpac.com	AUSTRALIA – Melbourne Mt Waverley, Victoria 314	
FOEN Floating Solar System www.foenpv.com	CHINA – Jimei District, Xiamen City	
Future Science and Technology Co., Ltd. www.FutureSolarPV.com	CHINA– Licheng_District	
www.jnnnewenergy.com Layfield Floating Solar	CANADA – Andrew.Mills@layfieldg roup.com	

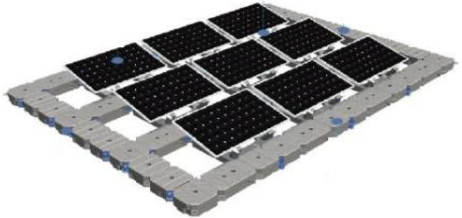
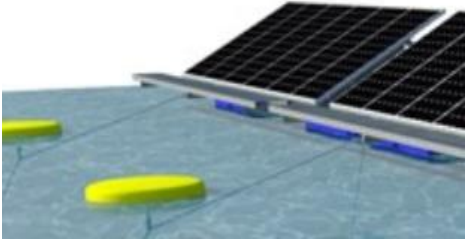
Fonte: Elaborado pelo autor – informações retiradas do sitio: [https:// www.ensolar.com/directory/ component/ mounting_system?mount_type=f](https://www.ensolar.com/directory/component/mounting_system?mount_type=f)

Figura 10 - Fabricantes de flutuadores no mundo (continuação)

Nome Empresa	Localidade	Flutuador
Xiamen Megan Solar Co., Ltd. www.mgsolarracking.com	CHINA - Jimei District, Xiamen, Fujian	
Mibet (Xiamen) New Energy Co., Ltd. www.mbt-energy.com	CHINA - Houxi Town, Jimei District, Xiamen, Fujian	
NRG Island www.nrgisland.com	ITALIA – Viareggio (LU) www.fotovoltaicogalleggiante.com	
Ocean Sun AS oceansun.no	NORUEGA - Lysaker Norway	
Xiamen Suneon Power Technology Co., Ltd www.suneonsolar.com	CHINA – Hengtian Road, Jimei District, Xiamen	
Sungrow Power Supply Co., Ltd. en.sungrowpower.com	CHINA - Industrial Development Zone, 230088, Hefei, Anhui	

Fonte: Elaborado pelo autor – informações retiradas do sitio: [https:// www.enfsolar.com/directory/ component/ mounting_system?mount_type=f](https://www.enfsolar.com/directory/component/mounting_system?mount_type=f)

Figura 10 - Fabricantes de flutuadores no mundo (continuação)

Nome Empresa	Localidade	Flutuador
Hefei Sunhome Technology Co., www.sunhomepv.com	CHINA - Hi-tech District, Hefei, Anhui	
Topper Floating Solar PV Mounting Manufacturer Co., Ltd. www.floatingsolarmounting.com	CHINA - Siming, Xiamen, Fujian	
Xiamen Trip Solar Technology Co., Ltd. www.tripsolar.com	CHINA - Haicang District, Xiamen, Fujian	
Suzhou Prime Floating Water Engineering Co., Ltd. https://www.deenton.com	CHINA - Suzhou, Jiangsu	
Sun_Track www.suntrack.co.kr	COREA - Sujeong-gu, Seongnam-si, Gyeonggi-do	
Jiangsu Next Polymer Materials Co., Ltd. jsnext.cn	CHINA - Economic Development Zone, Pei County	

Fonte: Elaborado pelo autor – informações retiradas do sitio: [https:// www.ensolar.com/ directory/ component/ mounting_system?mount_type=f](https://www.ensolar.com/directory/component/mounting_system?mount_type=f)

Nesta consulta a 20 fabricantes de flutuadores disponíveis no mercado, pôde-se observar diversos projetos com diferentes soluções de aeração da face traseira do gerador.

Esta característica impacta diretamente as perdas por convecção no módulo, possibilitando maior resfriamento do módulo e consequentemente maior desempenho na geração de energia. O impacto no desempenho do módulo devido a essa característica deve ser investigado.

2.2.5 Sistema de Ancoragem

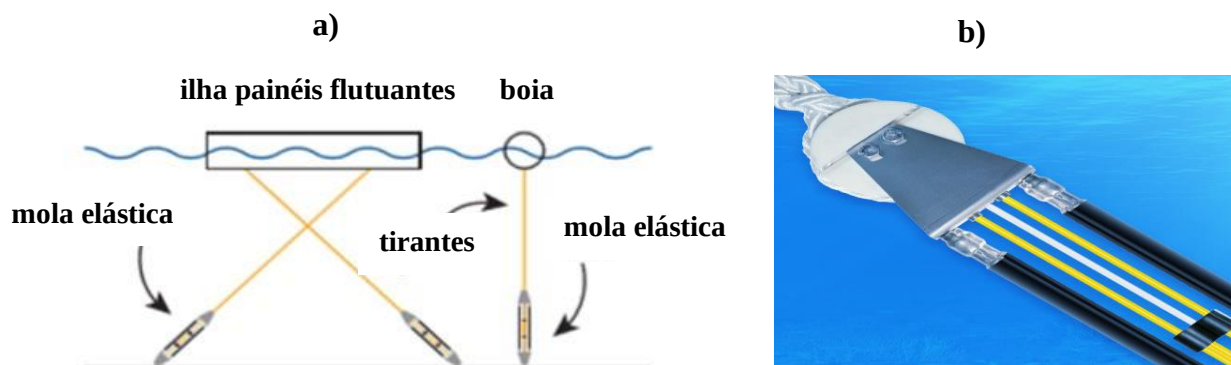
Além do flutuador, o sistema de ancoragem é outro dispositivo importante no conjunto de componentes do sistema FV flutuante. Um sistema de ancoragem pode usar várias possibilidades de amarração, como: cais, molhes, píeres, estacas fincadas ao chão ou poitas. No caso de um sistema solar flutuante, o sistema de ancoragem mantém os painéis na mesma posição. A instalação de um sistema de ancoragem pode ser um desafio e custar caro em águas profundas. Manter os cabos de amarração tracionados acompanhando a variação de nível do espelho de água também é outro desafio que pode ser solucionado com boias de superfície ou molas elásticas tracionando os tirantes de amarração.

Algumas informações adicionais foram obtidas diretamente com o fabricante Seaflex (2019) de molas elásticas entre elas, merecem especial atenção:

“Durante tempestades, ventos fortes podem causar uma distribuição desigual de força em determinados pontos da matriz. Se o sistema estiver conectado apenas com cordas e cabos, não haverá amortecimento suficiente dessas forças, o que pode levar a pontos de fixação quebrados nos flutuadores”.

Outro aspecto importante é a durabilidade do sistema à corda e corrente que, segundo a Seaflex, a ancoragem desse tipo necessita ser substituída dentro de alguns anos de operação. A figura 11 apresenta de forma esquemática a ideia do uso de molas elásticas no sistema de ancoragem das ilhas flutuantes.

Figura 11 - Esquema do sistema de ancoragem e detalhe das molas elásticas. a) esquema de amarração com molas elásticas. b) mola elástica fabricada pela Seaflex.



Fonte: Seaflex (2019)

2.3 POTENCIAL DE APLICAÇÃO DE SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE EM RESERVATÓRIO DE HIDRELÉTRICA NO MUNDO

Apesar de ambas as tecnologias fazerem parte do sistema elétrico global há décadas, a energia fotovoltaica e a energia hídrica só começaram, recentemente, a serem estudadas de forma integrada.

No que se refere à possibilidade de armazenamento de energia, embora as baterias sejam uma tecnologia de rápida expansão atualmente no mundo (com capacidade total instalada de cerca de 2GW em 2016), essa tecnologia, entretanto, não supera as possibilidades do armazenamento bombeado em reservatórios de hidrelétrica, que conta com cerca de 150 GW instalado em 2016 (IRENA, 2017). Investimentos em novas tecnologias de armazenamento bombeado, como turbina-bomba de velocidade variável e sistemas ternários, estão crescendo e prometem se tornar uma alternativa para o aumento da eficiência energética das hidrelétricas, principalmente quando associadas a fontes complementares renováveis como solar flutuante e eólica.

Uma das desvantagens da energia solar é que ela depende das condições climatológicas, da radiação, da localização e dos ciclos naturais diários. Por causa disso, a produção de energia solar não é controlável. Por outro lado, a hidroeletricidade baseada em reservatórios é altamente controlável. A operação integrada dessas fontes foi estudada por Ming *et al.* (2019), que destacaram as vantagens da operação integrada de fontes de energia despacháveis e não

despacháveis que possibilitam uma operação (função do ONS no Brasil) com alto nível de penetração das fontes de energia renováveis.

Um estudo de caso foi realizado para a usina híbrida *Longyangxia hydrod PV* na China. Os resultados mostraram que, em comparação com a operação tradicional, a média anual de produção de energia e confiabilidade aumentaram 4,3% e 47,5% respectivamente, enquanto o índice de escassez de água caiu 6,6% (Ming *et al.*, 2019).

Uma pesquisa realizada pela *International Hydropower Association* apresentou em seu relatório *hydropower status report – 2017* (IHA, 2017) sobre a expansão da hidroeletricidade mundial, um cenário de implantação de hidrelétricas reversíveis incluindo aquelas híbridas com aproveitamento solar flutuante instaladas em seus respectivos reservatórios. A tabela 3 mostra o balanço geral dessa pesquisa. Verifica-se uma baixa participação dessa tecnologia na África, América do Sul e Ásia Central.

Tabela 3 - Potência instalada mundial de hidroeletricidade reversível até 2016

	Hidrelétricas (GW)	Reversíveis (GW)
África	30,2	3,4
Ásia Leste	392,8	64,7
Europa	172,5	50,5
Américas do Norte e Central	178,3	22,6
América do Sul	163,1	1
Ásia Central	158,9	7,5
Total	1095,8	149,7

Fonte: Tabela elaborada pelo autor com os dados do *hydropower status report – 2017*

As informações a seguir detalhadas por países foram obtidas no *hydropower status report* da IHA (2017).

Os Estados Unidos possuem meta de implantar 13 GW com a modernização das hidrelétricas existentes, adicionando energia a barragens e canais existentes e a adição de 36 GW de nova capacidade de armazenamento bombeado.

O Canadá ocupa o quarto lugar no mundo em produção hidrelétrica, com mais de 79 GW de capacidade instalada, incluindo armazenamento bombeado.

O Chile planeja implantar a usina reversível de 300 MW (*Espejo de Tarapacá*). O projeto híbrido propõe combinar a energia hidrelétrica e a energia solar. O sistema de

armazenamento bombeado usará o Oceano Pacífico como um reservatório inferior e as depressões naturais nos planaltos sobrepostos como um reservatório de armazenamento superior.

O continente africano adicionou mais de 3 GW de nova capacidade de energia hídrica em 2016, incluindo o comissionamento do projeto de armazenamento bombeado de 1.332 MW em Ingula na África do Sul.

Na Europa, cerca de 2.500 MW de capacidade de armazenamento reversível foram planejados ou em construção, concentrados principalmente na França e na Espanha até 2020.

Em Portugal, a unidade de armazenamento reversível de velocidade variável Frades (760 MW) elevará a capacidade instalada total do complexo de Venda Nova a 1.058 MW e será utilizada para apoiar a estabilização de frequências na rede local.

Na Alemanha, um projeto inovador de *Naturstromspeicher* em desenvolvimento contempla uma usina eólica híbrida e de armazenamento bombeado que consiste em um parque eólico de 13,6 MW e um sistema de armazenamento bombeado de 16 MW, onde as bases dos aerogeradores atuam como reservatórios superiores. O sistema híbrido é projetado para garantir uma saída de energia firme e equilibrar as flutuações de curto prazo.

A Índia desenvolve um projeto único, combinando FV flutuante com armazenamento de energia hidrelétrica bombeada. Este será localizado no reservatório da hidrelétrica de *Koyna*, no distrito de *Satara*, em *Maharashtra*.

Bangladesh e *Nepal* assinaram um acordo para desenvolver dois projetos de armazenamento reversível no Nepal: os 1.110 MW *Sunkoshi II* e os 536 MW *Sunkoshi III*.

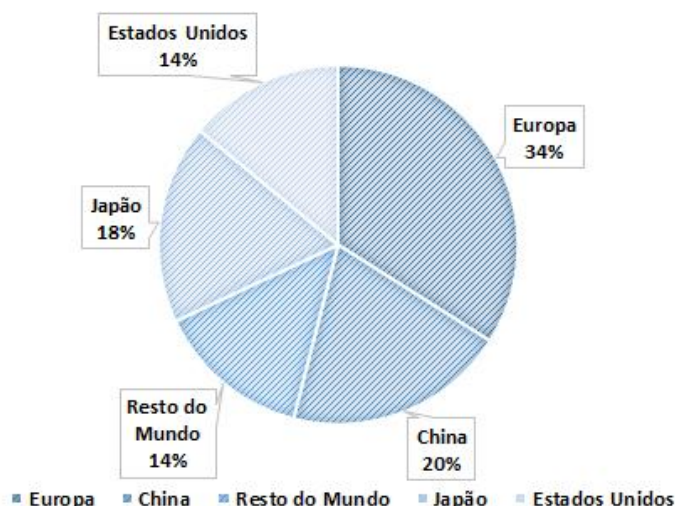
Dubai está com planos de construir um projeto hidrelétrico reversível de 250 MW em *Hatta*, na represa de *Al Hattawi*. As turbinas hidráulicas alimentadas por energia solar bombearão a água do reservatório inferior para o superior.

Somente a China responde por quase um terço da capacidade global de energia hidrelétrica e 11,74 GW de nova capacidade em 2016, incluindo 3,74 GW de armazenamento bombeado, levando sua capacidade instalada total para 331 GW, incluindo 26,7 GW de armazenamento reversível.

Não há dúvida de que tanto o armazenamento de energia hidrelétrica reversível quanto o armazenamento em baterias desempenharão um papel fundamental nos futuros sistemas de energia.

A figura 12 apresenta um resumo da participação da hidreletricidade com armazenamento por bombeamento apresentado pela EPE (2019) em sua Nota Técnica No. EPE-DEE-NT-006/2019-r0 (13 de fevereiro de 2019).

Figura 12 - Distribuição da capacidade instalada total das usinas hidrelétricas reversíveis (2017)



Fonte: Elaborado pela EPE a partir dos dados da IHA (2018)

2.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE A IMPLANTAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES EM LAGOS DE HIDRELÉTRICAS NO BRASIL.

Conforme descrito anteriormente, são várias as motivações para implantação UFFs em reservatórios de usinas hidrelétricas no Brasil. Pode-se afirmar que a escolha dessa tecnologia é bastante apropriada do ponto de vista da própria usina hidrelétrica que comercializa sua energia lastreada na garantia física de sua produção, de acordo com a legislação Brasileira.

A garantia física determina a quantidade de energia que uma usina consegue produzir de maneira firme. Ela é uma métrica importante para a adequabilidade à oferta do sistema e é utilizada para duas finalidades fundamentais no Brasil: a garantia física define a quantidade máxima de energia que uma usina pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no suprimento do mercado cativo.

A hibridização de energia solar e hidráulica vem ao encontro da manutenção ou aumento de sua garantia física. Manutenção, quando pode garantir sua produção, mesmo em períodos secos, e aumento quando pode disponibilizar a energia FV para bombear água de volta ao reservatório à montante da hidrelétrica. Ainda, no cenário de crescimento da inserção da energia

solar cada vez mais barata, a UFF pode ser usada diretamente para bombear a água turbinada de volta ao reservatório da usina hidrelétrica. A hidreletricidade reversível seria uma forma de armazenamento em grande escala com o objetivo de equilibrar a geração de eletricidade intermitente, características das fontes eólica e solar.

Um aspecto importante a se considerar é repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas antigas (maioria das usinas Brasileiras). Nesse caso, tendo-se em vista a hibridização da hidroelétrica com a fotovoltaica, seria indicada a substituição por turbinas reversíveis viabilizando assim o bombeamento da água. Ainda, parte da energia assegurada poderia vir de um ciclo fechado de produção de energia fotovoltaica flutuante.

Incentivos aos agentes que apresentem propostas de repotenciação de usinas hidrelétricas com turbinas reversíveis e geração FV flutuante, na oportunidade de realização de leilões a partir de recursos ofertados (energia velha), poderiam alavancar a recuperação das usinas mais antigas e ampliar a geração de energia renovável no Brasil.

2.5 O SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE DE SOBRADINHO

O sistema fotovoltaico flutuante de Sobradinho é fruto de um projeto de P&D referente a uma chamada pública Eletronorte/Chesf 003/2015 – “Exploração de Energia Solar em lagos de Usinas Hidrelétricas”, cujo objetivo é a implantação de um sistema de geração de energia solar de 10MWp, utilizando painéis fotovoltaicos, montados em plataformas flutuantes, instaladas nos reservatórios das usinas hidrelétricas de Balbina-AM e de Sobradinho-BA, cada uma com 5 MWp de dispositivos fotovoltaicos. O projeto tem como proponente a CHESF e ELETRONORTE, como ambiente de pesquisa e formação de recursos humanos, as Universidades Federais de Pernambuco e da Amazônia (UFPE e UFAM), como fornecedora, a empresa Weg e como integradora, a empresa Sunlution.

Com motivações inerentes ao desenvolvimento de tecnologias na área de energia solar, notadamente na produção de eletricidade, destaca-se o desenvolvimento de um modo inovador de geração complementar à hidroeletricidade.

Salienta-se a carência de pesquisas com foco na interação operacional entre as usinas fotovoltaica flutuante (UFF) e a hidroelétrica (UHE), em diversos aspectos tais como: o nível de irradiância solar incidente na plataforma flutuante, a produção e escoamento da energia produtiva, o comportamento dinâmico do fator de capacidade na geração complementar, efeitos e influências de fatores operacionais e ambientais no desempenho da UFF e as oportunidades

para a redução de custos e novos negócios. Um aspecto de fundamental importância a ser estudado, se refere às alterações que possam ocorrer provenientes da instalação da ilha na superfície do lago como por exemplo, redução da taxa de evaporação da água, modificações na qualidade da água, biomassa do fitoplâncton e produtividade primária-ictiofauna decorrentes do sombreamento pela ilha flutuante.

Nesse contexto, a usina fotovoltaica flutuante de Sobradinho de 1 MWp é considerada uma planta piloto com o objetivo de avaliar técnica e economicamente a viabilidade da tecnologia onde o conhecimento do ambiente e meteorologia no local do lago de Sobradinho, objetivo do presente trabalho, servirão de base às futuras pesquisas.

O sistema de 1 MWp é composto por 3.792 painéis solares montados em uma estrutura flutuante, sobre flutuadores ligados entre si para formarem uma grande ilha solar ocupando uma área do lago de aproximadamente 10 mil metros quadrados. O arranjo foi dimensionado com 158 (cento e cinquenta e oito) conjuntos (*strings*) conectados em paralelo, cada um com 24 (vinte e quatro) módulos *Canadian Solar CS6P265 Wp* conectados em série, ligados em um único MPPT no inversor WEG.

A planta de 1 MWp de Sobradinho se encontra em fase final de implantação, com previsão de conexão à rede para início de setembro de 2019. Segue uma descrição sucinta das principais características dos seus componentes.

2.5.1 Sistema gerador

O sistema gerador é constituído por módulos fotovoltaicos e flutuadores. Para a montagem do sistema, são utilizados dois tipos de flutuadores (Fig. 13), um flutuador principal, para a sustentação do painel fotovoltaico, e um flutuador secundário.

Figura 13- Fotografia dos flutuadores principal e secundário (Hydrelío®)



Fonte: Ciel Et Terre

O flutuador principal sustenta o módulo a uma inclinação de 12° em relação ao espelho d'água e o flutuador secundário se presta para espaçamentos entre os módulos e passarela para os mantenedores. Com a junção de flutuadores primários e secundários forma-se a ilha flutuante.

Os módulos fotovoltaicos de Silício policristalino integram o gerador da usina, com potência nominal (STC) de 265 Wp, o modelo escolhido é resistente à intempérie e uma caixa de conexão com grau de proteção IP67 é utilizada para as interligações. A tabela 4 apresenta as características elétricas dos módulos FV.

As características elétricas dos módulos são estimadas de acordo com sua potência máxima de saída, sob condições padrão de teste (STC - *Standard Test Conditions*), irradiância solar 1000 W.m², temperatura da célula de 25°C e distribuição espectral AM=1,5. Essa temperatura raramente é atingida em condições reais de operação. Em dias de sol claro a temperatura dos módulos pode chegar a valores de 20 a 40°C acima da temperatura ambiente. Os coeficientes de variação da tensão, corrente e potência com a temperatura, bem como a temperatura nominal de operação do módulo (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*) são apresentadas na tabela 4. A condição NOCT considera a temperatura que o módulo atinge submetido a uma irradiância incidente de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade de vento de 1m/s.

Tabela 4 - Especificações elétricas do painel CS6P 265 Wp

Características	STC	NOCT
Potência Máxima	265 W	192 W
Tensão de Circuito Aberto	30,6 V	27,9 V
Corrente de Potência Máxima	8,66 A	6,88 A
Corrente de Curto-Circuito	9,23 A	9,32 A
Proteção Máxima de Corrente Reversa	15 A	
Quantidade de Diodos By-Pass por Painel	3	
Eficiência do Módulo	16,47 %	
Limites de Temperatura Operacional	-40°C ~ +85°C	
Tensão Máxima Admissível	1000 VDC	
Tolerância de Potência	0 ~ + 5 W	
Coeficiente Térmico P _{max}	- 0,41 % / °C	
Coeficiente Térmico I _{cc}	0,053 %/°C	
Coeficiente Térmico V _{oc}	-0,31 %/°C	
Temperatura Nominal de Operação da Célula	45±2 °C	

Fonte: *Canadian Solar*

2.5.2 Conexões elétricas e Eletrocentro

As conexões elétricas dos arranjos no sistema fotovoltaico flutuante de sobradinho são realizadas utilizando quadros elétricos (caixas de junção) instalados sobre a ilha FV. Elas agregam os cabos de corrente contínua dos conjuntos de painéis em série, fazendo o paralelismo das *strings*, onde a energia obtida é transmitida através de um circuito alimentador de corrente contínua conectado diretamente ao inversor.

A caixa de junção (Fig. 14) tem por finalidade a proteção dos circuitos de CC utilizando fusíveis e dispositivo de proteção contra surtos (DPS).

Figura 14- Exemplo da caixa de junção montadas nos flutuadores principais

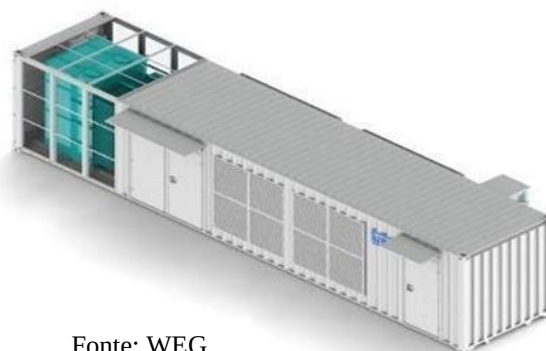


Fonte: Ciel Et Terre

O Eletrocentro é um container (Fig. 15), com a finalidade de abrigar os inversores, a proteção, o transformador e a sala de supervisão e controle. O Eletrocentro do sistema da UFF de Sobradinho foi desenvolvido pela WEG. Este eletrocentro foi instalado a jusante da barragem numa plataforma de 4 metros de altura para evitar possíveis inundações.

Para o projeto de 1 MWp em Sobradinho, foi utilizado um inversor de 1.250 kW, modelo SIW700 T1300-33 da WEG. O Inversor possui um MPPT com 15 entradas para *strings*.

Figura 15 - Visão externa frontal do eletrocentro WEG



Fonte: WEG

3 REVISÃO DA LITERATURA

A eficiência na operação do módulo fotovoltaico varia em função da irradiância incidente no plano do coletor e da temperatura de operação do módulo. A temperatura de operação do módulo, por sua vez, se estabelece em função das características do módulo, da temperatura ambiente no local de instalação, da irradiância incidente e das características do ambiente no entorno.

O tema temperatura de operação de módulos fotovoltaicos foi bastante estudado para aplicações de produção de energia solar em terra como será visto nesta revisão da literatura. Entretanto, trabalhos que tratam da análise desse aspecto em meio aquático são ainda escassos.

O aprofundamento desse tema vem ao encontro da necessidade de se estimar a geração fotovoltaica de módulos instalados em lagos de hidroelétricas, no caso particular deste trabalho, no lago de Sobradinho, onde o conhecimento das características de operação dos módulos, no ambiente lago, permite inferir sobre o desempenho da Usina Fotovoltaica Flutuante.

Modelos de estimativa da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos são apresentados em um vasto acervo na literatura (Skoplaki e Palyvos, 2009; Kurnik *et al.*, 2011; Dubey *et al.*, 2013). Esses modelos, baseados em balanços de energia, permitem estimar a temperatura do módulo, em condições ambientais específicas, partindo do pressuposto de que as grandezas ambientais são conhecidas (temperatura ambiente (T_{amb}), velocidade do vento (v), radiação solar incidente no plano do módulo (I_{col})). São também consideradas as características do material de fabricação do módulo FV como transmitância e absorptância do vidro e demais materiais de cobertura.

Os modelos podem ser classificados como paramétricos e não paramétricos, ou por sua natureza estacionária ou dinâmica, em função da variação temporal das grandezas envolvidas. Os modelos paramétricos determinam a temperatura pelo balanço de energia no módulo, ou seja, toda energia que entra no módulo (irradiação incidente menos a refletida) é transformada em energia elétrica (8 a 20%) e o restante é dissipado em forma de calor por convecção, condução e irradiação (Jakhrani *et al.*, 2011; Kurnik *et al.*, 2011; Souza *et al.*, 2016). Os modelos não paramétricos são baseados em análise de séries temporais de valores médios horários das radiações e variações de temperaturas.

Os modelos de regime estacionário assumem, por simplificação, que em um período curto (menor que uma hora), as variações nas grandezas como radiação solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, entre outras, não impactam o desempenho dos módulos.

Assume-se ainda que a transferência de calor dos módulos fotovoltaicos para o meio ambiente ocorre de maneira constante em cada intervalo de tempo e que a temperatura em cada ponto do módulo é uniforme nesse período.

Alguns modelos propostos determinam a temperatura do módulo de maneira implícita, envolvendo variáveis que dependem da diferença de temperatura entre o módulo e o meio ambiente; dessa maneira, para se determinar a temperatura do módulo deve-se recorrer a métodos recursivos (Jakhrani *et al.*, 2011).

A expressão mais comum para se determinar a temperatura do módulo a partir da condição normal de operação (NOCT) foi proposta por Ross (1976).

Um modelo bastante utilizado, inclusive pelo software PVSYST, foi proposto por Faiman (2008). Na proposta, a condição normal de operação que é fornecida pelo fabricante do módulo não é utilizada. Em lugar dessa informação utiliza-se um fator de absorção fixo e um modelo linear de transferência de calor por convecção.

Skoplaki e Palyvos (2009) destacam a importância de se considerar a velocidade do vento para a determinação da temperatura do módulo (T_{FV}). Os autores apresentam um modelo detalhado de balanço térmico para o módulo, considerando as trocas de energia em cada uma de suas camadas, e os comportamentos diferenciados das faces superior e inferior. No artigo, o modelo proposto é comparado com modelos utilizados em programas comerciais como PVFORMS e PVWATTS do NREL que estimam a produção fotovoltaica média mensal e anual considerando a influência da temperatura do módulo.

Um modelo apresentado por Olukan e Emziane (2014) usa método de elementos finitos (Saadon *et al.*, 2016; Lupu *et al.*, 2018). A proposta desse método é diferente das demais, pois considera as variações dinâmicas dos efeitos da radiação solar. Esse método calcula a resposta térmica em regime não estacionário e pode levar em consideração diversos tipos de montagens dos módulos (Hasan *et al.*, 2012). Ele também considera diferentes perdas térmicas em função das velocidades e direção do vento e ainda considera os dois lados (frente e trás) dos módulos.

Jakhrani *et al.*, 2011 compararam 16 modelos para determinação da temperatura de operação de módulos, testando entre eles, inclusive, modelos mais simples como o de Ross (1976). Os resultados mostraram que os modelos apresentaram tendências similares com relação à variação da temperatura do módulo. Entretanto, os valores resultantes dos modelos foram distintos quando comparados entre eles. Os autores ressaltam que as diferenças entre os resultados dos modelos foram devidas ao uso de diferentes variáveis, diferentes condições

climáticas e diferentes características e configurações de geradores como apresentados no ANEXO A.

Em seus ensaios com módulo fotovoltaico resfriado com água FVT, Bahaidarah et al. (2013) obtiveram um aumento do rendimento elétrico em 10,3% ao longo do dia (8 e 9% após contabilizar a energia usada para bombeamento). Utilizando técnica de gotejamento de água na superfície superior do painel Odeh e Behnia (2014) obtiveram um aumento de cerca de 15% na saída do sistema em condições de pico de radiação.

Todas as pesquisas até então citadas são endereçadas ao estudo da influência da temperatura do módulo no desempenho ou eficiência da produção de energia elétrica em terra.

Choi et al. (2013) apresentaram uma pesquisa empírica realizada em um sistema fotovoltaico flutuante de 100 kWp instalado no reservatório em Hapcheon na Coreia e outro sistema FV de 1 MWp em terra instalado em Haman-gun, a 60 km a sudeste da Hapcheon. Como resultado destacaram que a eficiência de geração do sistema fotovoltaico flutuante foi superior ao de terra em 11%. O valor médio da temperatura anual da UFF reportado foi de 21 °C, com 4 °C abaixo do valor em terra.

Kamuyu et al. (2018) compararam dois modelos propostos para a determinação da temperatura de operação de módulos FV flutuantes. Os autores mostraram que um modelo mais simples, que considera a temperatura ambiente, radiação solar e velocidade do vento apresentou resultados melhores, em comparação com os dados experimentais (desvio de 2%). O modelo que inclui, além das variáveis mencionadas, a temperatura da água, apresentou desvios maiores, da ordem de 4%. Os desvios são apresentados em base anual.

Liu et al. (2018) apresentaram uma pesquisa contemplando 8 sistemas aquáticos, com diferentes configurações de módulos, inversores e estruturas flutuadoras. Nessa pesquisa os sistemas foram comparados experimentalmente com uma referência em terra. O desempenho e confiabilidade desses sistemas foram analisados. Os autores destacam, entretanto, a necessidade de um acompanhamento de longo prazo para se observar a degradação dos módulos fotovoltaicos e componentes do sistema. Algumas constatações importantes merecem reflexão, tais como: a temperatura do módulo depende do tipo e arranjo dos flutuadores; foram usados dois tipos de flutuadores onde o primeiro se comportou semelhante ao sistema terra e o segundo trabalhou com temperatura média de 5°C abaixo. Como resultado, são apresentados valores de desempenho (PR) entre 5% a 10% superiores para os sistemas flutuantes, o que os autores julgam coerente com a redução da temperatura observada.

Uma pesquisa realizada por Bist e Saaqib (2019) buscou determinar a diferença entre o desempenho do sistema solar fotovoltaico flutuante UFF e um sistema solar fotovoltaico instalado em terra, investigando os seguintes parâmetros: diferença de temperatura; quantidade de água economizada pela redução na evaporação; e produção de energia. A localidade de estudo foi no lago Bhimtal, no estado Indiano de Uttarakhand, situado a uma altitude de 1370 metros acima do nível do mar. Foi observada uma variação de temperatura dos módulos no lago de 5 °C abaixo do operando em terra (temperatura média de 34,35 °C na terra e 29,35 °C na água). A radiação solar anual no local é de 5,61 kWh/m²/dia. O sistema UFF de Bhimtal possui 8,3 kWp, ocupando uma área de cerca de 50 m² onde foi estimada uma economia de água anual de cerca de 1000 galões/m²/ano de água devido à redução na evaporação. Simulações com respeito à produção de energia mostraram que o sistema flutuante apresenta um incremento de 2,25% na energia anual com um decréscimo de 14,29% na temperatura do módulo.

Rosa-Clot *et al.* (2011) estudaram o comportamento de um painel fotovoltaico submerso em água e observaram um aumento médio de 11% na eficiência elétrica.

Verifica-se na revisão da literatura uma grande variedade de modelos para estimar a temperatura operacional de módulos fotovoltaicos em terra. Quando se considera a aplicação da tecnologia solar FV flutuante, as poucas referências encontradas na literatura são bastante recentes. Considerando que o arranjo dos sistemas, radiação, condições climáticas e características dos módulos influenciam no cálculo da temperatura de operação, as diferentes experiências descritas na literatura são um indicativo de que a temática deve ser analisada caso a caso. A análise da literatura sugere que a influência da temperatura de operação do módulo no desempenho de geradores FV em meio aquático ainda é um tema que merece maior aprofundamento.

4 MATERIAS E MÉTODOS

A metodologia proposta neste trabalho é descrita a seguir.

4.1 CAMPANHA DE MEDIÇÃO

Conforme já mencionado nesse trabalho, um dos principais parâmetros no desempenho de dispositivos fotovoltaicos é sua temperatura de operação, a qual está fortemente relacionada com as condições ambientais locais onde o dispositivo se encontra instalado, neste caso, no lago da Usina Hidrelétrica de Sobradinho.

Neste contexto, concomitantemente à implantação da usina de 1 MW, estudos específicos foram realizados, com o auxílio de sistemas testes de reduzida capacidade que permitem a realização de experimentos sem a necessidade de intervenção na usina de 1 MWp. Os experimentos tiveram como foco a avaliação das condições meteorológicas locais e o comportamento do dispositivo fotovoltaico frente às reais condições ambientais.

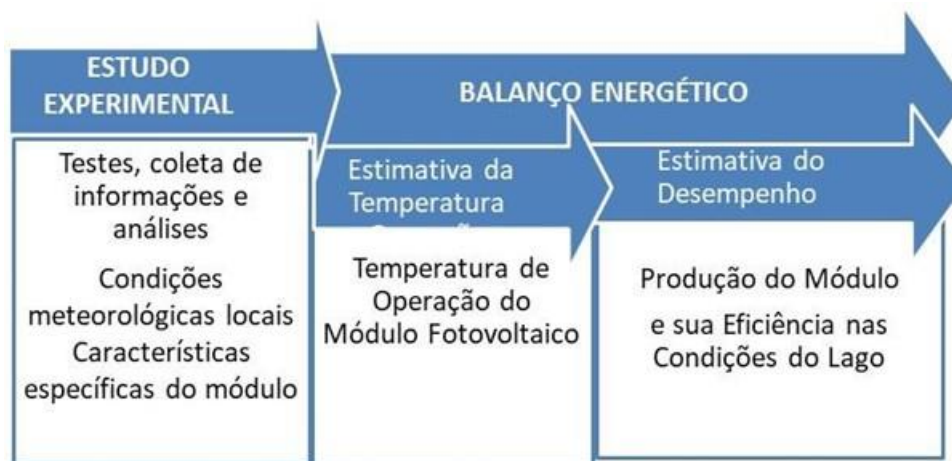
A metodologia aplicada para a avaliação das condições operacionais previsíveis para a operação da UFF foi dividida em duas partes, cada uma seguindo uma metodologia bem específica, de acordo com o requisito em observação.

A primeira parte da metodologia, denominada de Estudo Experimental tem como requisito primordial a obtenção de dados sobre as condições meteorológicas no lago de Sobradinho e das características específicas do dispositivo fotovoltaico flutuante, frente a essas condições, particularmente do comportamento da sua temperatura.

Num segundo momento, através de um Balanço de Energia e com a utilização dos dados experimentais, foi desenvolvida uma metodologia para a estimativa da temperatura operacional do gerador fotovoltaico.

A figura 16 mostra um esquema ilustrativo do roteiro de desenvolvimento da metodologia.

Figura 16 - Roteiro do desenvolvimento da metodologia aplicada



Fonte: Elaborado pelo autor

4.1.1 Descrição do arranjo experimental

Arranjos de pequenas capacidades permitem uma maior versatilidade, flexibilidade e rapidez para testes experimentais que podem subsidiar o desenvolvimento de modelos de simulação baseados em condições de operação. Dentro desse entendimento, foi projetada uma bancada de testes flutuante composta por 30 flutuadores, 9 do tipo principal (P) com desnível apropriado, de tal forma que o plano inclinado do gerador resulta na inclinação de projeto, e 21 do tipo secundário (S) que interligam os flutuadores e também funcionam como passarelas. A bancada, bastante versátil, pode ser utilizada para diversos tipos de ensaios, foi instalada e ancorada justaposta à usina de 1 MWp como mostra a figura 17.

A campanha de medição, aqui relatada, se refere aos ensaios realizados com o Sistema Testes Pato II (ST-Pato II), composto por dois módulos FV, semelhantes aos que compõem a usina (*Canadian Solar CS6P 265 Wp*) instalados em dois flutuadores do tipo (P) mantendo, assim, a mesma posição dos geradores da usina, ou seja, faceando o Norte Verdadeiro com inclinação de 12°. Um sistema de aquisição de dados, tipo CR 1000 da Campbell, monitora os parâmetros meteorológicos e elétricos. A alimentação do sistema de aquisição de dados (SAD) é realizada mediante outro dispositivo FV de pequena capacidade e tensão compatível. Cada variável envolvida é medida individualmente por sensores apropriados. Fotos e especificações técnicas dos equipamentos e instrumentos constam nas figuras 18 e 19.

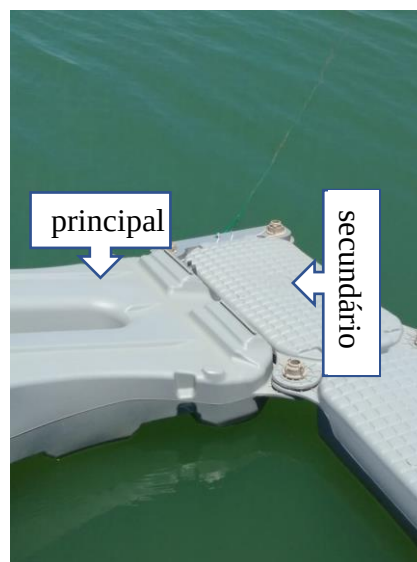
Figura 17 - Arranjo experimental (Pato-II) instalado justaposto à usina de 1MWp



a) Vista olhando o Norte Verdadeiro, ao fundo a barragem da UH-Sobradinho



b) Vista posterior e detalhe dos flutuadores principal e secundário



As medições foram realizadas em tempo real com a instrumentação posicionada nas coordenadas 9°35' Sul e 40°50' Oeste, para duas situações específicas do gerador FV:

- Gerador fotovoltaico na situação de curto circuito (I_{cc}): Valores da corrente de curto circuito mantém uma relação diretamente proporcional com a taxa de irradiância incidente no plano do coletor.
- Gerador fotovoltaico na situação de tensão de circuito aberto (V_{oc}): A temperatura do módulo pode ser acompanhada e representada pelos valores da tensão de circuito aberto.

O período de aquisição de dados foi de 10/11/2018 até 17/06/2019 com as ocorrências medidas com taxa de aquisição de um segundo e registradas a cada minuto para posterior tratamento em termos de médias horárias, diárias e mensais. Os dados eram transmitidos diariamente, às 23:59h para o laboratório do grupo FAE - UFPE, localizado em Recife-PE, Brasil. Os dados utilizados nesse trabalho correspondem a 223 dias de operação contínua sem interrupções para manutenção ou outras paradas inevitáveis, ou seja, foi gerada uma massa de 321.120 minutos de acompanhamento da variação temporal das variáveis listadas a seguir:

Irradiação nos planos horizontal e inclinado, I_h e I_{col} (W/m^2): Medições realizadas com piranômetros Preto & Branco instalados para as medições das irradiações incidentes nos planos: horizontal (I_h), e do coletor (I_{col}), detalhes na figura 18.

Irradiação refletida pela superfície da água-Albedo (W/m^2): medições realizadas como estimativa do Albedo, mediante um piranômetro Preto & Branco instalado faceando a superfície da água a cerca de 2 metros da estrutura flutuante, visando evitar possíveis interferências reflectivas dos flutuadores.

Temperatura e umidade relativa do ar, T_{amb} e UR ($^{\circ}C$; %): parâmetros medidos com sensores acoplados para a temperatura e a umidade do tipo PT100 RTD Probe HMP4.

Velocidade e direção do vento, v (m/s; graus): medições realizadas mediante um Anemômetro Ultrasonônico – WindSonic.

Corrente de curto-circuito, I_{CC} (A): medições da corrente do dispositivo fotovoltaico na situação de curto-circuito, através de um *shunt* calibrado. Nessa situação os dados obtidos podem ser utilizados como valores da irradiação no plano do módulo (I_{col})

Tensão de circuito aberto, V_{OC} (V): valores da tensão do módulo na condição de circuito aberto, mediante um divisor de tensão. Nessa situação os dados obtidos podem ser utilizados como indicadores da temperatura do módulo.

Temperatura do módulo fotovoltaico, T_{FV} ($^{\circ}C$): medições são realizadas mediante um circuito integrado do tipo LM35 fixado atrás do módulo na condição de circuito aberto (medindo V_{oc}).

Temperatura do flutuador, T_{FL} (°C): medições através de circuito integrado do tipo LM35 afixado na superfície do flutuador do mesmo módulo onde se processam as medições de tensão de circuito aberto e temperatura do dispositivo. O próprio módulo protege o sensor da irradiação incidente.

Figura 18 - Arranjo experimental Pato-II- Equipamentos e instrumentação (I)

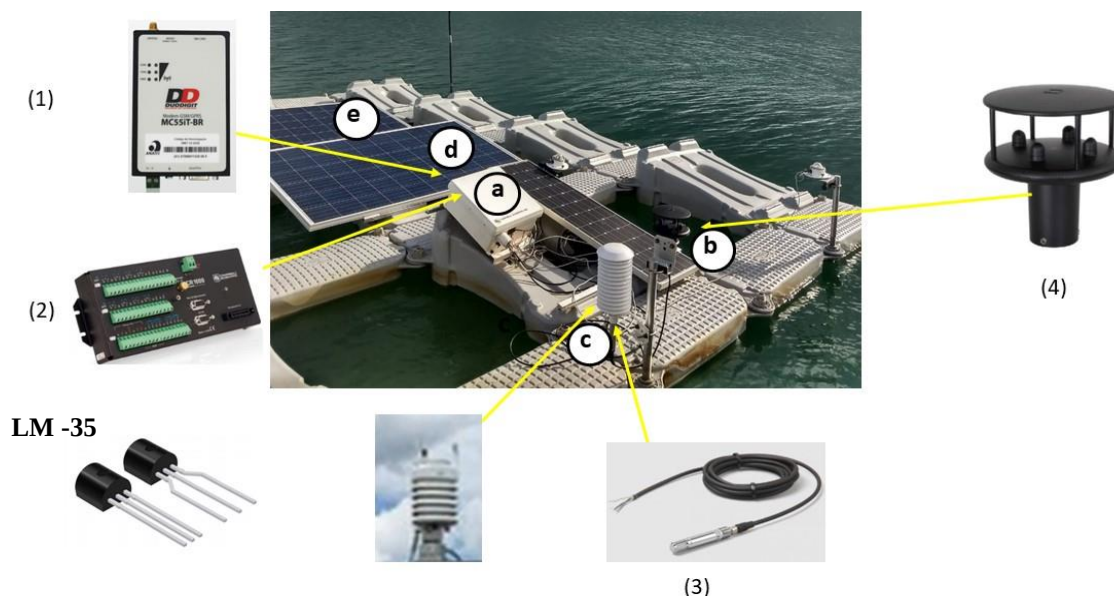


Piranômetro preto & branco - The Eppley Laboratory inc. U.S.A. Modelo 8-48 podendo ser usado para radiação difusa (com sombreador) ou para radiação global em ondas curtas (295-2800 nm), saída de 0-10 mV, erro < 2%, temperatura de operação -45°C a +80°C, incerteza < 5 W/m² para difusa < 30 W/m² para global. No caso de Albedo, inverte-se o piranômetro.

Montagem dos piranômetros do tipo Preto & Branco:

- a) Irradiação total no plano do módulo;
- b) Irradiação total no plano horizontal e;
- c) Parcela da irradiação refletida pela água do lago (Albedo).

Figura 19 - Arranjo experimental Pato-II- Equipamentos e Instrumentação (II)



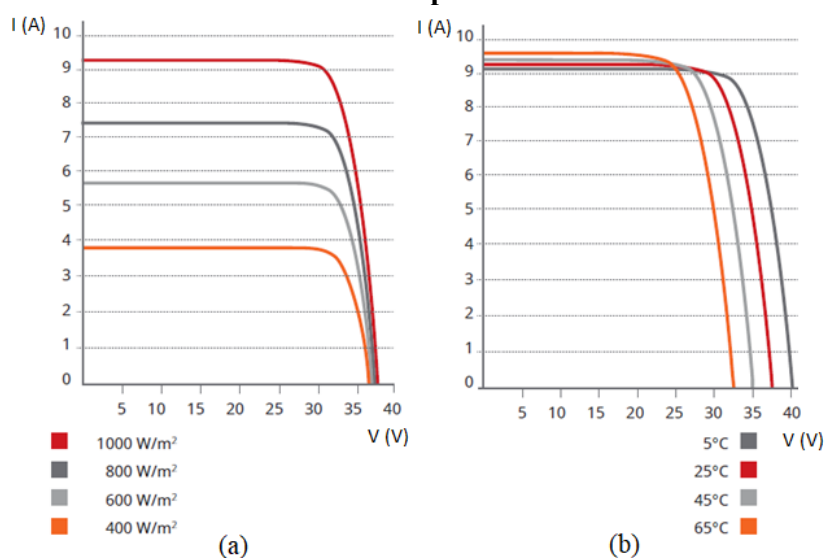
- (1) **Transmissão de Dados** – Modem GSM/GPRS MC55iT-BR da Duodigit – para aplicações M2M, podendo fazer transmissões e envio de mensagens via redes móveis GSM/GPRS, interface RS232/RS485 selecionável por software.
 - (2) **Datalogger da Campbell Scientific, Inc., modelo CR 1000.** Possui as seguintes características: Entradas analógicas (8 diferenciais ou 16 simples) caso se disponha de uma referência de tensão (aterramento) pode-se usar 16 medições neste equipamento. No meio aquático embora se disponha de aterramento, fica muito distante e sujeito a interferências. As entradas analógicas no modo diferencial possuem melhor resolução. Possuem precisão de 0,06% até 40°C e 0,18% até 85°C. Amostragem das medições analógicas diferenciais de 40 ms e das medições analógicas simples de 20 ms. Possui 8 medições digitais selecionáveis por software. Comunicação RS232, protocolos Telnet, Modbus, FTP, HTML, HTTP, PPP, POP3, entre outros. Memória 2 Mb Flash, Bateria 9,6 a 16 VDC.
 - (3) **Umidade e Temperatura do Ar** – *Vaisala Humidity and Temperature PT100 RTD probe HMP4* – mede de 0 a 100 % com precisão humidade relativa 0,8%, mede temperaturas -70° a 180° com precisão de 0,1%.
 - (4) **Anemômetro Ultrassônico** - *WindSonic manufactured by Gill Instruments*. Velocidade do vento – faixa de medição 0-60 m/s, precisão < 2% a 12°, resolução 0,01 m/s, Direção do vento – faixa de medição 0 - 359°, precisão < 2% a 12°, resolução 1°, temperatura -35°C a +70 °C, proteção IP 66, humidade até 100%.
- a) Sistema de aquisição de dados para coleta das informações geradas e caixa de abrigo à intempérie; Antena de transmissão dos dados coletados.
 - b) Anemômetro Ultrassônico para medição da velocidade e direção do vento.
 - c) Instrumentação para as medições de temperatura e umidade relativa do ar.
 - d) O modem de comunicação encontra-se instalado na caixa do SAD.
 - e) Módulos fotovoltaicos nas condições de I_{cc} e V_{oc} ; e Sensores do tipo LM-35 para medições das temperaturas do módulo fotovoltaico e do flutuador, instalados sem incidência direta dos raios solares.

4.2 TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DOS MÓDULOS

A potência elétrica produzida por um gerador fotovoltaico (FV) varia com a irradiância incidente no mesmo. A temperatura de operação das células nos módulos FV também promove uma forte influência na potência gerada, produzindo uma redução da mesma com o aumento da temperatura. A irradiância incidente no plano dos módulos pode ser medida, ou estimada utilizando como base a irradiância global (plano horizontal). Nesse último caso, modelos clássicos disponíveis na literatura podem ser utilizados (Pereira e Rabl, 1979; Duffie et al., 1982).

A figura 20 (a) mostra as curvas características Corrente versus Tensão (I versus V) para o módulo em análise (*Canadian CS6P- 265P*), para irradiâncias variando entre 400 W/m² e 1000 W/m². Verifica-se uma pequena variação na tensão de circuito aberto (V_{oc} ; $I=0$) com o aumento da irradiância. Já a corrente de curto circuito (I_{cc} ; $V=0$) aumenta proporcionalmente com o aumento da irradiância incidente. Como resultado, a máxima potência gerada, localizada na região do joelho das curvas, apresenta uma variação (aumento) praticamente linear com o aumento da irradiância.

Figura 20 - Curvas características fornecidas pelo fabricante do módulo *Canadian CS6P- 265P*. (a) Efeito da variação da irradiância; (b) Efeito da variação da temperatura



Fonte: Datasheet *Canadian CS6P- 265P*

Na figura 20 (b) é possível notar que com o aumento da temperatura ocorre um pequeno incremento na corrente de curto circuito. Entretanto, ao mesmo tempo, observa-se uma redução

importante na tensão de circuito aberto. Como resultado, as curvas características deslocam-se para a esquerda com uma consequente redução na potência máxima da ordem de 0,40%/°C no caso analisado.

Devido à dificuldade de medir diretamente a temperatura das células em um módulo fotovoltaico encapsulado, o procedimento habitual consiste em medir a temperatura na parte posterior dos módulos e aproximar esse valor à temperatura das células. Neste trabalho, a temperatura das células será referida como temperatura do módulo fotovoltaico, denotada por (T_{FV}).

A temperatura do módulo FV varia com a irradiância solar incidente (no plano do módulo), com a temperatura ambiente e com a velocidade do vento. Dessa forma, para a estimativa da potência FV gerada, é necessário conhecer, além das características dos geradores, as variáveis meteorológicas locais (temperatura ambiente, irradiância solar, velocidade do vento, entre outros). Diferentes modelos são apresentados na literatura para a obtenção da temperatura dos módulos FV, desde modelos estacionários simplificados até modelos computacionais sofisticados que consideram o comportamento transiente do módulo sob os efeitos das variações da irradiância, velocidade do vento e temperatura ambiente (Olukan e Emziane, 2014).

No apêndice A é apresentada uma tabela fornecida por Jakhrani *et al.* (2011) com os modelos mais tradicionais encontrados na literatura.

Um método bastante usual utilizado para calcular a temperatura de um módulo FV consiste em relacionar a diferença de temperatura entre módulo e ambiente com a irradiância solar incidente. Segundo Ross (1976) essa diferença de temperatura é linearmente proporcional à irradiância incidente, conforme Eq. 1:

$$T_{FV} - T_{amb} = k \cdot I_{col} \quad (1)$$

onde T_{FV} é a temperatura do módulo fotovoltaico, T_{amb} é a temperatura ambiente e I_{col} a irradiância incidente no plano do módulo. O parâmetro k , conhecido como coeficiente Ross, é uma constante que depende das características do módulo (coeficientes de reflexão e absorção de radiação), da eficiência das células e das perdas globais do módulo (perdas térmicas por convecção e radiação nas partes frontal e traseira, e por condução na parte traseira no caso de contato do módulo com uma superfície). De acordo com Skoplaki e Palyvos (2009) o valor de k varia aproximadamente entre 0,02 K.m²/W, para módulos instalados em condições favoráveis

de resfriamento, a 0,0563 K.m²/W para módulos instalados em condições desfavoráveis de resfriamento.

Em projetos de sistemas FV, é usual se obter o parâmetro k utilizando as informações fornecidas pelo fabricante com respeito à condição operacional do módulo (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*). Os ensaios que resultam na condição NOCT são realizados de forma a obter a temperatura do módulo FV (T_{NOCT}) em circuito aberto (Ramos, 2006), em uma condição de equilíbrio térmico, para uma irradiância incidente de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C, velocidade do vento de 1 m/s, e espectro solar AM 1.5. A condição NOCT pode ser, portanto, utilizada diretamente para estimar o coeficiente de Ross utilizando-se os valores fornecidos pelo fabricante.

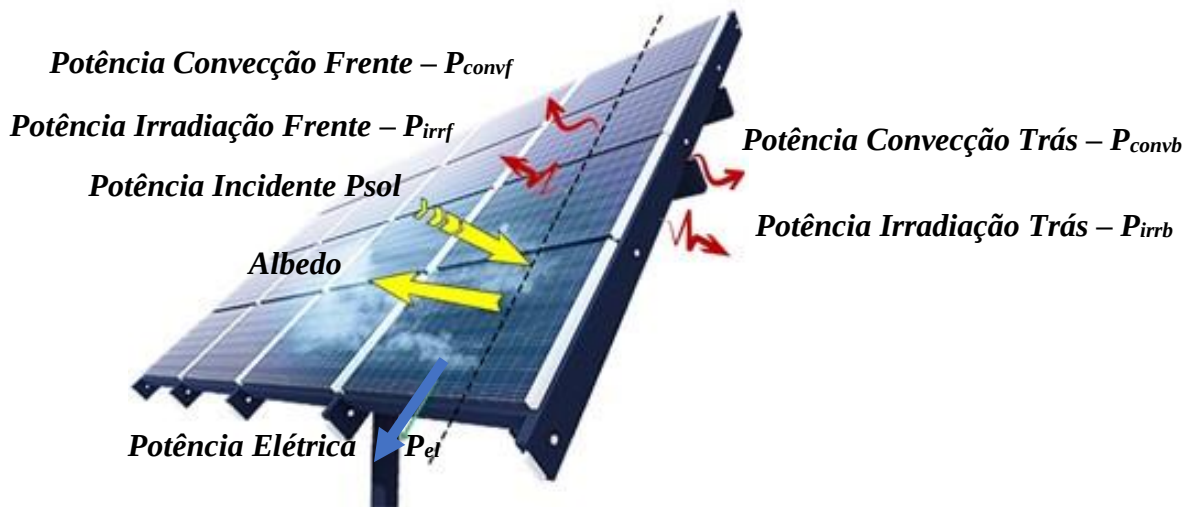
Uma forma mais acurada para se estimar a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente, irradiância incidente e velocidade do vento, consiste em realizar um balanço de energia, considerando-se as condições específicas de operação às quais o módulo (instalado) está submetido ao longo do tempo. Neste trabalho, a temperatura de um módulo fotovoltaico instalado no lago de Sobradinho foi estimada por meio de balanço de energia, inicialmente proposto por Jones e Underwood (2001) e adaptado por Kurnik *et al.* (2011).

Este modelo considera o sistema em regime estacionário, ou seja, com variações lentas nos intervalos de observação. Nessas condições o balanço de energia é nulo: toda energia que entra é transformada em eletricidade ou calor. São computadas no balanço a taxa de energia (potência) que ingressa no módulo FV (P_{sol}), a potência elétrica produzida (P_{el}), a taxa de energia trocada em forma de calor por processos radiativos (P_{irr}) e por processos convectivos (P_{conv}). A troca de calor por condução não foi considerada devido ao pequeno contato entre módulo e estrutura no caso em estudo (módulo sobre o flutuador sem contato direto). A Eq. 2 apresenta o balanço realizado.

$$0 = P_{sol} - (P_{el} + P_{irrf} + P_{irrb} + P_{covf} + P_{covb}) \quad (2)$$

As letras f e b nos sub-índices dos termos referentes aos processos radiativos e convectivos representam as parcelas de troca realizadas pela parte frontal e traseira (*back*) respectivamente. A figura 21 mostra, de forma esquemática, o balanço proposto.

Figura 21 - Representação esquemática do balanço de energia no módulo fotovoltaico



Fonte: elaborada pelo autor

A Potência solar que ingressa no módulo fotovoltaico P_{sol} é dada pela Eq. 3

$$P_{sol} = A_{FV} \cdot I_{col} (1 - Alb_{FV}) \quad (3)$$

onde A_{FV} é a área do módulo, Alb_{FV} o albedo (ou reflexividade) do módulo e I_{col} é a irradiância solar incidente no plano do módulo ($I_{col} = 1000 \text{ W/m}^2$ na condição padrão STC¹).

A potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico pode ser obtida de forma convencional, deslocando-se a potência fornecida pelo fabricante, na condição padrão (1000 W/m^2), para a condição de operação. Para tal, são realizadas as devidas correções resultantes das variações da irradiância e da temperatura, conforme apresentado na Eq. 4.

$$P_{el} = -P_{FV_STC} \cdot \frac{I_{col}}{1000} (1 + \gamma(T_{FV} - 25^\circ\text{C})) \quad (4)$$

Onde, P_{FV_STC} é a potência do módulo na condição padrão (STC) e γ é o coeficiente de variação da potência com a variação da temperatura do módulo em relação à temperatura nas condições STC de 25°C .

¹ STC - condições padrão de ensaio. Representa as condições específicas às quais um painel solar é testado para fins de certificação. Os fabricantes fornecem os resultados dos testes nas condições STC nos *datasheets* dos módulos. As condições padrão de teste são: Temperatura da Célula = 25°C ; Irradiância solar = 1000 W/m^2 (com incidência normal); Massa de Ar = 1.5.

A potência térmica irradiada pelo módulo (P_{irr}) nas superfícies frontal e traseira é dada pela Eq. 5.

$$P_{irr} = -2 \cdot A_{FV} \cdot \sigma \left[\left(\frac{\xi_{FVf} + \xi_{FVb}}{2} \right) \cdot T_{FV}^4 - \left(\frac{\xi_{sky} + \xi_{ground}}{2} \right) \cdot T_{amb}^4 \right] \quad (5)$$

onde A_{FV} é a área do módulo (2 vezes por considerar a superfície frontal e traseira do módulo), σ (W/(m² K⁴)) é a constante de Boltzman, ξ_{FVf} , ξ_{FVb} , ξ_{sky} , ξ_{ground} são fatores de emissividades da frente do painel, da traseira do painel, do céu e do solo (ou do flutuador para módulos flutuantes), respectivamente, T_{FV} é a temperatura do módulo e T_{amb} é a temperatura do ambiente.

A potência térmica transferida por convecção (P_{conv}) pelas superfícies frontal e traseira do módulo é dada pela Eq. 6.

$$P_{conv} = -2 \cdot A_{FV} \cdot (K_n + K_{fc} \cdot v) \cdot (T_{FV} - T_{amb}) \quad (6)$$

onde K_n (W/ (m² K)) é o coeficiente de troca de calor por convecção natural, K_{fc} (Ws/ (m³ K)) é o coeficiente de troca de calor por convecção forçada e v é a velocidade do vento.

O modelo descrito foi aplicado às condições específicas do sistema fotovoltaico flutuante Pato II instalado em Sobradinho, utilizando os dados experimentais obtidos com um módulo em circuito aberto (tensão igual à tensão de circuito aberto, V_{oc}), portanto, sem geração de energia ($P_{el} = 0$). Os valores de T_{FV} , T_{amb} , I_{col} e v foram utilizadas de forma a obter o coeficiente de Ross para a condição de instalação no lago, sem geração (Eq. 2). Para simular a condição com geração, foram considerados os dados de catálogo do módulo ensaiado (Potência pico (P_{FV_STC}), e coeficiente de variação da potência com a temperatura (γ)).

O valor do coeficiente de Ross foi obtido de diferentes maneiras: a) utilizando os dados do fabricante na condição NOCT, com o módulo em circuito aberto; b) utilizando os dados medidos de T_{FV} , T_{amb} , I_{col} na condição do módulo instalado no lago e em circuito aberto; c) utilizando a temperatura do módulo calculada para as condições locais, em operação ($P_{el} \neq 0$). Nesse último caso, o procedimento aplicado é descrito a seguir.

4.2.1 Estimativa da Temperatura do módulo com geração de potência a partir de medições do módulo em V_{oc}

Para estimar a temperatura que o módulo FV poderia alcançar na condição de geração de eletricidade, propõe-se obter um coeficiente global de perdas a partir do balanço de energia do módulo na condição real de instalação, em circuito aberto. Assume-se que o coeficiente global de perdas é o mesmo em ambas condições, embora as perdas e as diferenças de temperaturas ($T_{FV} - T_{amb}$) sejam diferentes. Dessa forma, o balanço de energia para o módulo sem geração pode ser escrito (com base na Eq. (2)) conforme Eq. 7.

$$0 = P_{sol} + P_{perdas_tot} \quad (7)$$

onde P_{perdas_tot} engloba as perdas por radiação e convecção, e pode ser expressa de acordo com a Eq. 8

$$P_{perdas_tot} = h (T_{FV} - T_{amb}) \quad (8)$$

O coeficiente global de perdas h pode ser calculado, com base nos dados experimentais por meio da representação das perdas totais (P_{perdas_tot}) em função de $(T_{FV} - T_{amb})$ (Eq. 9).

$$h = \frac{P_{perdas_tot}}{(T_{FV} - T_{amb})} \quad (9)$$

Dessa forma, o balanço de energia, considerando o módulo com geração de potência, pode ser descrito conforme a Eq. 10

$$0 = P_{sol} + P_{el} + P_{perdas_tot} \quad (10)$$

Substituindo-se as Eqs. (3), (4) e (8) na Eq. (10) obtém-se a temperatura do módulo FV na condição de geração de energia (Eq. 11).

$$T_{FV} = \frac{P_{sol} + h \cdot T_{amb} - P_{FVi} (1 - \gamma \cdot T_{FV_STC})}{h + \gamma \cdot P_{FVi}} \quad (11)$$

Onde P_{FVi} é a potência fotovoltaica dependente apenas da irradiância, ou seja, é a potência FV padrão corrigida para a irradiância que efetivamente incide sobre o módulo a cada instante ($P_{FVi} = P_{FV_STC} \cdot \frac{I_{col}}{1000}$).

Os parâmetros de geração elétrica do módulo utilizado (módulo policristalino *Canadian CS6P*) foram apresentados anteriormente. Alguns desses parâmetros são repetidos na tabela 5 juntamente com os demais parâmetros utilizados no balanço de energia.

Tabela 5 - Valores dos parâmetros utilizados na modelagem

Parâmetro	Valor
A_{FV}	1,6085 m ²
$P_{FV,STC}$	265 Wp
T_{NOCT}	45±2 °C
γ	-0,0041%/°C
σ	5,67E-08 W/m ² .K ⁴
Alb_{FV}	0,07
ξ_{FVf}	0,91
ξ_{FVb}	0,93
ξ_{sky}	0,8
ξ_{ground}	0,94
K_n	7,2 W/m ² .K
K_{fc}	2,3 W.s/(m ³ .K)

Fonte: elaborado pelo autor

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos são apresentados a seguir, mantendo a ordem das metodologias apresentadas. Dos 223 dias com observações contínuas, 220 dias acusam dados válidos para todos os parâmetros observados, com exceção das medições da umidade relativa do ar e do índice de irradiância refletida pela água com períodos de observação menores. Inicia-se com a apresentação geral dos dados coletados, seguindo para os resultados obtidos do recurso solar, das condições ambientais locais e das características específicas do módulo fotovoltaico. Os resultados são, na medida do possível, comparados com valores de referência da Estação Meteorológica Petrolina (INMET) localizada na cidade de Petrolina. Em seguida, no item (5.2), são apresentados os resultados da estimativa da temperatura e do desempenho do gerador, considerando os valores experimentais obtidos com o ST- Pato II instalado na bancada flutuante ancorada e justaposta à ilha flutuante da usina de 1MWp em fase de instalação.

5.1 ANÁLISE DOS DADOS DA CAMPANHA DE MEDIÇÃO NO LAGO DE SOBRADINHO

Os dados coletados dos parâmetros em observação são apresentados e avaliados em termos de suas amplitudes (máximos e mínimos) e/ou de valores médios.

A figura 22 ilustra a massa de dados coletados, com taxa de aquisição de 1 em 1 minuto. Enfocando esse universo de 223 dias de observações, os valores máximos e mínimos absolutos foram registrados.

Para o recurso solar, foi observado um valor de irradiância máxima de 1.314 W/m^2 . Os resultados integrados por dia evidenciaram a presença de dias bem diferentes, de excelente potencial do recurso solar com médias diárias (H_h) superiores a $7,0 \text{ kWh/m}^2$. dia; dias bons ($H_h > 6,0 \text{ kWh/m}^2$. dia), moderados ($H_h > 5 \text{ kWh/m}^2$. dia) e de baixo nível de radiação, ($H_h < 4,0 \text{ kWh/m}^2$. dia).

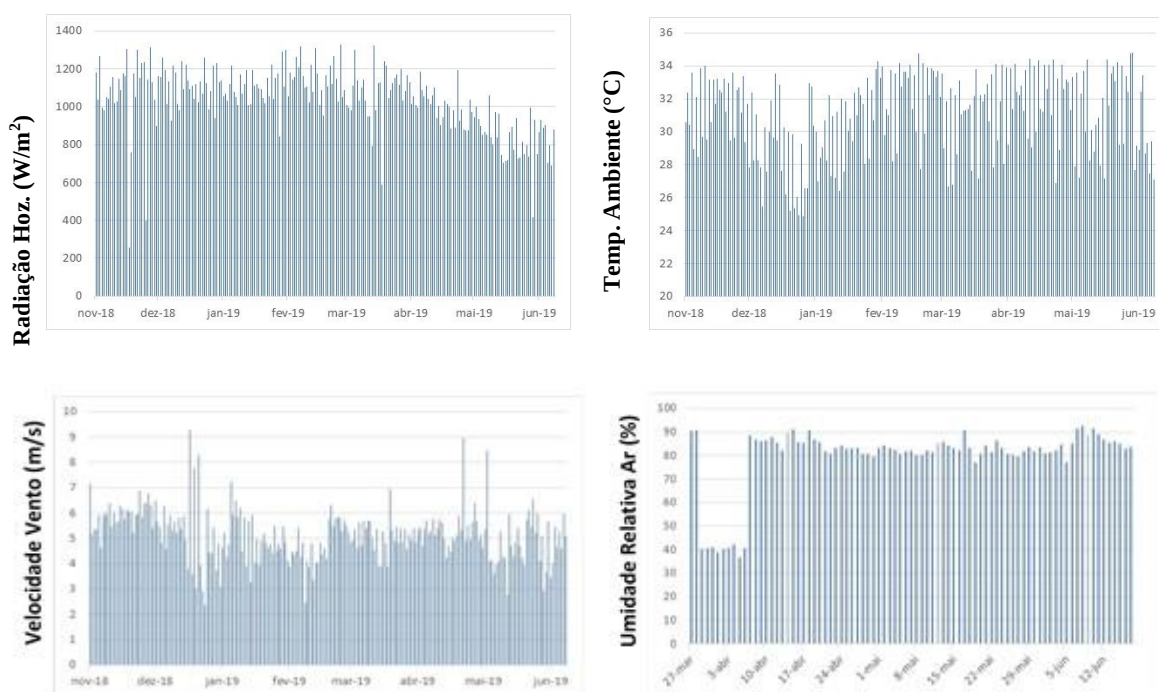
A temperatura ambiente apresenta amplitudes características do clima da região. O valor medido mais elevado de temperatura ambiente foi de $34,80^\circ\text{C}$ e mínimo de $22,30^\circ\text{C}$ no período considerado.

Sobre a umidade relativa do ar, valores se situam entre 57 a 83 %. Mas, a faixa entre 72 a 63% é predominante.

Em condições habituais, as velocidades do vento mais frequentes se situam na faixa de 1 a 5 m/s. Em alguns dias as condições ambientais favoreceram ventos fortes maiores que 9,4 m/s ou menos frequentemente, “terraís” com velocidade menor que 1m/s.

As medições da irradiância refletida pela água apresentaram bastante dificuldades de realização e não serão, nesse momento, abordadas.

Figura 22 - Dados coletados dos parâmetros meteorológicos
Reservatório da UHE-Sobradinho/BR: 9°35' Sul; 40°50' Oeste
(Período 10/11/18 a 17 /06/19)



Fonte: elaborada pelo autor

De modo geral, as radiações medidas, assim como as condições de temperatura ambiente e velocidade de vento, estão dentro dos valores esperados para localidades próximas a Sobradinho, como será evidenciado nos próximos itens. Apresenta-se a seguir os resultados por parâmetro observado.

5.1.1 Recurso Solar - irradiações incidentes.

A primeira grandeza a ser analisada é a irradiância, a qual baliza as condições climatológicas e parâmetros característicos do dispositivo fotovoltaico.

Para o dia luminoso, foi considerado o intervalo desde o nascer do sol até o pôr do sol, englobando aproximadamente o período de 5:30h a 17:30h. Essa “janela” temporal varia com as estações do ano.

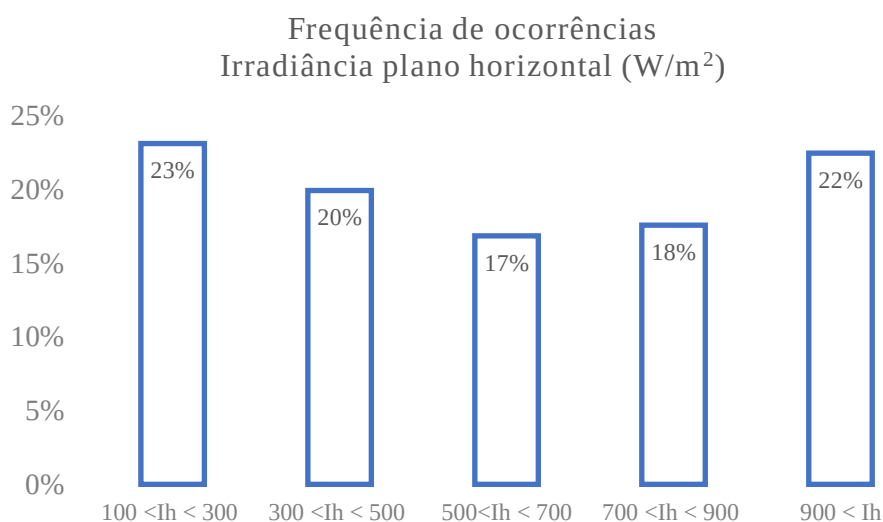
A massa de dados analisada nesse trabalho, foi submetida à validação qualitativa, utilizando-se os critérios proposto por Petribú *et al.* (2017). Um histograma dos níveis de irradiância no plano horizontal (I_h) é apresentado na figura 23.

Observa-se que cerca de 43% das ocorrências apresentam níveis de irradiância menores que 500W/m^2 e 57% ou acima de 500W/m^2 . Dentro dessa faixa ($I_h > 500\text{W/m}^2$), 70% apresentam índices iguais ou superiores a 700W/m^2 e entre esses, 56% dos resultados têm índices iguais ou superiores a 900W/m^2 . Esses resultados indicam o excelente nível de radiação da região do reservatório da UHE- Sobradinho.

Figura 23 - Histograma das taxas de irradiância solar no plano horizontal

Reservatório da UHE-Sobradinho/BR: $9^{\circ}35'$ Sul; $40^{\circ}50'$ Oeste

(Período 10/11/18 a 17/06/19)



Fonte: elaborada pelo autor

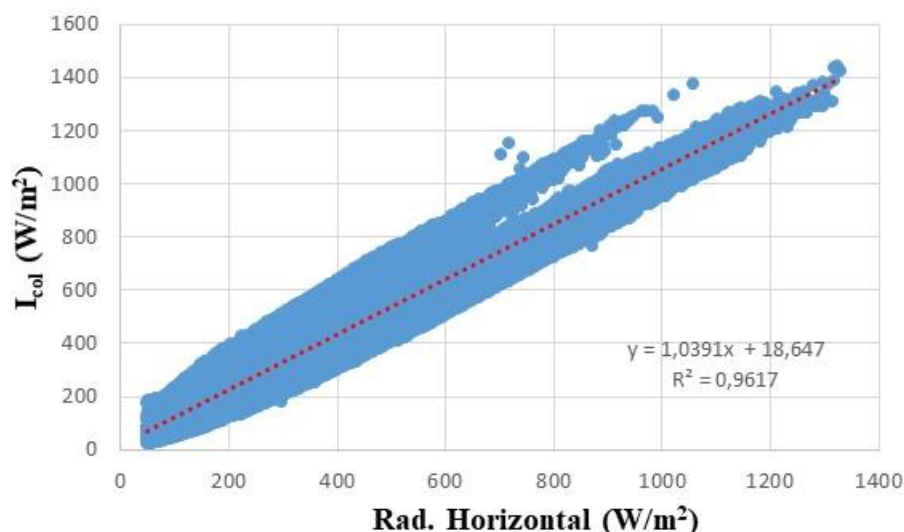
A irradiância coletada no plano inclinado (I_{col}) é abordada em função da irradiância no plano horizontal (I_h), como consta no gráfico da figura 24.

Observa-se a linearidade existente entre ambas taxas de irradiância. O baixo valor da latitude e, portanto, também da inclinação do plano coletor, favorecem a semelhança entre os resultados, principalmente nos meses de novembro a março. É evidente que nos meses de inverno, o plano inclinado, faceando o norte verdadeiro com 12° , recebe uma incidência um pouco maior.

Figura 24 - Taxas de irradiância incidentes nos planos horizontal e inclinado

Reservatório da UHE-Sobradinho/BR: $9^\circ 35'$ Sul; $40^\circ 50'$ Oeste

(Período 10/11/18 a 17/06/19)



Fonte: elaborada pelo autor

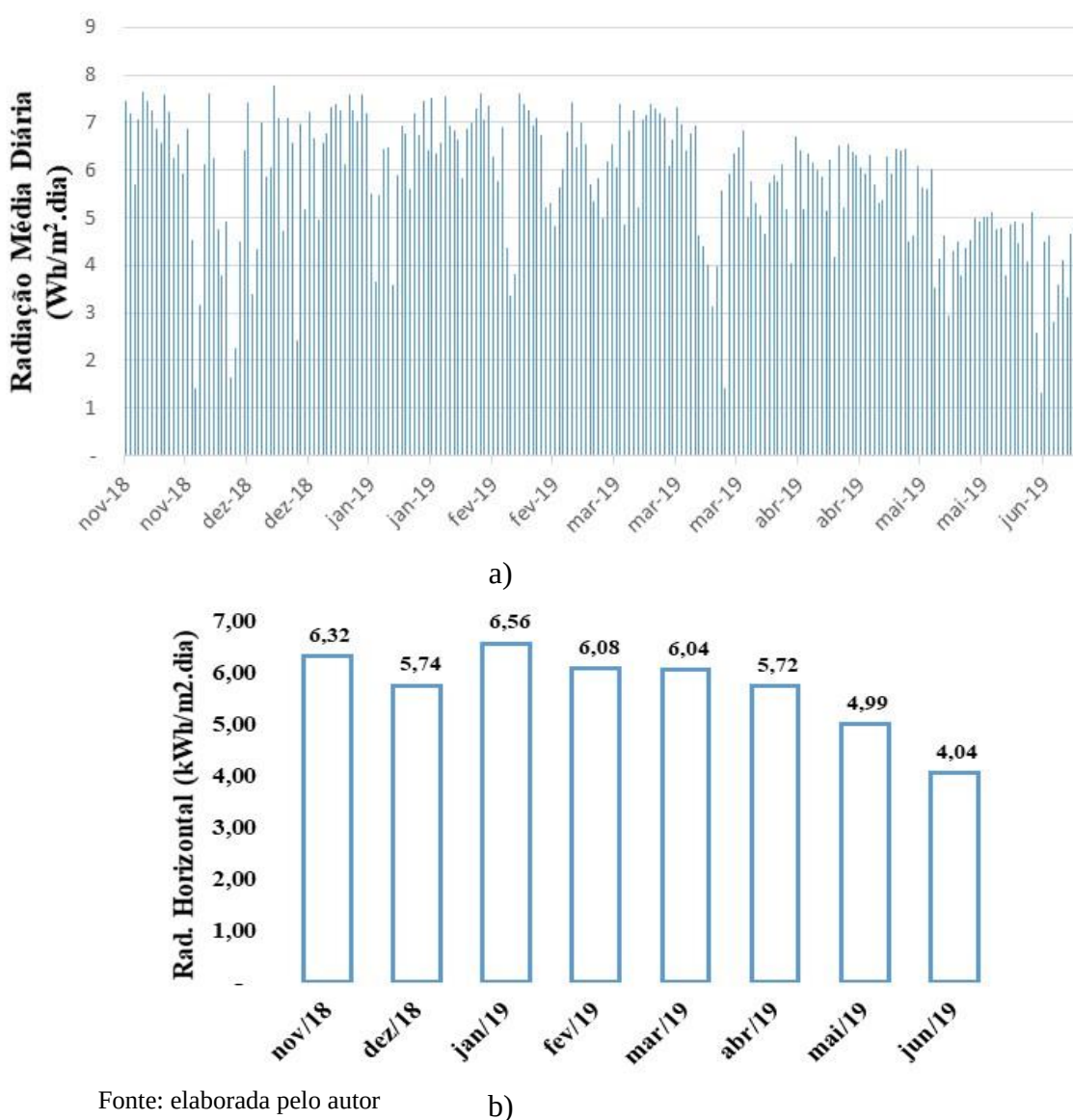
Os resultados integrados por dia, médias diárias, mostram a variabilidade da radiação solar, figura 25a. São observados dias excelentes com valores superiores a $7,0 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ e dias com valores muito baixos, abaixo de 3 kWh/m^2 . No entanto, a grande parcela dos dias se apresenta com níveis de radiação altos, acima de $5,0 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$. Alguns dias, são característicos de dia de céu claro (dia sem nuvens). Observa-se que, mesmo no período do verão, ocorreram dias esporádicos com chuvas e ventos fortes e com baixo nível de radiação, ($H_h < 4,0 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$). Salientam-se os dias 27/01/19 e 27/03/19, com ocorrências de fortes temporais, resultando em valores diários de radiação muito baixos, da ordem de $0,7 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$. Particularmente, nesses dias os experimentos que necessitam de navegação, como nas medições da qualidade da água, foram interrompidos, devido à chuva muito densa com

ventos de até 10 m/s, que provocaram danos no sistema de transmissão de sinais da bancada (ST-Pato II).

Os valores da radiação, em médias mensais constam na figura 25b. Observa-se o alto nível de radiação com valor médio durante todo o período de cerca de 5,7 kWh/m².dia. Os menores valores correspondem aos meses de maio/19 (5,0 kWh/m².dia) e junho/19 (4,0 kWh/m².dia).

Figura 25 - Radiação no plano horizontal - lago de Sobradinho

Reservatório da UHE-Sobradinho/BR 9°35' Sul; 40°50' Oeste. Média diárias (kWh/m².dia)



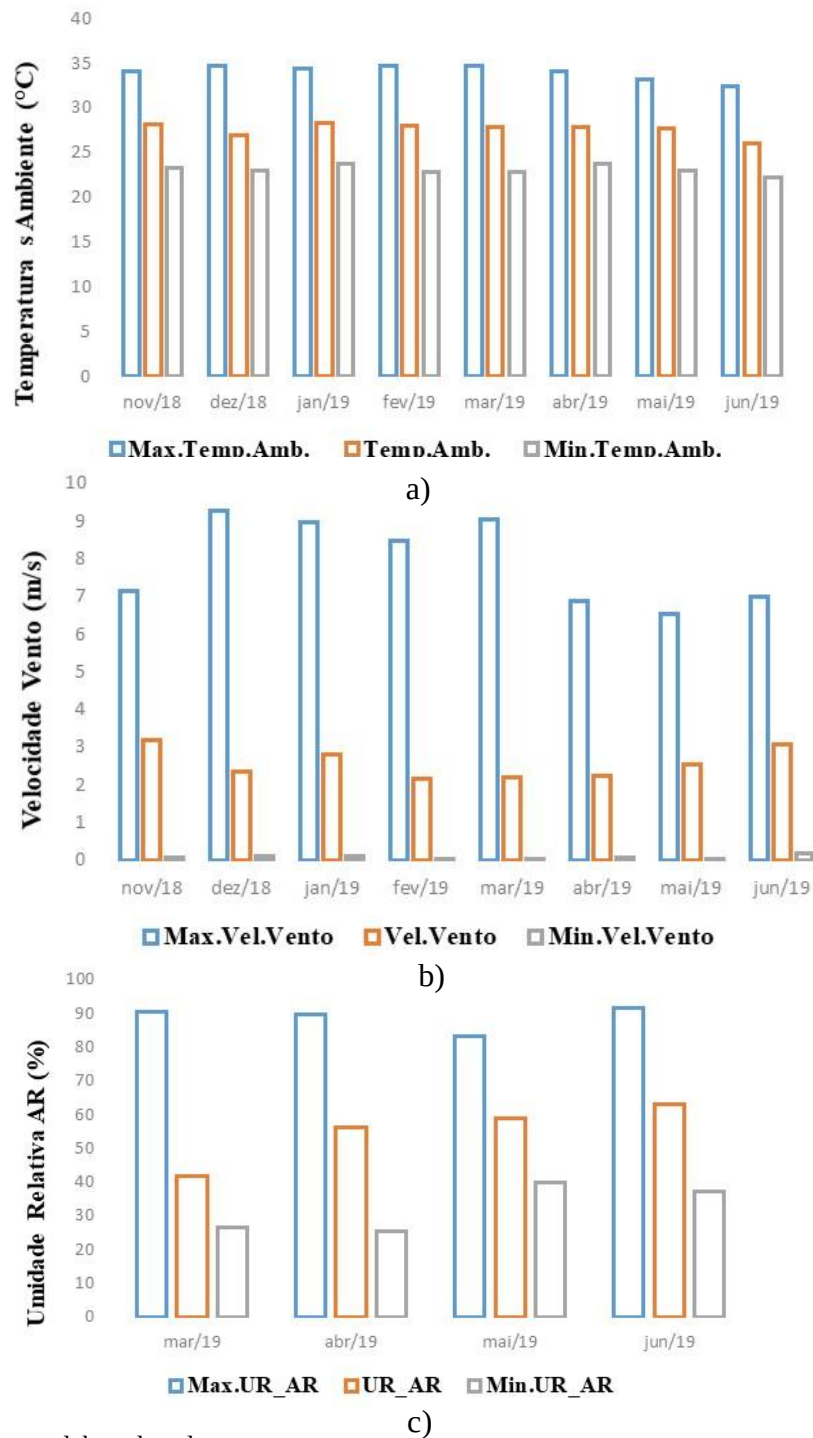
Fonte: elaborada pelo autor

5.1.2 Temperatura ambiente, umidade relativa do ar, velocidade do vento

A interdependência entre os parâmetros climatológicos com a radiação solar é complexa e de difícil previsão. Uma análise dos efeitos conjuntos desses parâmetros no comportamento da temperatura do dispositivo fotovoltaico será apresentada mais adiante.

Uma visão do comportamento dos dados medidos das três grandezas: temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar são apresentadas na figura 26.

Figura 26 - Temperaturas do ar, velocidade do vento e umidade relativa do ar
 lago de Sobradinho/Reservatório da UHE-Sobradinho 9°35' Sul; 40°50' Oeste.



Fonte: elaborada pelo autor

De modo geral, como mostra a figura 26 (a), a temperatura máxima durante o período observado se mantem na faixa de (30°C a 35°C), as médias entre (26°C a 28°C) e as mínimas entre (22°C a 24°C) . Para o mês de janeiro, o mais quente, observou-se a máxima de 32,8°C e com maior radiação solar, a amplitude térmica acusada foi de 7,91°C. No mês mais frio, junho, obteve-se máxima de 29,7°C e amplitude de 6,42°C. As amplitudes térmicas, considerando o período de irradiância solar presente (11 a 12 horas), são muito próximas das amplitudes do dia (24 horas).

Temperaturas ambientes elevadas exigem uma troca convectiva eficaz para que possa manter a temperatura do dispositivo a mais reduzida possível. O vento pode ser um grande aliado.

Nas medições da velocidade do vento, figura 26 (b), o sensor se encontra instalado em uma altura de cerca de 50 cm da base flutuante; assim os dados são relativos ao vento atuando no conjunto módulo fotovoltaico-flutuador.

Os meses de dezembro/18 a março/19 apresentaram os maiores valores da velocidade de vento, acima de 8,5 m/s.

Salienta-se que o posicionamento da ilha flutuante em relação à barragem, influencia negativamente na intensidade do vento pois sua direção oscila nas direções: ESE - leste/sudeste (>112,5°); SE – sudeste (>135°) e SSE – sul/sudeste (>157,5°).

O período de medição da umidade relativa do ar foi iniciado cinco meses após as demais medições. Os resultados mostrados na figura 26 (c) indicam valores médios mensais praticamente constantes e tendem a aumentar à medida que os meses de inverno se aproximam.

5.1.3 Características específicas do dispositivo fotovoltaico flutuante

As medições dos parâmetros relativos ao módulo fotovoltaico-flutuador: corrente de curto circuito (I_{cc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e temperaturas do módulo (T_{FV}) e do flutuador (T_{FL}) em função das irradiações incidentes no plano coletor (I_{col}) são apresentadas nas figuras 27, 28 e 29.

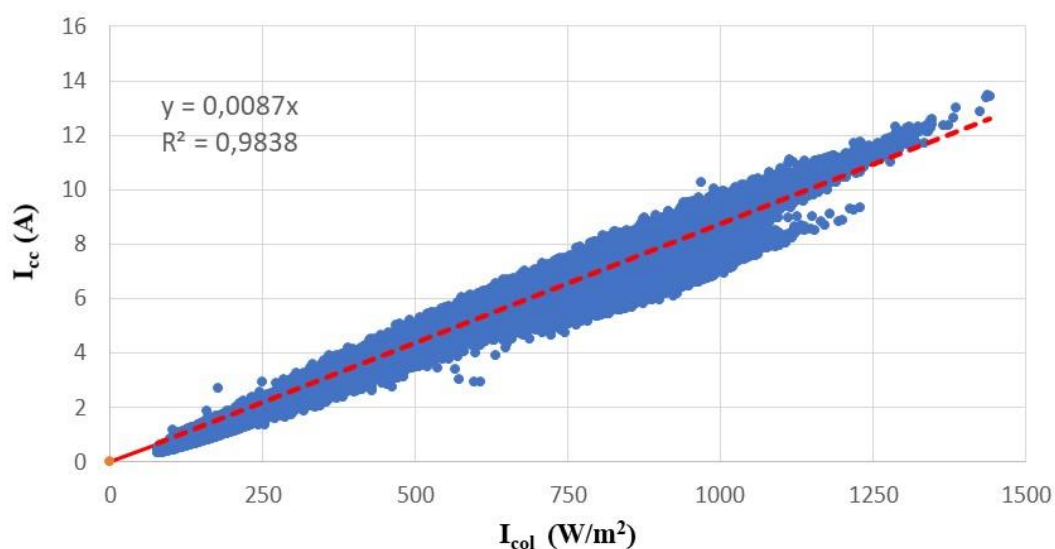
Na figura 27 observa-se, a **linearidade** entre a radiação incidente no plano do coletor (I_{col}) e a corrente de curto circuito (I_{cc}).

A tensão de operação não guarda uma relação linear com a temperatura de operação do módulo, mas, quando conjugada com a relação da radiação incidente, pode ser utilizada na

determinação da temperatura de operação durante a geração de energia, como pode ser observado na figura 28.

Figura 27 – Características específicas do dispositivo fotovoltaico com a irradiância incidente: Corrente de curto circuito.

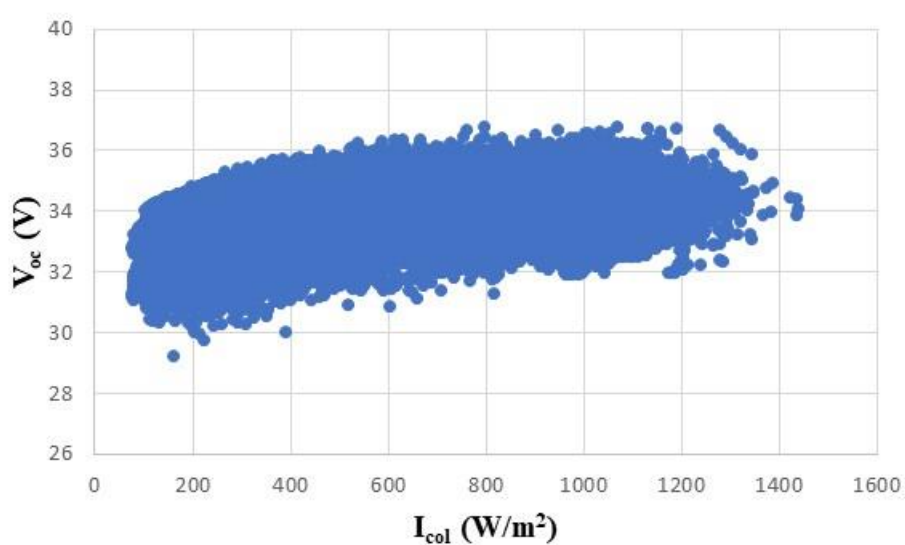
lago de Sobradinho/Reservatório da UHE-Sobradinho 9°35' Sul; 40°50' Oeste.



Fonte: elaborada pelo autor

Figura 28 - Características específicas do dispositivo fotovoltaico com a irradiância incidente: Tensão de circuito aberto

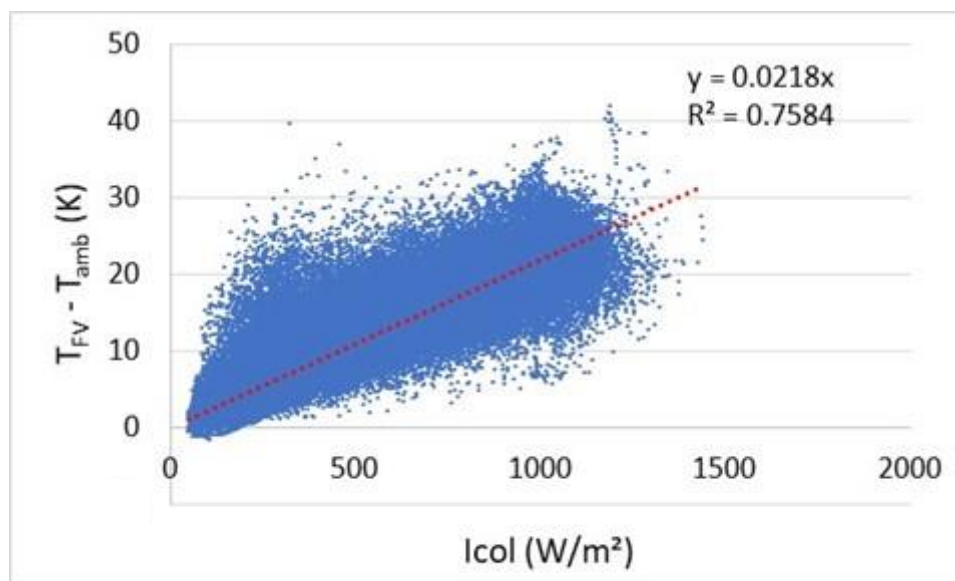
lago de Sobradinho/Reservatório da UHE-Sobradinho 9°35' Sul; 40°50' Oeste.



Fonte: elaborada pelo autor

A figura 29 mostra a correlação linear entre a diferença de temperatura do módulo (T_{FV}) e a temperatura ambiente (T_{amb}) com a irradiância incidente no plano do módulo (I_{col}).

Figura 29 - Características específicas do dispositivo fotovoltaico com a irradiância incidente: Diferença entre temperatura do módulo fotovoltaico e do ambiente
lago de Sobradinho/Reservatório da UHE-Sobradinho 9°35' Sul; 40°50' Oeste.



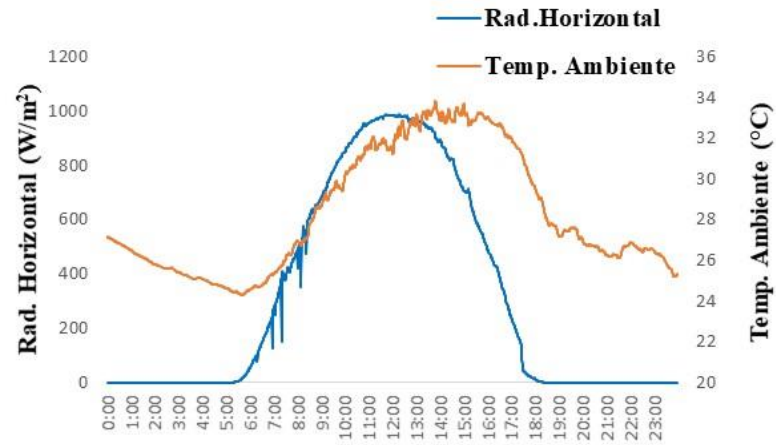
Fonte: Elaborada pelo autor

O comportamento das variáveis ao longo do dia, como radiação horizontal, velocidade do vento e temperaturas nos três elementos: ar, módulo FV e flutuador, pode ser evidenciado nos gráficos das figuras 30, 31 e 32 que exemplificam 3 situações de dias distintos em função da radiação diária: céu claro, céu moderado e céu nublado.

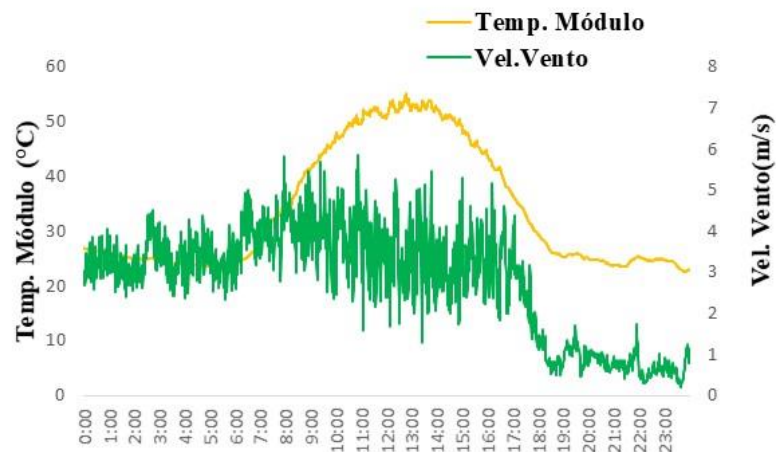
Nas três situações se evidencia o segmento da temperatura ambiente com a irradiância, figuras 30(a), 31(a) e 32(a). Assim que o sol nasce, a temperatura ambiente aumenta e prossegue no mesmo ritmo, com certo descompasso, pela inércia térmica da atmosfera. Observe que a curva da irradiância na figura 30 (a) fica bem definida sem variações provocadas pela passagem de nuvens. Essas variações são nitidamente apresentadas na figura 31 (a) e bastante acentuadas na figura 32 (a).

A velocidade do vento apresenta fortes variações ao longo do dia. As figuras 30(b), 31(b) e 32(b) mostram valores mais elevados no início da manhã com redução no final do dia. A influência da velocidade do vento sobre a temperatura do módulo não é perceptível nas figuras 30(b), 31(b) e 32(b). Entretanto, estas figuras mostram uma visível correlação da temperatura do módulo com a irradiância apresentada nas figuras 30(a), 31(a) e 32(a).

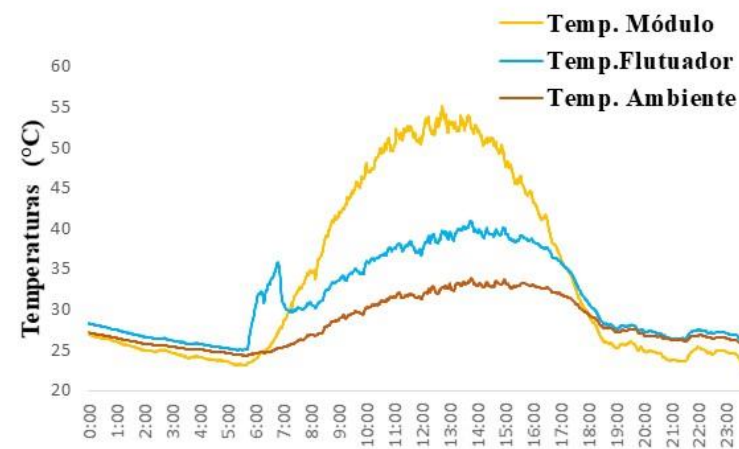
Figura 30 - Comportamento das variáveis no dia 03/01/2019 - Céu Claro
 lago de Sobradinho/Reservatório da UHE-Sobradinho 9°35' Sul; 40°50' Oeste.



(a)



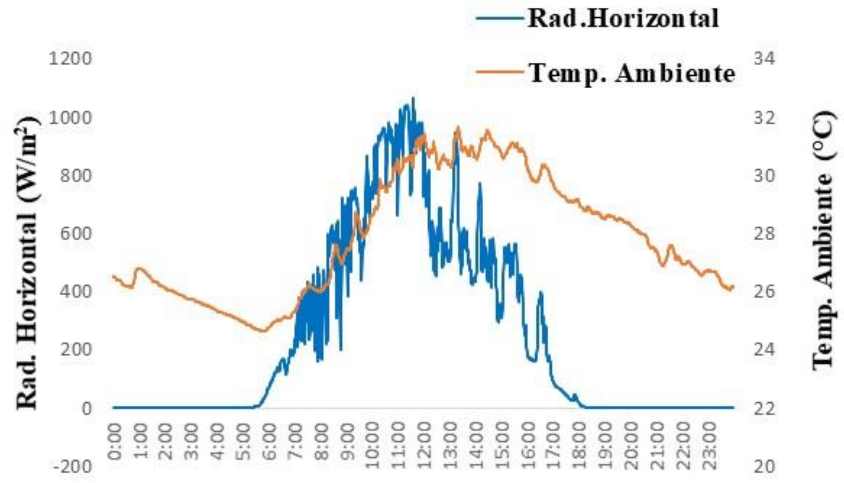
(b)



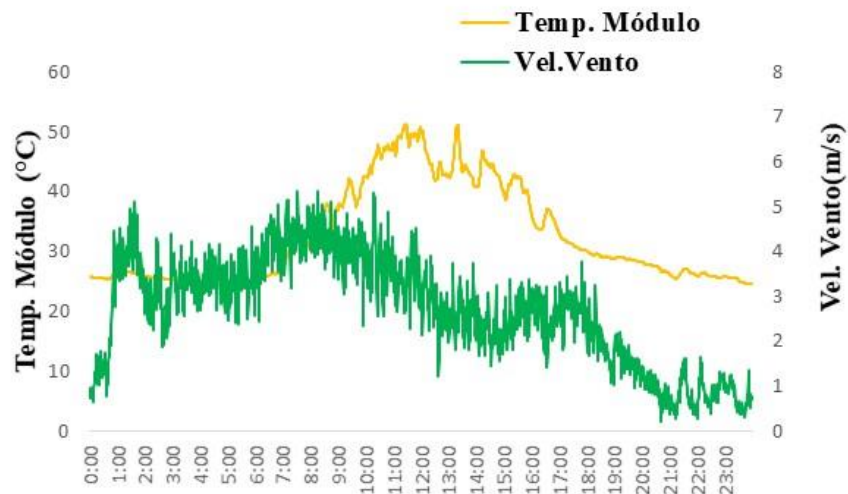
(c)

Fonte: elaborada pelo autor

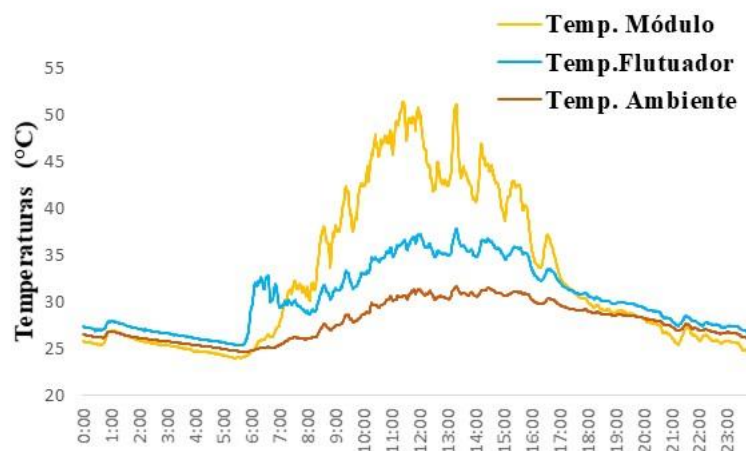
Figura 31 - Comportamento das variáveis no dia 11/01/2019 - Céu Moderado
 lago de Sobradinho/Reservatório da UHE-Sobradinho 9°35' Sul; 40°50' Oeste.



(a)



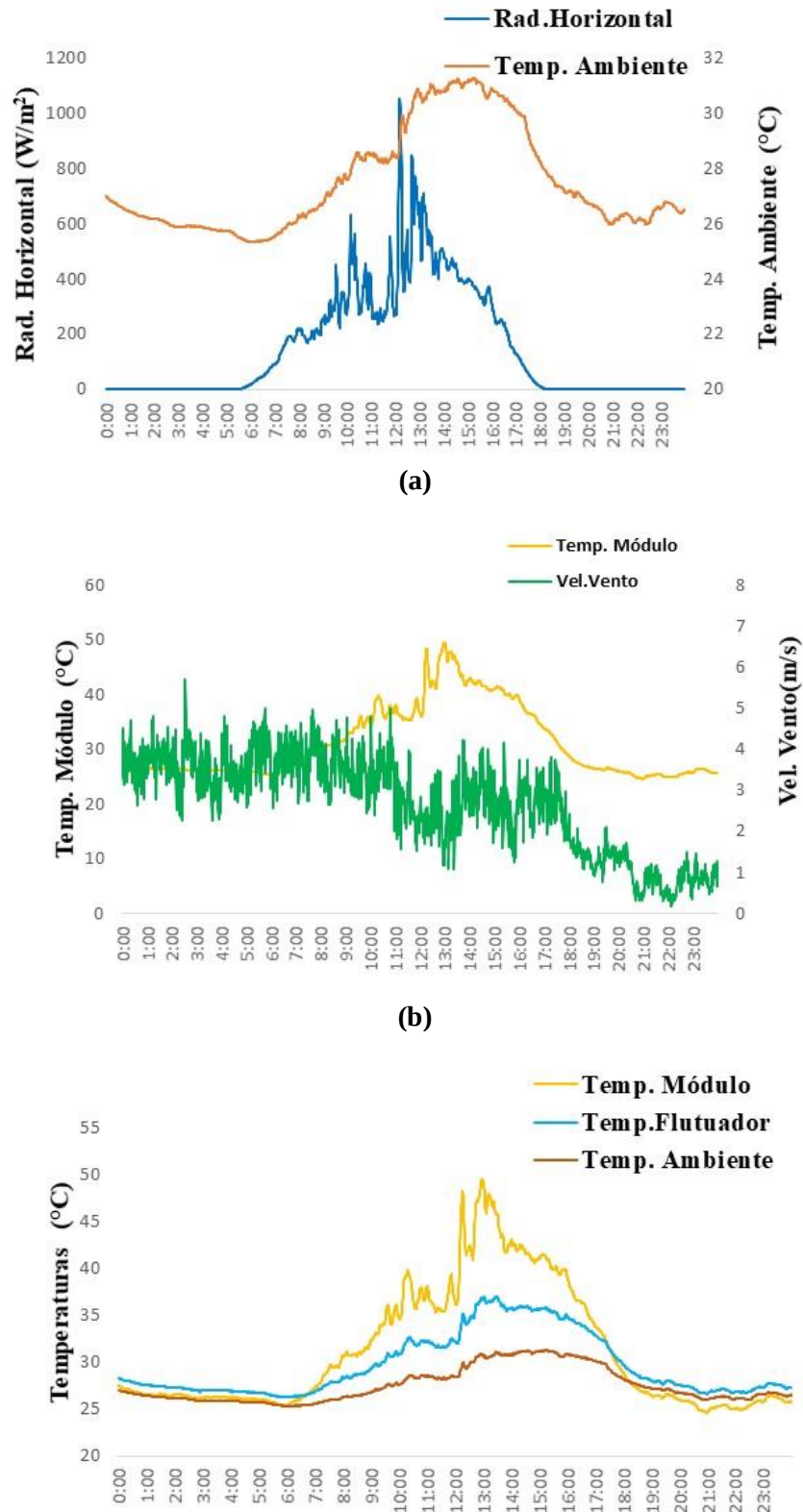
(b)



(c)

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 32 - Comportamento das variáveis no dia 10/01/2019 - Céu Nublado
 lago de Sobradinho/Reservatório da UHE-Sobradinho 9°35' Sul; 40°50' Oeste.



Fonte: elaborada pelo autor

(c)

5.1.4 Comparação entre os resultados obtidos e valores de referência

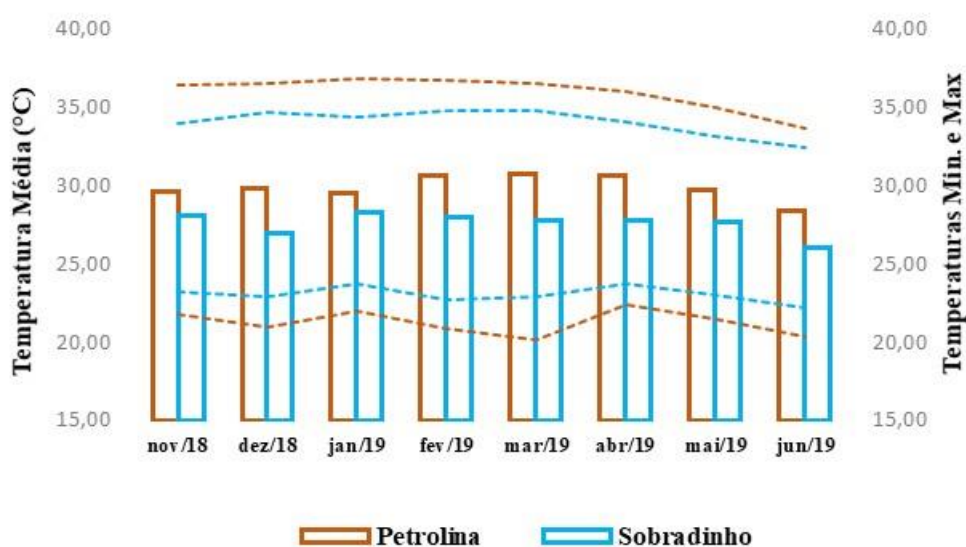
Nesta seção buscou-se comparar os dados coletados do SAD de Sobradinho com referências obtidas nas redes de supervisão meteorológicas. É importante salientar que não há informações meteorológicas para a região do lago de Sobradinho, particularmente para a localidade do reservatório da UHE-Sobradinho, para que se possa validar os resultados obtidos. A estação meteorológica mais perto se encontra em Petrolina (Estação Petrolina - INMET) a cerca de 50 km da UHE – Sobradinho.

Foram utilizadas informações (dados meteorológicos) extraídas do sistema de informações hidro meteorológica (SIM) do INMET. Note que os dados das estações automáticas são brutos e não passaram por um processo de consistência (validação).

As figuras 33, 34 e 35 apresentam a comparação entre os valores médios mensais obtidos no SIM e os valores médios mensais totalizados a partir dos dados minuto a minuto disponibilizados pelo sistema Pato II, instalado em UHE – Sobradinho, no período de 10/11/2018 e 17/06/2019 em análise.

Na figura 33 observa-se que o ambiente no lago de Sobradinho não esfria tanto quanto Petrolina. Por outro lado, possui temperaturas mais amenas que em Petrolina o que influencia positivamente na temperatura do módulo e consequentemente em seu rendimento.

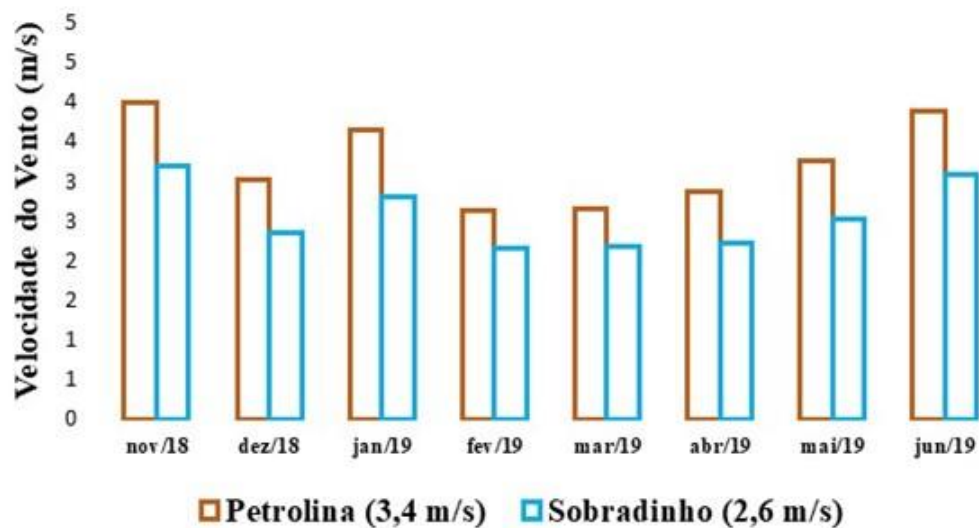
Figura 33 – Comparação Sobradinho e Petrolina - Temperatura Ambiente



Fonte: elaborada pelo autor

Figura 34 - Comparação Sobradinho e Petrolina – Velocidade do Vento

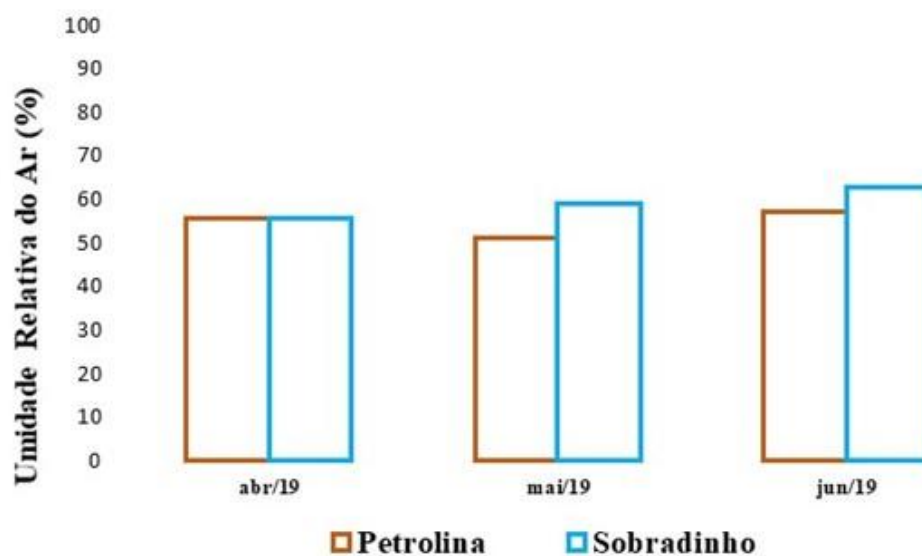
Período 10/11/2018 e 17/06/2019



Fonte: elaborada pelo autor

Figura 35 - Comparação Sobradinho e Petrolina – Umidade Relativa do Ar

Período 10/11/2018 e 17/06/2019



Fonte: elaborada pelo autor

É importante se salientar que a comparação apresentada contempla apenas um período de 8 meses, o que não permite uma análise conclusiva sobre o comportamento das variáveis observadas.

A seguir serão confrontadas as medições disponíveis de apenas 8 meses de Sobradinho com os valores de séries históricas de 10 ou mais anos (2007-2016 e 1970-1991) de Petrolina.

Um aspecto importante a salientar é a peculiaridade do local das medições. O reservatório da UHE-Sobradinho fica localizado no distrito Sobradinho, vizinho a Petrolina; ambos localizados no semiárido Nordeste e às margens do Rio São Francisco. Mas, as condições meteorológicas na região onde a usina fotovoltaica está sendo instalada podem apresentar características bem distintas. Mesmo que as medições sejam realizadas em uma estação-terra, ainda assim os valores podem ser diferentes.

As figuras seguintes apresentam uma comparação entre os resultados obtidos e dados de referência da Estação Petrolina – (INMET) divulgados pela rede Sonda (Inmet, 2019). A comparação entre os resultados obtidos, foi realizada em termos de valores médios mensais como consta a seguir.

5.1.5 Radiação Solar Sobradinho e Petrolina

O gráfico da figura 36 mostra, comparativamente, o índice de radiação solar para as duas localidades. Os valores médios mensais de Sobradinho se apresentam um pouco mais elevados em todos os meses, com exceção do mês de junho. O valor médio, para o período de 8 meses de Sobradinho (5,67 kWh/m².d) em comparação com o valor médio anual da série histórica de Petrolina (5,22 kWh/m².d), mostra uma diferença de cerca de 9% favorável para Sobradinho.

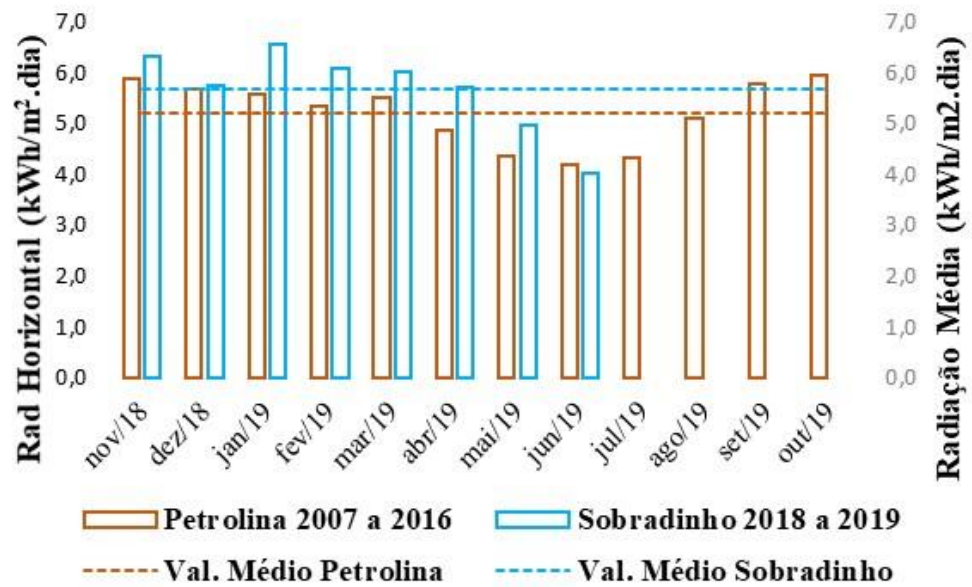
5.1.6 Temperatura ambiente Sobradinho e Petrolina

Os resultados da variação da temperatura média mensal e os valores máximos, médios e mínimos são apresentados na figura 37.

De forma sistemática os resultados da temperatura ambiente para Sobradinho são menores, portanto, melhores do ponto de vista da geração fotovoltaica, que os de Petrolina.

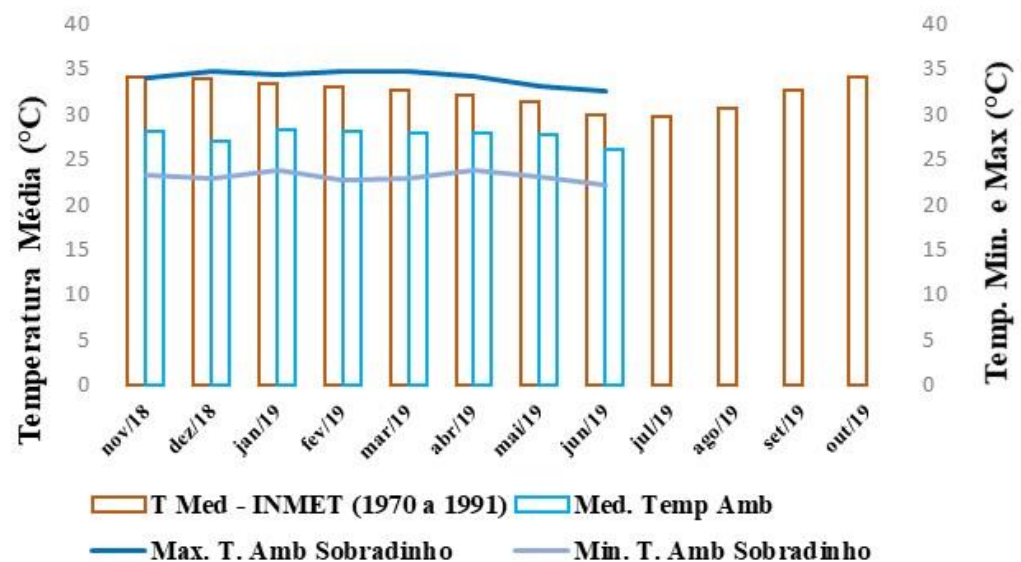
De modo geral, as médias diárias mensais de radiação assim como as condições de temperatura ambiente e velocidade de vento, estão dentro dos valores esperados para a região do reservatório da UHE-Sobradinho, tendo como base a Estação metodológica de Petrolina.

Figura 36 - Radiação Horizontal
Sobradinho e Petrolina Média mensal



Fonte: elaborada pelo autor

Figura 37 - Sobradinho e Petrolina - Temperatura Ambiente



Fonte: elaborada pelo autor

Para o mês de janeiro, o mais quente e com maior radiação solar, a amplitude térmica em Sobradinho (6,7°C) é cerca de três vezes menor que a de Petrolina (18°C).

5.1.7 Umidade do ar e Velocidade do vento Sobradinho e Petrolina

A figura 38 apresenta a comparação entre as taxas de umidade relativa do ar e velocidade do vento para os dois sítios, Sobradinho e Petrolina: valores calculados como média diária mensal da base de dados (2007-20016) INPE. Estação de Petrolina - Climatologia Local. 2019. Disponível em: http://sonda.ccst.inpe.br/estacoes/petrolina_clima.html >. Acesso em: 06/07/2019

5.2 TEMPERATURA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO E POTÊNCIA GERADA

A seguir são apresentados os resultados da análise da temperatura do módulo realizada com base nas medições e no modelo proposto.

5.2.1 Coeficiente de Ross para a condição NOCT - dados do fabricante

Utilizando-se as condições NOCT do módulo especificado, $T_{NOCT}(45^\circ)$, $T_a(20^\circ\text{C})$ e $I_{col}(800\text{ W/m}^2)$, o coeficiente de Ross é obtido conforme a Eq. 12 (ver Eq. 1).

$$k = \frac{T_{FV} - T_{amb}}{I_{col}} \quad (12)$$

O valor do coeficiente de Ross calculado, considerando-se o módulo instalado em um suporte aberto, sob condição de regime permanente, com velocidade de vento da ordem de 1 m/s, operando em circuito aberto (sem carga) foi $k = 0,0313\text{ K/W/m}^2$.

5.2.2 Cálculo do coeficiente de Ross – dados experimentais

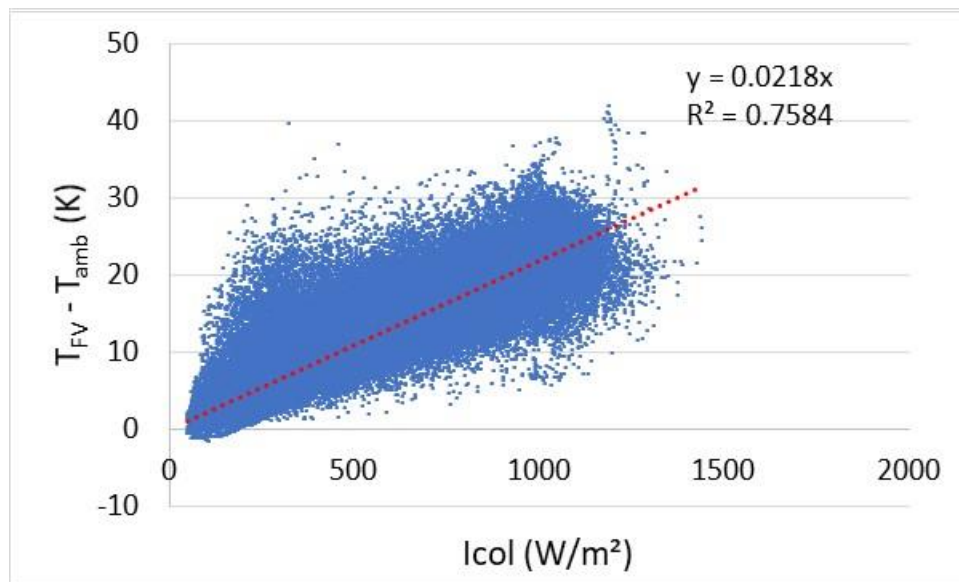
O coeficiente de Ross foi obtido utilizando-se os dados do monitoramento realizado no lago de Sobradinho no sistema Pato II, no período de 19/12/2018 a 17/06/2019. Os dados foram filtrados para valores de irradiância superiores a 50 W/m^2 de forma a retirar os períodos noturnos e garantir a análise apenas para dados de incidência de radiação significativa. A figura 38 mostra a relação entre a diferença de temperatura do módulo e ambiente ($T_{FV} - T_{amb}$) e a irradiância incidente no plano do módulo (I_{col}).

O coeficiente de Ross obtido para o período de medição, dado pela inclinação da linha de tendência mostrada na figura 38, foi de $0,0218\text{ K/W/m}^2$. Observa-se nesta figura uma grande dispersão dos dados. Entretanto, o coeficiente de determinação da reta, no valor de 75,8% indica alta correlação, da ordem de 87%.

Uma análise estatística foi realizada para os valores de k de Ross obtidos experimentalmente, minuto a minuto, no período de análise. É importante salientar que as medições abrangem tanto períodos de altos níveis de insolação (dezembro, janeiro, fevereiro, março), quanto períodos de menores índices de insolação (abril, maio e início de junho). A figura 39 mostra a distribuição de frequência das ocorrências desse parâmetro. Observa-se uma

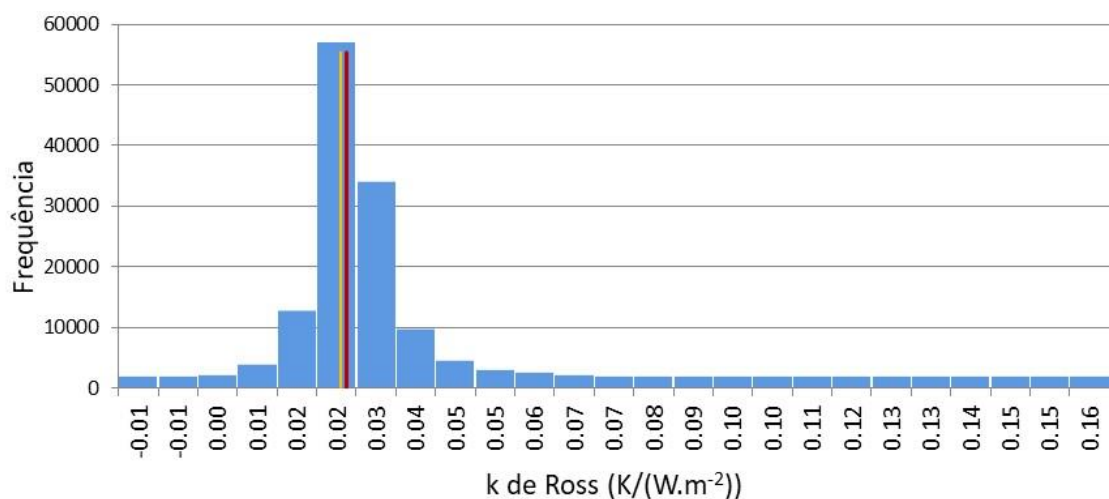
distribuição deslocada para a esquerda (Obliquidade > 0), com média igual a 0,0234 (linha vermelha) e mediana de 0,0219 (linha laranja).

Figura 38 - Relação entre a diferença de temperatura ($T_{FV}-T_{amb}$) e a irradiância incidente no plano do módulo FV (I_{col})



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 39 - Histograma de frequência do parâmetro k de Ross – período de 19/12/2018 a 17/06/2019

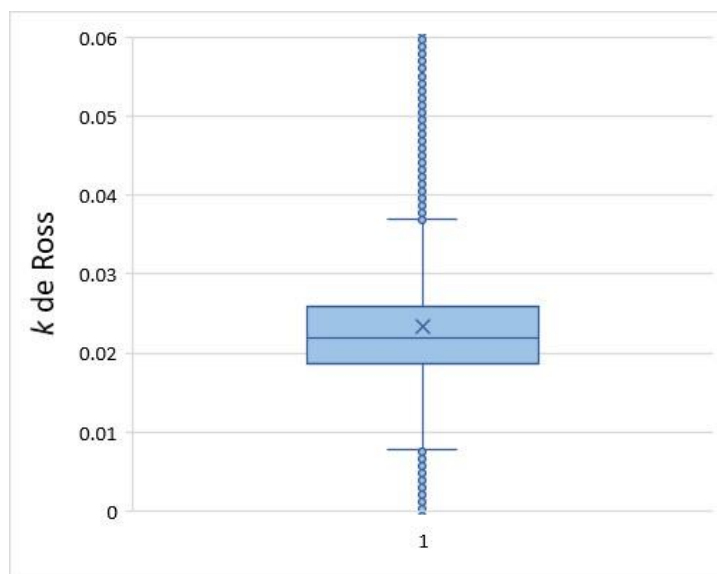


Fonte: Elaborada pelo autor

O gráfico de *Box plot* ou *Box and whiskers* é mostrado na figura 40. Nessa representação, além do valor da média (marcada com x dentro da caixa), e do quartil Q2 que indica a mediana, são apresentados os quartis Q1, ou percentil 25%, e Q3, ou percentil 75% (limites inferior e superior da caixa respectivamente). Os *whiskers* (ou bigodes) mostram os

valores da menor observação estatisticamente válida (mínimo igual a 0,008) e da maior observação (máximo igual a 0,037). Acima do *whisker* superior e abaixo do inferior é possível visualizar pontos que representam observações consideradas fora do padrão, comumente denominadas *outliers*.

Figura 40 - Representação gráfica de box & whiskers para o k de Ross



Fonte: Elaborada pelo autor

A escala do gráfico apresentado na figura 40 foi alterada para melhor visualização. Na prática, os outliers abrangem uma faixa maior que a escala apresentada. A tabela 6, resume os principais estatísticos obtidos para o parâmetro k de Ross.

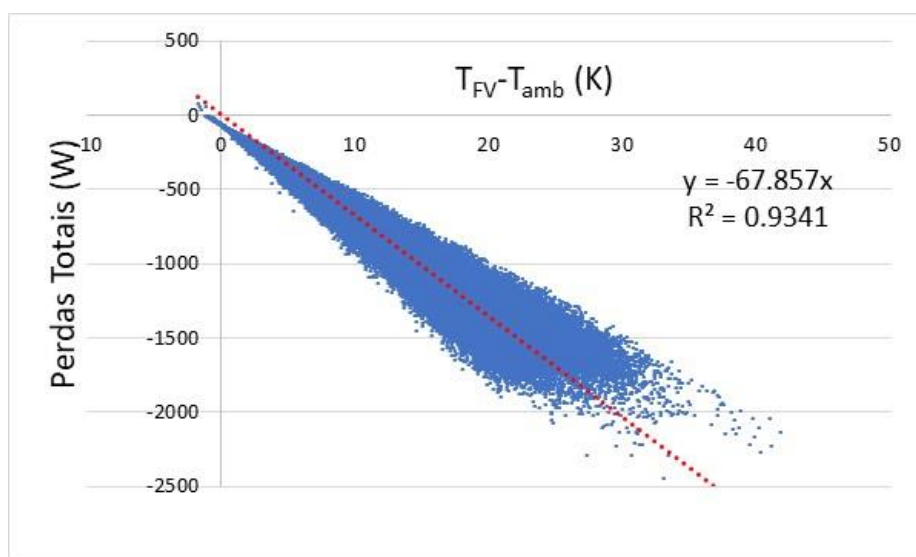
Tabela 6 - Estatísticos dos valores de k Ross

Estatísticos	Valores
Número de observações	115371
Média aritmética	0.0234
Intervalo de confiança inferior para média	0.0233
Intervalo de confiança superior para média	0.0234
Mediana	0.0219
Mínimo	-0.0207
Máximo	0.1623
Desvio padrão (amostra)	0.0098
Intervalo de confiança inferior para desvio padrão	0.0097
Intervalo de confiança superior para desvio padrão	0.0098
Variância (amostra)	0.0001
Primeiro quartil (Q1)	0.0187
Terceiro quartil (Q3)	0.0260
Intervalo interquartilico	0.0073
Obliquidade	2.8188

5.3 ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DO MÓDULO EM CONDIÇÃO DE OPERAÇÃO ($P_{el} \neq 0$)

Conforme descrito na metodologia, o primeiro passo para a estimativa da temperatura do módulo FV em condições operacionais consiste em determinar o coeficiente global de perdas h para o conjunto de dados medidos. O coeficiente global de perdas (h) foi obtido pela inclinação da reta de regressão da figura 41, que mostra as perdas totais (P_{perdas_tot}) em função de $(T_{FV} - T_{amb})$.

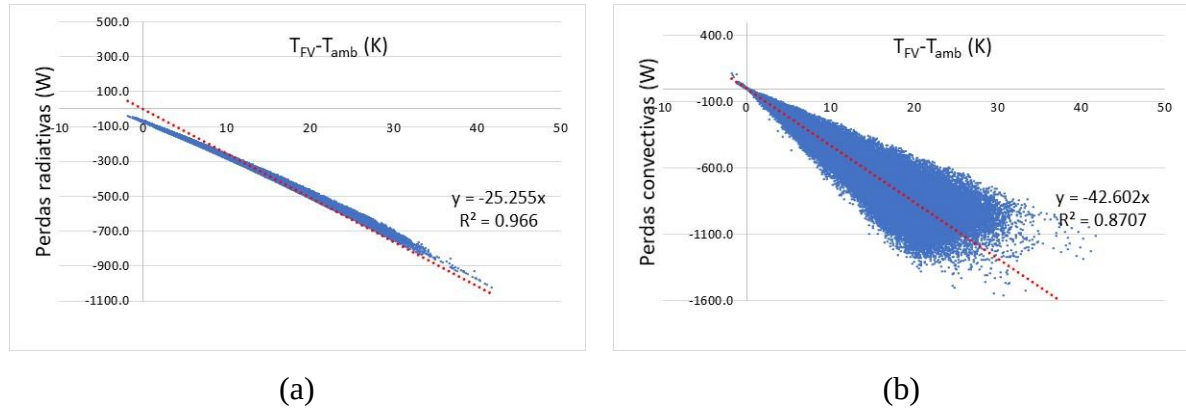
Figura 41 - Perdas térmicas totais calculadas com base nos dados experimentais para o módulo instalado no lago de Sobradinho



Fonte: Elaborada pelo autor

Verifica-se na figura 41 que as perdas totais podem ser bem representadas por uma relação linear com a diferença de temperatura. A maior dispersão do gráfico encontra-se na região de maiores valores de $(T_{FV} - T_{amb})$. O valor de h obtido é da ordem de -67,86 W/K, com um coeficiente de determinação de 93,4%, o que indica uma alta correlação, da ordem de 96,6%. Uma análise dos valores das parcelas de perdas por radiação e convecção pode ser visualizada na figura 42.

Figura 42 - Perdas térmicas (a) radiativas e (b) convectivas, calculadas com base nos dados experimentais para o módulo instalado no lago

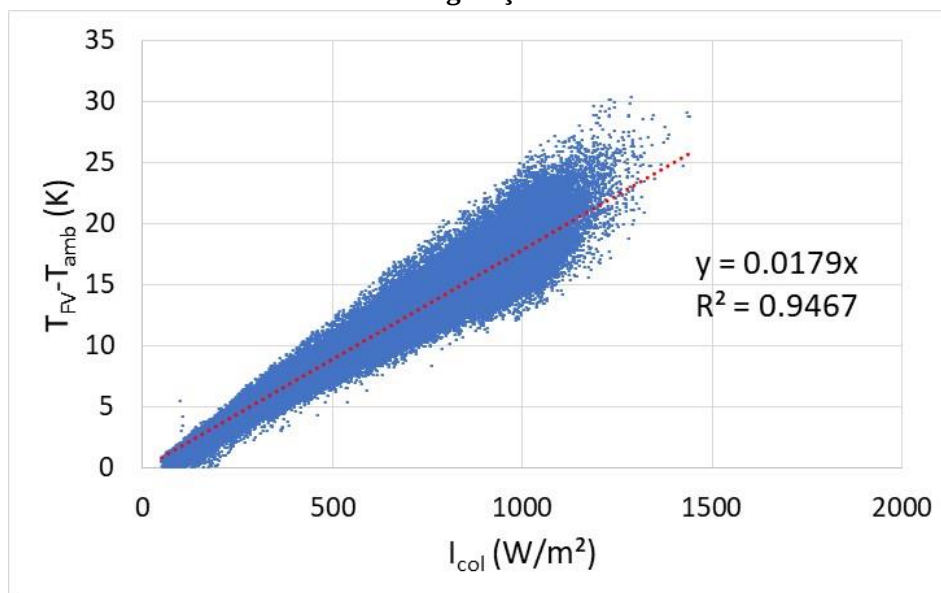


Na figura 42 verifica-se que as perdas convectivas são, em média, maiores que as perdas radiativas. O coeficiente de perdas devido à irradiação de calor é da ordem de $-25,3$ W/K, representando 37% das perdas totais, enquanto para a convecção, esse valor é da ordem de $-42,6$ W/K (63% das perdas totais). Ainda, é possível verificar na figura 42 (a) que as perdas por radiação são bastante comportadas, apresentando baixa dispersão e alto coeficiente de determinação (96,6%). Já as perdas por convecção na figura 42 (b) apresentam alta dispersão. Esta última, explica também a alta dispersão das perdas totais apresentadas na figura 41.

5.3.1 Temperatura do módulo em geração e potência gerada

Conhecendo-se o coeficiente de perdas global h pode-se, agora, estimar a temperatura do módulo FV em condições operacionais com ($P_{el} \neq 0$) e assim determinar T_{FV} conforme mostrado na Eq. 11. A figura 44 mostra a relação entre a diferença de temperatura do módulo e ambiente ($T_{FV} - T_{amb}$) e a irradiância incidente no plano do módulo (I_{col}), quando considerada a geração do módulo seguindo a máxima potência de operação.

Figura 43 - Relação entre a diferença de temperatura do módulo e ambiente ($T_{FV} - T_{amb}$) e a irradiância solar incidente I_{col} . Temperatura T_{FV} calculada considerando o módulo com geração



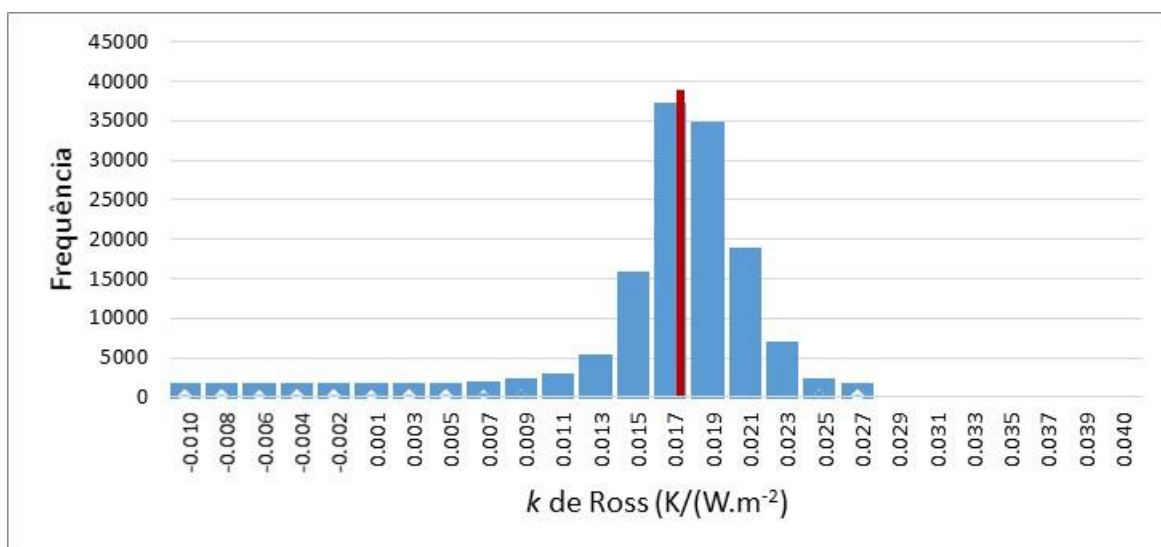
Fonte: Elaborada pelo autor

O coeficiente de Ross de **0,0179 K/W/m²** foi obtido para a temperatura (T_{FV}) estimada, considerando-se ($P_{el} \neq 0$) (inclinação da linha de tendência da figura 43). Observa-se nesta figura uma dispersão menor que aquela apresentada para os dados medidos, sem geração da figura 38. Essa diferença pode ser explicada pelo fato de que a temperatura do módulo FV foi calculada, não apenas em função de I_{col} , mas envolvendo também as perdas térmicas do módulo. O coeficiente de determinação da reta (linha de tendência) indica alta correlação, da ordem de 97%.

Uma análise estatística foi realizada para os valores de k de Ross calculados, minuto a minuto, considerando-se a condição do módulo com geração. A figura 44 mostra a distribuição de frequência das ocorrências desse parâmetro. Observa-se uma distribuição deslocada para a direita (Obliquidade < 0), com média igual a 0,0169 e mediana de 0,0170 (linha vermelha).

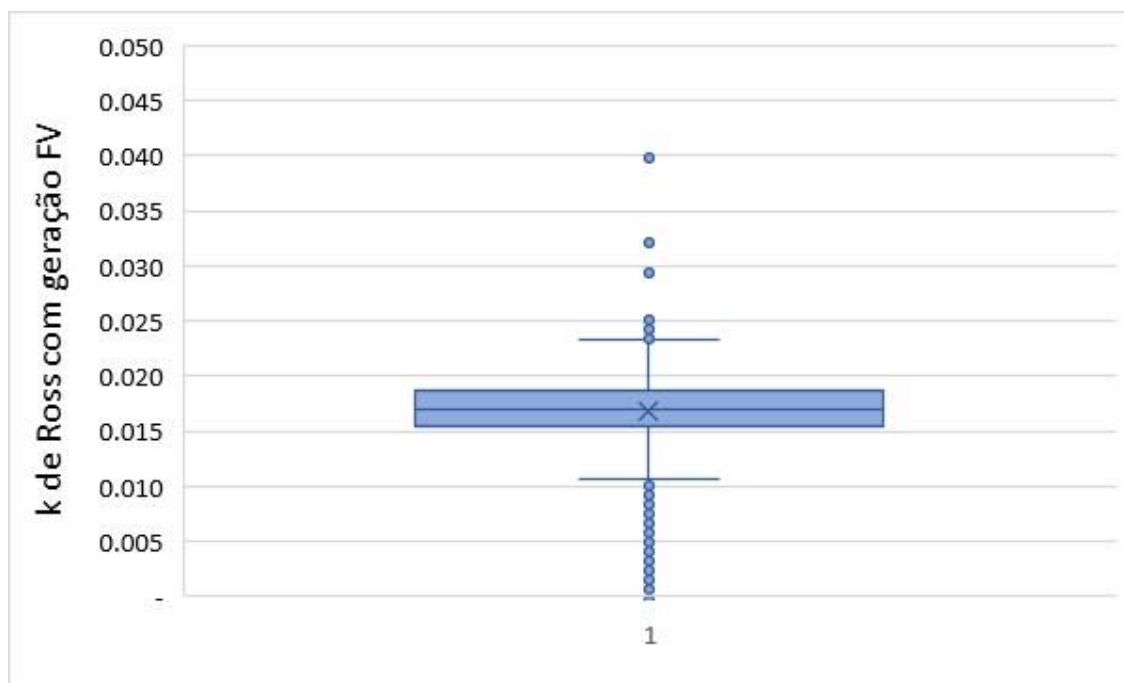
O gráfico de *Box plot* é mostrado na figura 45. Nessa representação, além do valor da média (marcada com x dentro da caixa), e do quartil Q2 que indica a mediana, são apresentados os quartis Q1, ou percentil 25%, e Q3, ou percentil 75% (limites inferior e superior da caixa respectivamente). Os *whiskers* (ou bigodes) mostram os valores da menor observação estatisticamente válida (mínimo igual a 0,0107) e da maior observação (máximo igual a 0,0234). Acima do *whisker* superior e abaixo do inferior são valores fora do padrão (*outliers*).

Figura 44 - Histograma de frequência do parâmetro k de Ross calculado considerando-se a condição de módulo com geração



Fonte: Elaborada pelo autor

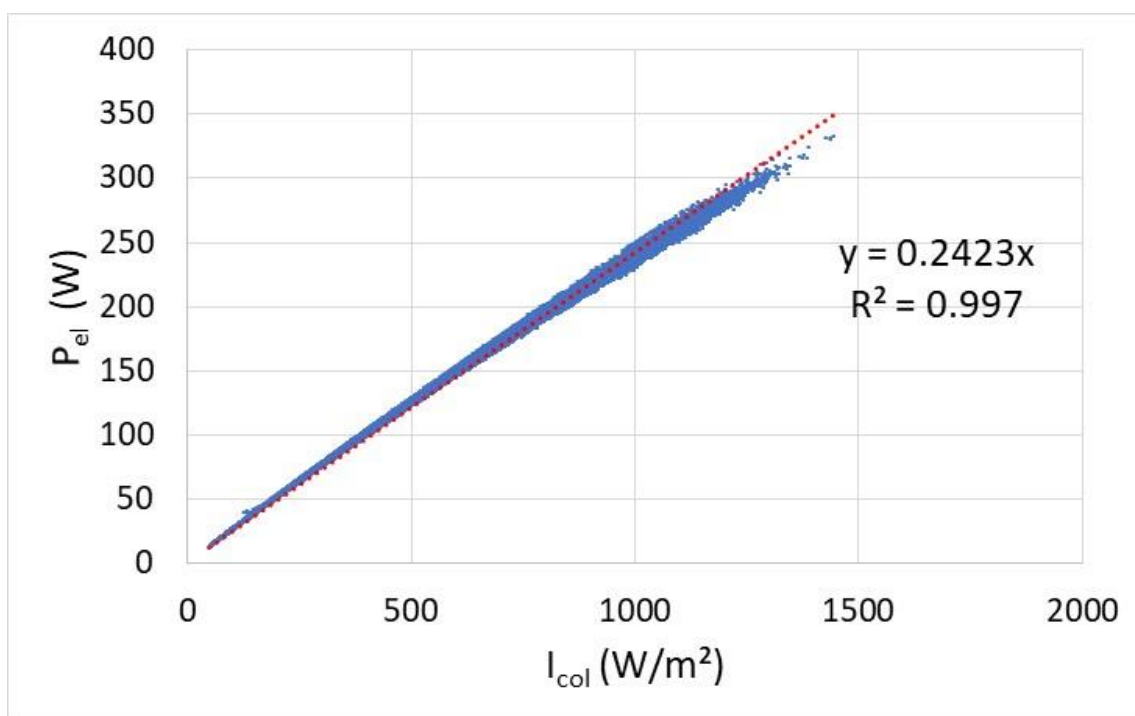
Figura 45 - Representação gráfica de box & whiskers para o k de Ross com geração



Fonte: Elaborada pelo autor

Finalmente pode-se determinar a potência elétrica do módulo como apresentado na Eq 4, em função da irradiância I_{col} (figura 46).

Figura 46 - Potência elétrica calculada em função da irradiância incidente medida



Fonte: Elaborada pelo autor

Na figura 46 a linha de tendência utilizada (reta) apresenta um coeficiente angular da ordem de 0,2423. Esse valor pode ser utilizado para estimar a eficiência média de operação do módulo no lago de Sobradinho, sujeito às condições ambientais locais (vento, irradiância e temperatura ambiente), para o período estudado. Considerando-se a área do módulo igual a 1,608 m², a eficiência média estimada é da ordem de 15%. Esse valor pode ser considerado razoável dado que a eficiência do módulo nas condições padrão (STC) é da ordem de 16,47%.

6 CONCLUSÃO

A geração fotovoltaica continuará crescendo a uma taxa superior às demais fontes renováveis de energia nos próximos anos. Particularmente, as usinas fotovoltaicas flutuantes se apresentam como uma alternativa promissora, principalmente considerando que essa aplicação é ainda recente, estando no início da curva de aprendizado e, portanto, tem potencial de barateamento de toda a cadeia de produção.

O estudo realizado sobre a tecnologia UFF mostra que a aplicação desses sistemas em reservatórios de hidrelétrica incorpora inúmeras vantagens. Algumas delas merecem destaque: a complementariedade operacional entre FV e hidráulica, o aumento da flexibilização na operação, o compartilhamento das redes de escoamento da energia, vantagens econômicas de custos evitados com a aquisição de terra, maior rapidez na instalação e na obtenção de licença ambiental. Ressalta-se ainda que as UFF também poderiam reduzir a evaporação da água, beneficiando a conservação da água, recurso, por si só, tão ou mais importante que a energia.

O estudo experimental apresentado neste trabalho, com base no monitoramento realizado no ambiente do lago de Sobradinho, pretende contribuir com informações sobre as condições ambientais específicas (radiação solar, temperatura e velocidade do vento), sob as quais a usina UFF de Sobradinho estará submetida. Além dessas variáveis, a temperatura do módulo, também monitorada, permite inferir sobre o desempenho dos módulos instalados no lago.

Os resultados experimentais apresentados fornecem um panorama geral das condições meteorológicas específicas do lago na localidade de instalação da usina. Uma conclusão sobre o aumento da eficiência do sistema de lago, em relação à terra só poderá ser obtida após a instalação e monitoramento de um sistema teste instalado em terra e a devida comparação.

Um modelo para determinação da temperatura do módulo FV flutuante, instalado no lago de Sobradinho, em circuito aberto, possibilitou estimar, além da temperatura do módulo em condições operacionais, sua geração no ponto de máxima potência e sua eficiência média. Essas estimativas foram realizadas com base nos experimentos desenvolvidos (Pato II) em um período bastante representativo, pois, além da alta frequência das medições (1 minuto), abarca meses de alta radiação solar e temperatura ambiente e meses de baixa radiação e temperatura.

Ressalta-se que a temperatura de operação dos módulos e consequentemente, a potência gerada, apresentam forte dependência com as condições climáticas locais, determinantes das perdas térmicas do módulo. Para os sistemas flutuantes instalados em lagos, destaca-se o papel

das trocas de calor entre a parte posterior do módulo e os flutuadores. Particularmente, as perdas térmicas por convecção, que representam o maior percentual entre as perdas totais (67%), podem ser fortemente impactadas pela possibilidade ou não de aeração na região entre os módulos e os flutuadores. A escolha do tipo de flutuador é, portanto, uma das etapas de grande relevância no projeto de sistemas FV flutuantes (Seção 2.2.3).

O valor do parâmetro k de Ross obtido das especificações do fabricante (NOCT) é da ordem de 0,031 K/W/m². Quando se considera o módulo em circuito aberto, nas condições ambientais do lago de Sobradinho, os valores calculados para esse parâmetro são bem menores. O valor obtido diretamente da reta de regressão entre $(T_{FV} - T_{amb})$ e (I_{col}) foi de 0,022 K/W/m². Uma análise estatística dos dados de k de Ross calculados ponto a ponto (para cada minuto), pela relação entre $(T_{FV} - T_{amb})$ e (I_{col}) resultou em um valor médio de 0,023 K/W/m². Considerando-se o módulo operando em máxima potência, nas mesmas condições ambientais do lago, o valor estimado com o modelo proposto, para o parâmetro k de Ross é ainda menor, da ordem de 0,018 K/W/m².

Com base no modelo de balanço de energia foi estimada a potência máxima gerada pelo módulo nas condições ambientais do lago. Verificou-se que a potência elétrica, em função da irradiância incidente no plano do módulo FV, pode ser expressa por uma reta, com coeficiente angular de 0,2423 e uma correlação superior a 99%. Essa representação permite estimar de forma simples, e com boa acurácia, o valor da potência gerada para diferentes valores de irradiância incidente, nas condições de temperatura e vento do lago. Ainda, dividindo-se o coeficiente encontrado pela área do módulo, foi possível estimar a eficiência média de operação do módulo no lago, da ordem de 15%.

Por fim, ressalta-se a necessidade de um acompanhamento de longo prazo para se observar as tendências dos parâmetros encontrados, atentando ainda para a degradação dos módulos fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

- ANA. Conjuntura dos Recursos Hídrico no Brasil. 2014. Disponível em: < <https://www.ana.gov.br/aceso-a-informacao/institucional/publicacoes/conjuntura-dos-recursos-hidricos> >. Acesso em: 15/05/2019.
- ANA. Relatório-conjuntura-2017 Recursos Hídrico Brasileiro. v. Relatório Pleno, p. 169, 2017. Disponível em: < www.ana.gov.br >.
- ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração. http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/big-banco-de-informacoes-de-geracao/655808?inheritRedirect=false, 2019. Acesso em: maio 2019.
- BAHAIDARAH et al. Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface. **Energy**, v. 59, p. 445-453, 2013.
- BIST, R. R.; SAAQIB, M. Comparison between Floating Solar PV Plant. **International Journal of Research in Engineering, Science and Management**, v. 2, n. 1, p. 453-456, 2019. ISSN 2581-5792.
- BJØRNEKLETT, B.; INGULSTAD, A. E.; BØRSETH, T. M. OceanSun <https://oceansun.no>, p. Fornebu just outside Oslo, Norway, 2019. Acesso em: 27/05/2019.
- CAZZANIGAA, R. et al. Floating photovoltaic plants Performance analysis and design solutions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** n. 81, p. 1730-1741, 2018.
- CHOI, Y.-K.; LEE, N.-H.; KIM, K.-J. Empirical Research on the efficiency of Floating PV. **CES-CUBE 2013, ASTL** v. Vol. 25, p. 284 - 289, 2013.
- DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Art 17 -Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. **Energy Procedia**, v. 33, p. 311-321, 2013. ISSN 18766102.
- DUFFLE, J. A.; ERBS, D. G.; KLEIN, S. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly - average global radiation. **Solar Energy**, v. vol. 28, p. pg 293, 1982.
- ENF. Site que disponibiliza diretório de empresas e produtos solares. www.ensolar.com p. As informações fornecidas neste site são gratuitas e apenas para fins informativos e não criam uma relação comercial ou de serviços profissionais com a ENF., 2019. Acesso em: 04/06/2019.
- EPE. Balanço Energético Nacional Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: < <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018> >. Acesso em: 10/04/2019.
- EPE. **NT-006/2019**. Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) 2019.

FAIMAN, D. ART 33 - Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, n. 4, p. 307-315, 2008. ISSN 10627995, 1099159X.

FARFAN, J.; BREYER, C. Combining Float Solar and Hydropower: a virtual battery of great global potential. **Energy Procedia**, v. 155, p. 403-411, 2018.

HASAN, O.; ARIF, A. F. M.; SIDDIQUI, M. U. **Finite Element Modeling and Analysis of Photovoltaic Modules**. International Mechanical Engineering Congress and Exposition: American Society of Mechanical Engineers: 495-505 p. 2012.

IHA. **Hydropower Status Report**. The International Hydropower Association (IHA) is a non-profit organisation that works with a vibrant network of members and partners active in more than 100 countries. , p.78. 2017

INMET. recordes de temperatura: 1963-1965, 1970-1984 e 1991. **normal climatológica de 1981-2010**, 2019. Disponível em: < <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas> >. Acesso em: 04/06/2019.

IRENA. Renewables 2017. **GLOBAL STATUS REPORT**, 2017. ISSN 978-3-9818107-6-9.

IRENA. Renewable capacity highlights **International Renewable Energy Agency**, 2019. Disponível em: < https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Mar/RE_capacity_highlights_2019 >. Acesso em: 08/07/2019.

JAKHRANI, A. Q. et al. Comparison of solar photovoltaic module temperature models. **World Applied Sciences Journal** v. 14, n. 3, p. 1-8, 2011. ISSN 1818-4952

JONES, A. D.; UNDERWOOD, C. P. A thermal model for photovoltaic systems, Sol. Energy. **Solar Energy**, v. 70 n. (2) p. 349–359, 2001.

KAMUYU, L.; AHN, H. K.; WON, W. C. J. R. L. C. S. Prediction Model of Photovoltaic Module Temperature for Power Performance of Floating PVs. **Energies**, v. 11, n. 2, 2018. ISSN 1996-1073.

KURNIK, J. et al. Outdoor testing of PV module temperature and performance under different mounting and operational conditions. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 95, p. 273-376, 2011.

LANZAFAME, R. et al. Field Experience With Performances Evaluation of a Single-Crystalline Photovoltaic Panel in an Underwater Environment. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 57, n. 7, p. 2492-2498, 2010. ISSN 0278-0046.

LEMOES, L. O., Ferreira, Â. M., Jota, P. R. S., Silva, A. G. V. Efeitos da sujeira no desempenho de módulos fotovoltaicos, Belo Horizonte – Minas Gerais, VI CBENS - VI **Congresso Brasileiro de Energia Solar, Minas Gerais**. , 2016.

- LIU, H. et al. Field experience and performance analysis of floating PV. **Article in Progress in Photovoltaics Research and Applications** v. 26, n. 12, p. 957-967, 2018.
- LUPU, A. G. et al. A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**, v. 444, 2018. ISSN 1757-899X.
- MINAMINO, S.; LANGONE, M. Whitepaper FITs (Feed in Tariff). **Solarplaza International BV** 2017. ISSN www.solarassetmanagement.asia
- MING, B. et al. Hydropower reservoir reoperation to adapt to large-scale photovoltaic power generation. **Energy**, v. 179, p. 268-279, 2019. ISSN 03605442.
- MPX. Tauá: Preparando-se para o futuro. **Ed. MPX Energia**, 2011.
- NETO, M. R. B.; CARVALHO, P. C. M. D. Energia solar fotovoltaica no semi-árido: estudo de caso sobre a atuação do PRODEEM em Petrolina-PE. **Proceedings of: Encontro de Energia no Meio Rural**, v. 6, 2006.
- ODEH, S.; BEHNIA, M. Improving Photovoltaic Module Efficiency Using Water Cooling. **Heat Transfer Engineering**, v. 30, n. 6, p. 499-505, 2014. ISSN 0145-7632.
- OLUKAN, T. A.; EMZIANE, M. A Comparative Analysis of PV Module Temperature Models. **Energy Procedia**, v. 62, p. 694-703, 2014. ISSN 18766102.
- PEREIRA, C.; RABL. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Eenergy** v. vol. 22, p. pg 155, 1979.
- PEREIRA, S. B. et al. **Evaporação líquida no lago de Sobradinho e impactos**. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental v.13: 346–352 p. 2009.
- PETTRIBÚ, L. et al. Procedimento Objetivo para a Garantia de Qualidade de Dados de Radiação Solar. **ASADS**, 2017.
- RAMOS, C. D. M. **Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos**. 2006. p.140 (Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP, FEA, IEE, IF), Universidade de São Paulo
- ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P.; S., C. **Apparatus and method for generating electricity using photovoltaic panels**. U.S. Patent Application WO 13/061,365 2011.
- ROSS, R. G. Interface Design Considerations for Terrestrial Solar Cell Modules. **Proceedings of the 12 th IEEE photovoltaic specialist's conference**, v. Baton Rouge, LA, p. 801-806, 1976.

SAADON, S. et al. Simulation study of a naturally-ventilated building integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) envelope. **Renewable Energy**, v. 87, p. 517-531, 2016. ISSN 09601481.

SANTOS, C. A. F. **Zoneamento Agroecológico do Nordeste e Mapas de Vegetação como ferramentas para prospecção e conservação de Recursos Genéticos Vegetais**. Infoteca e Desenvolvimento, B. D. P. E. Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento: Embrapa. 1a edição 2007.

SAUH, A.; YADAV, N. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. Volume 66 p. Pages 815-824, 2016.

SEAFLEX. Mooring system. 2019. Disponível em: < <http://www.seaflex.net> >. Acesso em: 04/06/2019.

SILVA, J. A. M. E.; SILVA, A. C. D.; RENATO, E. N. F. E. L. L. D. A. Relatório de Análise de mercado de terra INCRA. **Norma de Execução INCRA** v. Nº 112/2014., 2016.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 23-29, 2009. ISSN 09601481.

SOUZA, A. D. et al. Modelagem da temperatura do módulo de células fotovoltaicas em função da temperatura ambiente, velocidade dos ventos e irradiância. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 5, n. 4, 2016. ISSN 2237-9711.

THI, N. D. A. The global evolution of floating solar PV 2017 - Work Paper. 2017. Disponível em: < <https://www.researchgate.net/publication/321461989> >. Acesso em: 02/03/2019.

TINA, G. M. et al. Geographic and Technical Floating Photovoltaic Potential. **Thermal Science**, v. 22, p. 17-17, 2018.

TRAPANI, K.; SANTAFÉ, R. M. A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 4, p. 524-532, 2014. ISSN 10627995.

ANEXO A - MODELOS PARA ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAÍCOS

(Transcrição do Apêndice do artigo *Comparison of solar photovoltaic module temperature models (Jakhrani et al., 2011)*).

Empirical Models for Estimation of Photovoltaic Module Temperature			
Sr. #	Author (s)	Empirical Models	Comments
01	Ross (1976)	$T_c = T_a + k G_T$ where, $k = \frac{\Delta(T_c - T_a)}{\Delta G_T}$	$k = 0.02 - 0.04^\circ\text{C m}^2/\text{W}$
02	Rauschenbach (1980)	$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_m}{\tau\alpha}\right)$	With constant Heat loss coefficient (U_L) and $V_w > 1\text{m/s}$
03	Risser and Fuentes (1983)	$T_c = 3.81 + 0.0282 \times G_T - 1.31 \times T_a - 165 \times V_w$	Verified for 104 kW array with MPPT.
04	Schott (1985)	$T_c = T_a + 0.028 \times G_T - 1$	Verified for V_w from 1-1.5 m/s and T_a from 0-35°C
05	Servant (1985) (Implicit and Explicit Equations)	$T_c = T_a + \alpha G_T (1 + \beta T_a) (1 - \gamma V_w) (1 - 1.053 \eta_m)$ $T_c = T_a + \alpha G_T (1 + \beta T_a) (1 - \gamma V_w)$	$\alpha = 0.0138$, $\beta = 0.031$, $\gamma = 0.042$, Temperature taken as °C with constant V_w of 1m/s. The efficiency of module was not considered in Explicit Equation.
06	Ross and Smokler (1986)	$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} (T_{c,NOCT} - 20)$ and	The equation is valid only for free standing
Models for the Determination of Photovoltaic Module Temperature			
Sr. #	Author (s)	Empirical Models	Comments
01	Didier (2001)	$T_c = T_a + \frac{(T_{c,NOCT} - 20)}{800} (219 + 832 \bar{K}_t)$ $C_f = 1 - 1.17 \times 10^{-4} (S_M - S)^2$	For non-optimal values, use a multiplier with $\bar{K}_t$. S_M denotes optimal tilt angle and S actual tilt angle (Degrees)
02	Krauter (2004)	$T_c = T_a + k G_T$ and $k = 0.0058, 0.012$ and 0.03	The value of k for lower, upper and usual modules
03	Mondol et al., (2005 and 2007)	$T_c = T_a + 0.031 G_T$ and $T_c = T_a + 0.031 G_T - 0.058$	T_c is taken as mean of front and back temp. of module °C, $V_w > 1\text{m/s}$ with constant U_L
04	Duffie and Beckman (2006)	$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \left(\frac{9.5}{5.7 + 3.8 V_w} \right) \times (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) (1 - \eta_m)$	The value of transmittance and absorbance product ($\tau\alpha$) was taken as 0.9 Coefficient of heat losses (U_L) was associated with wind speed.
05	Chenni et al., (2007)	$T_c = 0.943 T_a + 0.028 G_T - 1.528 V_w + 4.3$	Coefficient of heat losses (U_L) was not taken into account