



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MATHEUS ALBUQUERQUE MELO

MONITORAMENTO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE COM
ARREFECIMENTO PASSIVO POR PONTES DE CALOR EM CONTATO COM
ÁGUA

FORTALEZA

2019

MATHEUS ALBUQUERQUE MELO

MONITORAMENTO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE COM
ARREFECIMENTO PASSIVO POR PONTES DE CALOR EM CONTATO COM ÁGUA

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M486m Melo, Matheus Albuquerque.

Monitoramento de módulo fotovoltaico flutuante com arrefecimento passivo por pontes de calor em contato com água / Matheus Albuquerque Melo. – 2019.
66 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

1. Módulo fotovoltaico flutuante. 2. Temperatura do módulo fotovoltaico. 3. Eficiência. 4. Arrefecimento passivo. I. Título.

CDD 621.3

MATHEUS ALBUQUERQUE MELO

MONITORAMENTO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE COM
ARREFECIMENTO PASSIVO POR PONTES DE CALOR EM CONTATO COM ÁGUA

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

Aprovada em: __/__/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Engenheira Mecânica Bruna de Oliveira Busson
Universidade de Brasília (UnB)

A Deus.

Aos meus pais.

Aos meus familiares.

Aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, que me permitiu alcançar esta etapa tão importante da minha vida e por ter sido meu guia ao longo de toda minha vida, e não apenas nestes anos como universitário, sendo em todos os momentos o maior mestre que alguém pode conhecer.

Agradeço ao meu orientador, professor Dr. Paulo Carvalho, que sempre esteve disponível a orientar e auxiliar o andamento do estudo. À Bruna Busson, que me recebeu no decorrer de sua pesquisa e com quem tive o prazer de trabalhar e ao professor Dr. Raimundo Furtado que aceitou participar de minha banca examinadora mesmo em período que esteve sobrecarregado.

Agradeço a meus pais, Cecília e Edmar, a quem devo tudo. Agradeço imensamente pelo apoio, carinho e confiança em minha capacidade, pela liberdade de escolha e, principalmente, pelas lições de vida. Reconheço que não estaria aqui sem minha família e que todas as conquistas acadêmicas e profissionais que me esperam no futuro serão resultado da base educacional e pessoal que eles me proporcionaram.

A minha companheira, parceira, amiga e namorada, Elaine, que esteve do meu lado nesses últimos anos de vida acadêmica. Obrigado por acreditar em mim desde o princípio e enxergar em mim, a pessoa que eu quero me tornar. Obrigado por me entender e oferecer seu carinho em todos os momentos, de sucesso e de fracasso. Aprecio muito sua compreensão e suporte neste período.

Aos meus amigos de início de graduação em Engenharia Elétrica da UFC de Sobral, Diego, Jana, Josy, Vivi e Wilker, que foram minha família nos momentos mais difíceis longe dos meus pais. A garra de cada um de vocês me incentivou a persistir e correr atrás do meu sonho, independente das dificuldades.

Agradeço aos amigos que fiz após a transferência para Fortaleza, estes que não citarei pois tenho a enorme felicidade de ter feito muitos, presentes durante a maior parte da minha vida acadêmica e enfrentando juntos os obstáculos necessários para a formação em engenharia. Agradeço o companheirismo e amizade que me proporcionaram.

Agradeço também a todas as pessoas que fizeram parte desta trajetória, mesmo que por curto período, ou pequena participação. Guardarei na memória esta aventura que foi a graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Ceará.

“A base de toda sustentabilidade é o desenvolvimento humano que deve contemplar um melhor relacionamento do homem com os semelhantes e a natureza.”

– Nagib Anderáos Neto

RESUMO

A energia solar é considerada uma das alternativas mais promissoras na atualidade e sua aplicação em plantas fotovoltaicas (FV) tem crescido a nível mundial para geração de energia elétrica. Fator limitante no processo de geração FV, elevadas temperaturas de operação dos módulos FV acarretam na redução em suas eficiências de conversão energética. Buscando-se reduzir este efeito por meio da redução da temperatura de operação dos módulos FV, nos últimos anos, observa-se o crescente número de plantas FV sendo instaladas sobre corpos d'água, como lagoas, lagos, reservatórios, barragens, oceanos, entre outros, as chamadas plantas FV flutuantes. Seguindo o mesmo conceito, o presente trabalho tem como objetivo o monitoramento de um módulo FV flutuante com arrefecimento passivo utilizando aletas fixadas em sua parte posterior e em contato com a água e comparar seus resultados com o de outro módulo, de mesma especificação, instalado de maneira convencional sobre telhado. O experimento foi realizado no Laboratório de Energias Alternativas da Universidade Federal do Ceará (LEA/UFC) com o uso de dois módulos FV policristalinos modelo KS20T de 20 Wp. O módulo FV flutuante foi instalado sobre um tanque com 310 litros de água com aletas penetradas em 2 cm na água. Os dados obtidos a partir da utilização de sensores para medição de temperatura, irradiação solar, velocidade do vento, corrente contínua e tensão foram coletados por um controlador lógico programável (CLP). A partir desses dados, foi possível a realização de uma análise comparativa de operação dos dois módulos, constatando maior geração de energia elétrica por parte do módulo FV flutuante, sendo esta 30% superior em dias com irradiação total entre 2051 e 5000 Wh/m² e 24,0% em dias com irradiação total superiores a 5000 Wh/m².

Palavras-chave: Módulo fotovoltaico flutuante. Temperatura do módulo fotovoltaico. Eficiência. Arrefecimento passivo.

ABSTRACT

Solar energy is considered one of the most promising alternatives at the present time and its application in photovoltaic (PV) plants has grown worldwide to generate electricity. Limiting factor in the PV generation process, high operating temperatures of the PV modules lead to a reduction in their energy conversion efficiencies. In order to reduce this effect by reducing the operating temperature of the PV modules, in recent years, notice the increasing number of PV plants being installed on bodies of water such as ponds, lakes, reservoirs, dams, oceans, among others, the so-called floating PV plants. Following the same concept, the present work has the objective of monitoring a floating FV module with passive cooling using fins fixed in its back and in contact with the water and compare its results with that of another module, with the same specification, installed of conventional way on roof. The experiment was carried out at the Alternative Energies Laboratory of the Federal University of Ceará (LEA / UFC) using two 20 Wp polycrystalline FV model KS20T modules. The floating PV module was installed on a tank with 310 liters of water with the fins penetrated into the water by 2 cm. The data obtained from the use of sensors to measure temperature, solar irradiance, wind speed, direct current and voltage were collected by a programmable logic controller (PLC). From these data, it was possible to perform a comparative analysis of the operation of the two modules, noting a higher generation of electric power by the floating PV module, which is 30% higher in days with total irradiation between 2051 and 5000 Wh/m² and 24.0% on days with total irradiation above 5000 Wh/m².

Keywords: Floating photovoltaic module. Photovoltaic module temperature. Efficiency. Passive cooling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - O mercado FV no mundo.....	14
Figura 2 - Matriz elétrica mundial - 2016.....	17
Figura 3 - Evolução da geração fotovoltaica mundial 1990 - 2016.....	18
Figura 4 - Matriz elétrica brasileira em 2019	18
Figura 5- Participação de cada fonte na GD em 2017	19
Figura 6 – Custo de potência fotovoltaica em U\$/Watt.	20
Figura 7 - Total diário da Irradiação global horizontal – Média Anual	21
Figura 8 - Relação de volume útil da usina hidrelétrica de Sobradinho e o índice de irradiação solar local anual.	22
Figura 9 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo FV com potência nominal de 100Wp.....	24
Figura 10 - Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de um módulo FV de 36 células de silício cristalino operando a 25°C.....	25
Figura 11 - Influência da variação da temperatura solar na curva característica I-V de um módulo FV de 36 células de silício cristalino sob irradiância solar de 1.000 W/m ²	26
Figura 12 - Representação dos componentes constituintes de uma Planta FV flutuante.	28
Figura 13 - Planta FV flutuante de 59 kWp instalado em Chiba, Japão utilizando módulos de silício cristalino.....	29
Figura 14 - Exemplo de planta FV flutuante utilizando tecnologia de filme fino.....	29
Figura 15 - Representação da estrutura proposta pela empresa Terra Moretti.....	31
Figura 16 - Modelo para suporte de 3 módulos FV e utilização de refletores.	31
Figura 17 - Representação dos componentes da tecnologia Hydrelío.	32
Figura 18 - Planta FV flutuante de 13 kWp instalado em um reservatório de irrigação na Suíça, utilizando a tecnologia Hydrelío.....	32
Figura 19 - Acidente em planta FV flutuante instalada em Kawajima-Machi, no Japão.....	36
Figura 20 - Primeira planta FV flutuante foi instalado em Aichi, Japão em 2007.....	37
Figura 21 - Primeira planta FV flutuante comercial, instalada em Far Niente, Califórnia, em 2008.	37
Figura 22 - Capacidade instalada mundial FV flutuante até setembro de 2018.	38
Figura 23 - Planta FV de 40MWp, em Huainan, China.	39
Figura 24 - Usina solar flutuante no reservatório da usina hidrelétrica de Balbina.	40
Figura 25 - Planta FV flutuante instalada na fazenda Figueiredo, Goiás.	41

Figura 26 – Módulo Kyocera modelo KS20T instalado de forma convencional em telhado. .	43
Figura 27 - Modelagem de módulo FV com 5 aletas.	44
Figura 28 – Módulo FV com aletas em sua superfície posterior sobre tanque d’água.....	44
Figura 29 – Sensor PT100 à prova d’água.	45
Figura 30 – Piranômetro Hukseflux modelo LP02.....	47
Figura 31 – Sensores de tensão e corrente conectados ao módulo remoto.....	48
Figura 32 – Anemômetro digital NRG 40C.....	49
Figura 33 – Sensores de temperatura conectados aos transmissores.	49
Figura 34 – Carga conectada aos terminais de saída dos módulos FV.....	50
Figura 35 – Sistema de monitoramento de dados apresentado ao usuário	51
Figura 36 – Irradiação média dos dias de baixa irradiação.	52
Figura 37 – Irradiação média dos dias de média irradiação.	53
Figura 38 – Irradiação média dos dias de alta irradiação.	53
Figura 39 – Comparativo de temperaturas entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de média irradiação.	54
Figura 40 – Diferença de temperatura instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de média irradiação.	54
Figura 41 – Comparativo de temperaturas entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de alta irradiação.	55
Figura 42 – Diferença de temperatura instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de alta irradiação.	55
Figura 43 – Comparativo entre temperaturas da água e de operação módulo FV flutuante para dias de média irradiação.	56
Figura 44 – Comparativo entre temperaturas da água e de operação módulo FV flutuante para dias de alta irradiação.	57
Figura 45 – Diferença de potência instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de média irradiação.	58
Figura 46 – Diferença de potência instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de alta irradiação.	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações elétricas e físicas do módulo FV modelo Kyocera KS20T.	43
Tabela 2 – Especificação do piranômetro Hukseflux modelo LP02.....	47
Tabela 3 – Número de dias por Faixa de Irradiação.....	52
Tabela 4 – Temperaturas máximas para os módulos FV flutuante e convencional.	56
Tabela 5 – Número de dias com dados de potência de acordo com a faixa de irradiação.	57
Tabela 6 – Potências instantâneas máximas para os módulos FV flutuante e convencional. ..	59
Tabela 7 – Médias de energia elétrica gerada diária para os módulos FV flutuante e convencional.....	59

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	13
1.1.	Objetivo Geral.....	15
1.2.	Objetivos Específicos	15
1.3.	Estrutura do presente projeto	16
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1.	Panorama da energia elétrica global.....	17
2.2.	Panorama da energia elétrica brasileira atual	18
2.3.	Potencial Solar.....	20
2.4.	Características Elétricas dos Módulos FV.....	23
2.4.1.	<i>Efeito da Irradiância Solar</i>	25
2.4.2.	<i>Efeito da Temperatura</i>	25
3.	ESTADO DA ARTE	27
3.1.	Tecnologia Flutuante	28
3.1.1.	<i>Módulos FV</i>	29
3.1.2.	<i>Estruturas Flutuantes</i>	30
3.1.3.	<i>Sistema de ancoragem ou amarração</i>	33
3.1.4.	<i>Conexão elétrica à rede</i>	33
3.2.	Aspectos positivos e negativos de instalações FV flutuantes.....	34
3.2.1.	<i>Aspectos positivos de instalações FV flutuantes</i>	34
3.2.2.	<i>Aspectos negativos de instalações FV flutuantes</i>	35
3.3.	Experiências de plantas FV flutuantes.....	36
3.3.1.	<i>Sistemas FV flutuantes no Mundo</i>	36
3.3.2.	<i>Sistemas FV flutuantes no Brasil</i>	39
4.	MATERIAIS E MÉTODOS	42
4.1.	Módulos FV utilizados.....	42
4.2.	Aletas.....	44
4.3.	Sensores.....	45
4.3.1.	<i>Sensores de Temperatura</i>	45
4.3.2.	<i>Piramômetro</i>	46
4.3.3.	<i>Sensores de corrente e tensão</i>	48
4.3.4.	<i>Anemômetro</i>	48
4.4.	Sistema de monitoramento e aquisição de dados	49

5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	52
6.	CONCLUSÃO	60
7.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	62
	REFERÊNCIAS	63

1. INTRODUÇÃO

De acordo com dados da ONU, em 1950 a população mundial era estimada em cerca de 2,6 bilhões de pessoas. Atualmente, está em cerca de 7,7 bilhões de habitantes e deve subir para 9,7 bilhões até 2050. Esse rápido aumento populacional, juntamente com as mudanças de estilo de vida da sociedade, tem aumentado cada vez mais o consumo energético mundial (ONU, 2019)

Em 1973, estima-se uma geração mundial de 6.131 TWh de energia elétrica, enquanto em 2015, esse valor já estava em 24.255 TWh (IEA, 2017). Para suprir essa demanda crescente, os sistemas de energia contam com diversas fontes de geração de eletricidade, sendo carvão, gás natural, petróleo, nuclear e energia renováveis as principais. Dentre essas fontes, os considerados combustíveis fósseis, que são substâncias de origem mineral formadas pelos compostos de carbono provenientes da decomposição de materiais orgânicos, ocuparam, em 2014, a maior parte da matriz mundial, com cerca de 65,9%. (EPE, 2017)

Devido à conscientização por um desenvolvimento sustentável e pelas pressões e exigências socioambientais crescentes, a participação das energias renováveis na matriz elétrica tem aumentado significativamente, com o objetivo de satisfazer as necessidades da geração atual sem comprometer as necessidades das gerações futuras.

Atualmente, uma das fontes mais promissoras de obtenção de energia com baixos impactos negativos ao meio ambiente, é o sol. Considerado fonte de energia inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor como de luz (PINHO; GALDINO, 2014). Muitos países encontraram na energia solar uma alternativa de produção de energia elétrica com menor impacto ao meio ambiente para tentar superar os danos causados pelo uso de combustíveis fósseis (HOSENUZZAMAN *et al.* 2013).

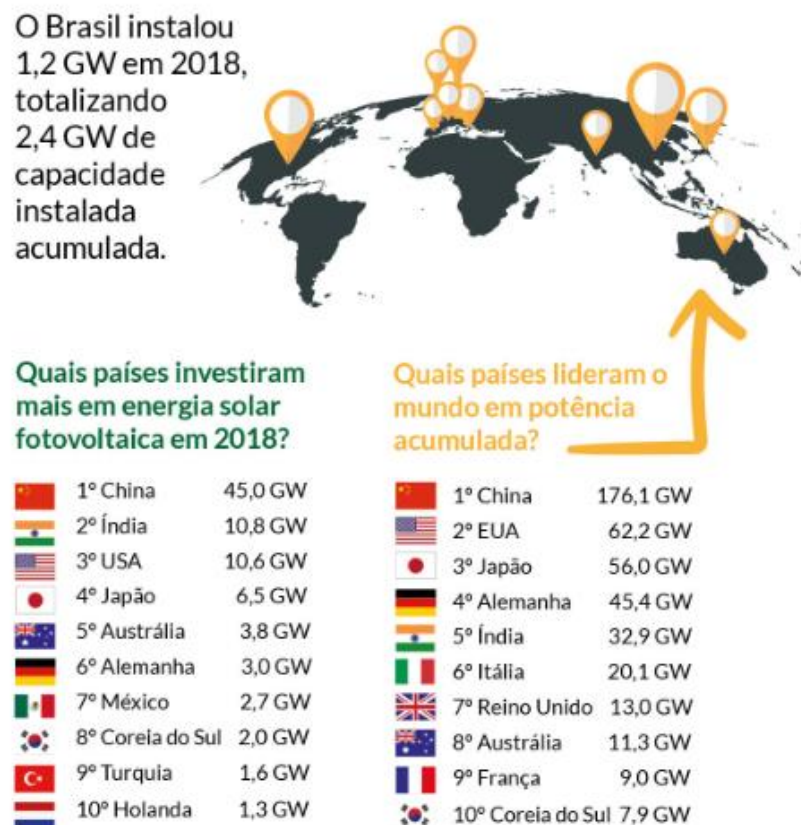
Os módulos fotovoltaicos (FV) convertem diretamente luz solar em eletricidade sem necessidades de máquinas ou dispositivos móveis, oferecendo diversas vantagens em relação às demais fontes de energia, tais como: fonte inesgotável de energia, total ausência de emissão de CO_2 e geração de resíduos sólidos ou líquidos durante sua operação, tempo de vida elevado dos módulos, baixo custo de manutenção, autonomia (visto que não necessariamente precisa de conexão com a rede elétrica ou qualquer suplemento de combustíveis fósseis) e capacidade de expansão, ao conectar mais módulos à planta FV (VALENTE, 2011).

Segundo a International Energy Agency (IEA), a produção de energia elétrica fotovoltaica (FV) mundial em 2005 foi de 4 TWh, enquanto em 2015, a produção alcançou a marca de 247 TWh (IEA, 2017), o que demonstra a grande busca por mudança das matrizes

elétricas e desenvolvimento sustentável dos países. No Brasil, a geração FV tem grande possibilidade de crescimento no mercado de energia elétrica, principalmente após a criação da Resolução Normativa N° 482/2012, alterada pela N° 687/2015, considerada um marco regulatório, pois estabelece as condições gerais para microgeração e minigeração distribuída, permitindo aos clientes realizar troca de energia gerada com a rede elétrica (ANEEL, 2012).

A Figura 1 apresenta o desenvolvimento do mercado FV no mundo no ano de 2018 e destaca o crescimento brasileiro que, apesar de não estar presente entre os líderes em capacidade instalada mundial, apresenta um rápido desenvolvimento, duplicando sua capacidade no ano de 2018.

Figura 1 - O mercado FV no mundo



Fonte: ABSOLAR, 2019

A conversão solar FV é dependente de características meteorológicas do ambiente, como irradiância incidente e temperatura ambiente. A geração de energia elétrica é diretamente proporcional à irradiação incidente, mas sofre efeitos negativos com o aumento da temperatura dos módulos (SACRAMENTO, 2015).

Visando tornar o uso da energia solar mais acessível, busca-se a utilização de novos materiais, melhorias na captação de luz solar ou, como será abordado neste trabalho, utilização de técnicas de resfriamento dos módulos FV, resultando no aumento de sua eficiência de conversão.

O sistema FV converte apenas cerca de 10-20% da radiação incidente, o restante é rejeitado, principalmente, na forma de calor, que resulta no aumento da temperatura dos módulos, reduzindo a eficiência de conversão. Dessa forma, a utilização de módulos FV sobre estruturas flutuantes busca reduzir sua temperatura de operação, proporcionando aumento do valor de eficiência de conversão (SAHU *et al*, 2016).

A implementação de plantas com módulos FV flutuantes sobre corpos d'água produz mais energia elétrica do que sistemas convencionais devido ao efeito de resfriamento pela água. Além disso, aproveita áreas normalmente inutilizadas, reduzindo as perdas d'água por evaporação e o crescimento de algas devido à cobertura do espelho d'água (SAHU *et al*, 2016).

No presente estudo, busca-se ampliar a capacidade de resfriamento sobre o módulo FV flutuante, conseqüentemente, de geração de energia elétrica, sendo proposto o arrefecimento passivo com uso de pontes de calor em contato com a água, reduzindo sua temperatura de operação sem gastos extras de energia nem exigência de qualquer estrutura complexa.

1.1. Objetivo Geral

Avaliar a geração de energia elétrica pelo módulo FV flutuante com arrefecimento passivo por pontes de calor em contato com a água e compará-la à geração de energia elétrica de um módulo FV de mesma especificação instalado de forma convencional.

1.2. Objetivos Específicos

- a. Realizar medições visando identificar o comportamento elétrico e térmico dos módulos FV flutuante e módulo FV instalado de forma convencional sobre telhado.
- b. Verificar o efeito do gradiente de temperatura para os módulos FV flutuante e módulo FV instalado de forma convencional.

- c. Analisar o ganho de a geração de energia elétrica do módulo FV flutuante com estrutura de transferência de calor comparado ao módulo FV instalado de forma convencional.

1.3. Estrutura do presente projeto

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos. O primeiro contém uma introdução, evidenciando a motivação e os objetivos do estudo.

No Capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica acerca do panorama elétrico mundial e, posteriormente, brasileiro, representando a participação da fonte solar FV nas matrizes e apresentando características que fazem com que o Brasil tenha um vasto potencial de seu crescimento. Além disso, evidencia as características elétricas dos módulos FV, sendo base para o entendimento da utilização da configuração solar flutuante.

No capítulo 3, é descrito o estado da arte em relação ao uso da configuração flutuante, ressaltando aspectos construtivos, experiência internacionais e nacionais, tendências mundiais e apresentação dos aspectos positivos e negativos de instalações FV flutuantes.

No capítulo 4 são apresentados os materiais utilizados no estudo e a metodologia aplicada na análise dos dados obtidos.

No capítulo 5, os resultados obtidos são apresentados, assim como as discussões pertinentes.

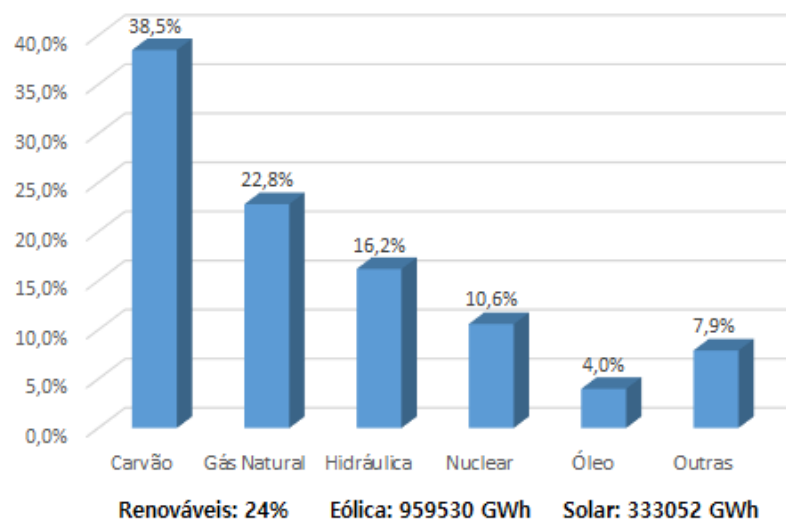
Para finalizar, nos capítulos restantes, são explanadas, respectivamente, as conclusões do presente estudo, sugestões para trabalhos futuros e referências bibliográficas utilizadas para a construção da metodologia e análise dos resultados.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Panorama da energia elétrica global

Na última década, a diversificação da matriz energética mundial tem sido encarada como necessidade para a preservação do meio ambiente. Segundo o Ministério de Minas e Energia, a matriz elétrica mundial ainda é predominantemente não renovável, apesar do aumento contínuo da participação de fontes renováveis, como representado na Figura 2.

Figura 2 - Matriz elétrica mundial - 2016

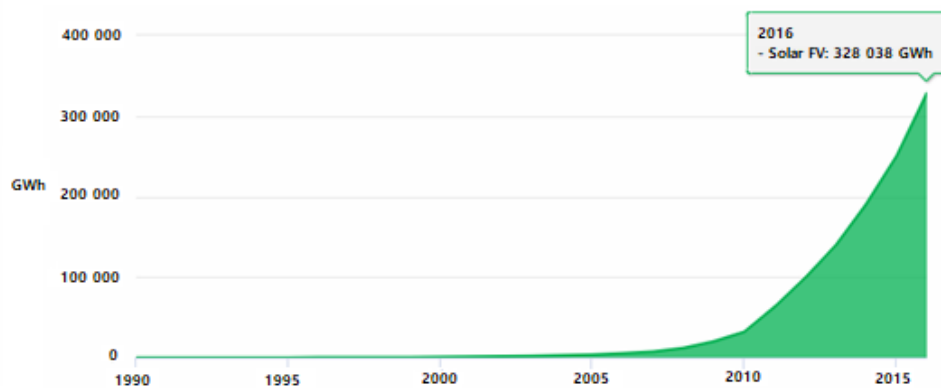


Fonte: Adaptado de MME, 2017

Dentro deste cenário de crescimento de participação de fontes renováveis na matriz elétrica mundial, a energia solar FV tem obtido expressivo crescimento, com os maiores índices mundiais. De acordo com a IEA, a energia solar FV representará mais de 10% da matriz elétrica mundial até 2050. Desse total, mais de 60% corresponderá à geração distribuída (instalações residenciais, comerciais e industriais) (IEA, 2017).

A Figura 3 representa graficamente o crescimento exponencial da geração de energia solar FV, que em 2016 atingiu a marca de 328.038 GWh, valor 31% superior à marca de 250.228 GWh do ano anterior (IEA, 2017).

Figura 3 - Evolução da geração fotovoltaica mundial 1990 - 2016

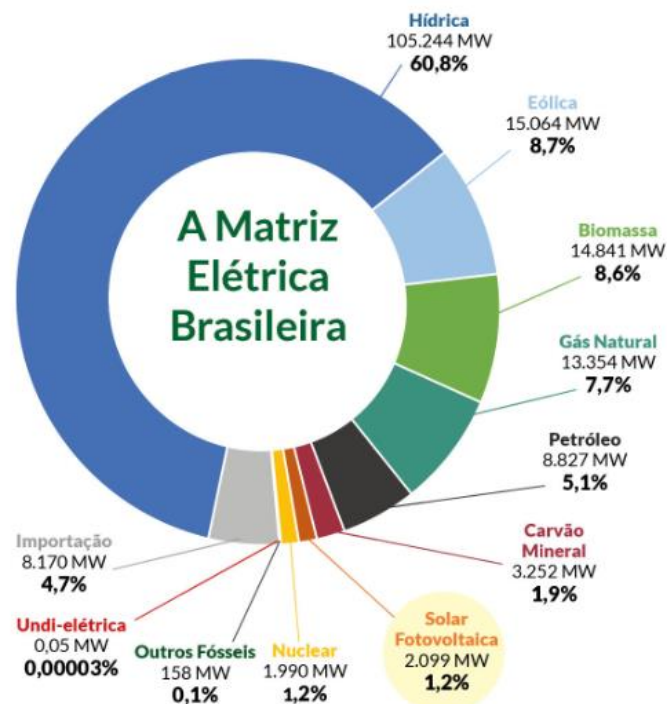


Fonte: Adaptado de IEA, 2017

2.2. Panorama da energia elétrica brasileira atual

Ao ser analisada a matriz elétrica brasileira, percebe-se que não compartilha das mesmas características da matriz elétrica mundial, apresentando uma participação bem mais elevada das fontes renováveis, como é representado na Figura 4.

Figura 4 - Matriz elétrica brasileira em 2019

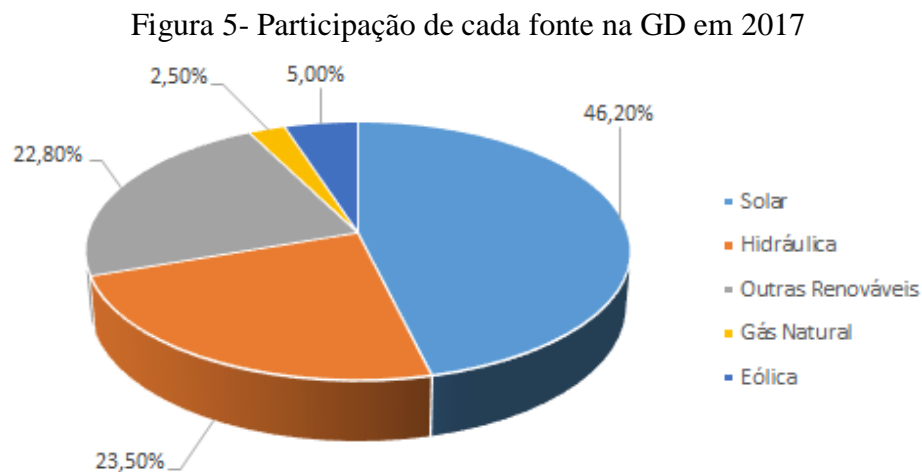


Fonte: ABSOLAR, 2019

Enquanto na matriz elétrica mundial existe uma predominância de fontes fósseis, a matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, com fonte hidráulica liderando a geração, com cerca de 60,8%, seguida por eólica e biomassa com 8,7% e 8,6%, respectivamente. (ABSOLAR, 2019).

A respeito da energia solar FV, apesar de ter pequena participação na escala nacional, apresentou a maior taxa de crescimento nos últimos anos, com evolução de 85 GWh gerados em 2016 para 832 GWh em 2017, crescimento de 875,6%, sendo seguida pela energia eólica com aumento de 26,5% no mesmo ano (EPE, 2017). Segundo o Programa Mensal de Operação Energética (PMO) ao fim de 2018, o Brasil já constava com 1780 MW de capacidade instalada de fonte solar no Sistema Interligado Nacional (SIN), representando 1,1% da capacidade instalada total do SIN (ONS, 2019).

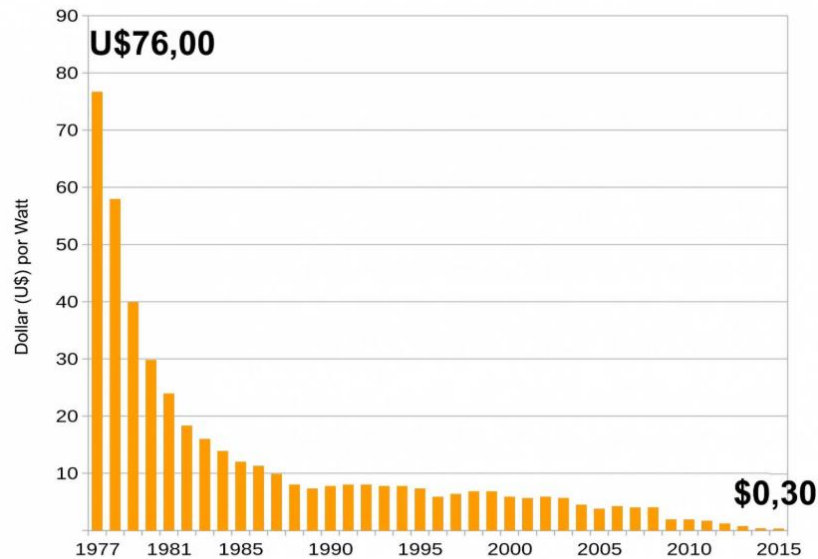
Sobre a geração Distribuída (GD), apresentou-se um aumento de 245%, partindo de 104 GWh em 2016 para 359 GWh em 2017, com a fonte solar sendo responsável por 46,2%, como pode ser visto na Figura 5.



Fonte: Adaptado de EPE, 2017

O constante desenvolvimento de pesquisas buscando novas tecnologias que melhorem a eficiência e baixem os custos de produção de módulos FV, têm feito com que a implementação de sistemas FV seja mais viável financeiramente. A Figura 6 mostra que o custo em US\$/W reduziu drasticamente.

Figura 6 – Custo de potência fotovoltaica em U\$/Watt.



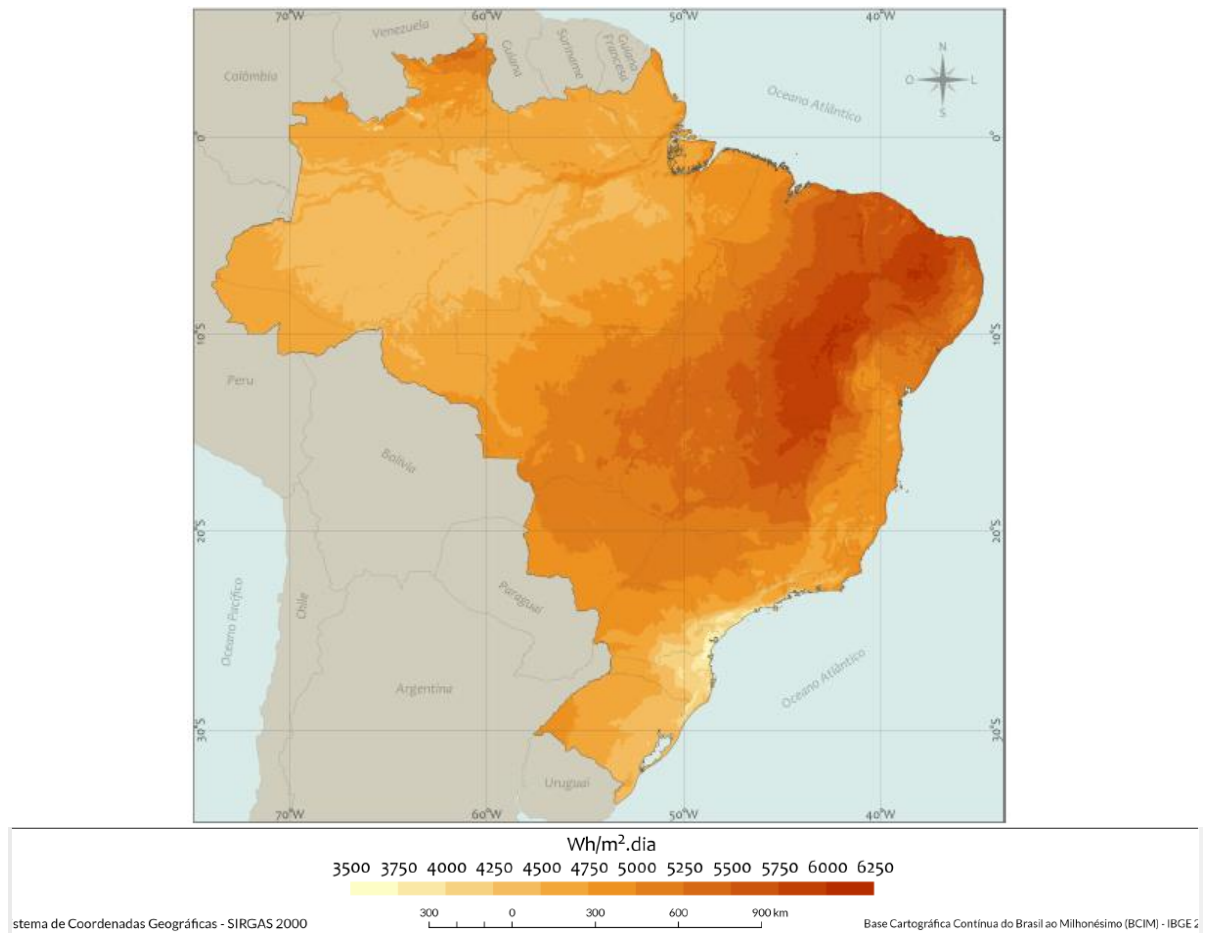
Fonte: PORTAL SOLAR, 2019

2.3. Potencial Solar

O Brasil contém diversas características que o fazem ter grande potencial para o desenvolvimento do setor de energia solar. Comparado a outros países do mundo, o Brasil conta com uma das localizações mais privilegiadas para geração de energia solar em todo o mundo. Em função de seu clima e localização entre os trópicos, o país recebe grande irradiação solar anual com baixa variabilidade, principalmente na região próxima à linha do equador. A Figura 7 apresenta a média anual brasileira do total diário da irradiação global horizontal (PEREIRA, 2017).

Quando comparado esses valores aos de países da Europa, é possível inferir que as localidades de menor irradiação solar anual média do Brasil têm valores superiores aos valores de grande parte dos países europeus onde sistemas de captação de energia solar já são amplamente incentivados e utilizados (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 7 - Total diário da Irradiação global horizontal – Média Anual

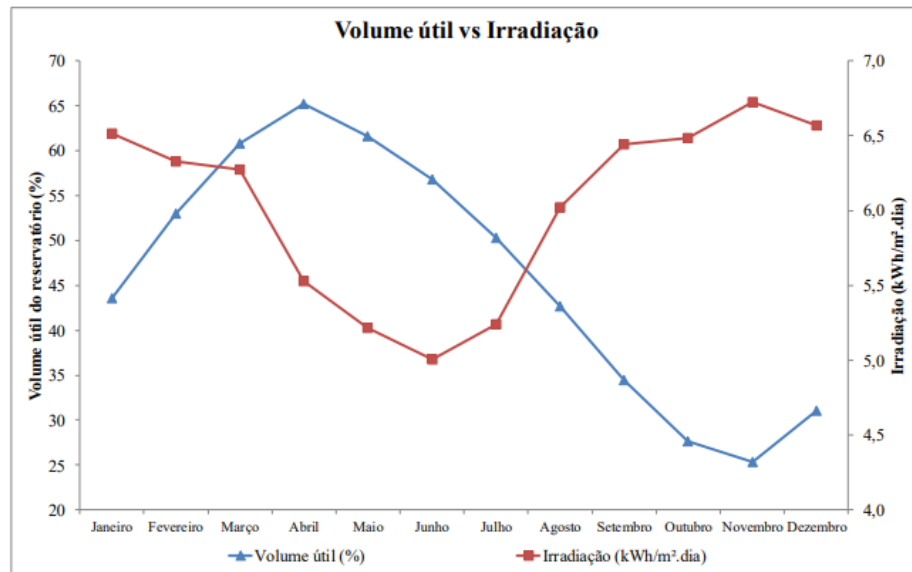


Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017

Além dos altos valores de irradiação solar incidente no Brasil, a característica de complementariedade em relação à fonte hidráulica torna os sistemas FV ainda mais viáveis no país. Como grande parte da energia elétrica produzida no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas, épocas de baixo volume de chuva fazem com que os reservatórios fiquem mais escassos, o que se faz necessária a utilização de outras fontes, principalmente térmica, elevando o custo da energia.

Como mostra a Figura 8, que representa a relação de volume útil da usina hidrelétrica de Sobradinho e o índice de irradiação solar local anual, nos meses em que, historicamente, a disponibilidade de água é menor, o índice de irradiação atinge valores máximos, o que pode ser aproveitado para que seja feito armazenamento do recurso hídrico nesse período. Em compensação, em meses chuvosos, em que o reservatório tem seu volume útil elevado, apresenta-se os menores índices de irradiação solar (DE ALENCAR, 2018).

Figura 8 - Relação de volume útil da usina hidrelétrica de Sobradinho e o índice de irradiação solar local anual.



Fonte: DE ALENCAR, 2018.

A geração FV tem como característica sua intermitência, já que sua geração é muito dependente das condições climáticas que são variáveis a todo instante. Segundo De Alencar (2018), essa característica pode impactar a geração do sistema quando conectada diretamente à rede, dificultando a regulação de picos de carga e necessitando assim de uma significativa reserva girante para garantir o atendimento a todo instante da demanda.

Dessa forma, a complementariedade com a fonte hidráulica, considerada confiável, despachável e flexível, mas dependente da disponibilidade de água nos reservatórios, pode maximizar a geração de energia, ao se utilizar o mínimo de água dos reservatórios e minimizar as flutuações de potência presentes na geração FV, além de auxiliar na amortização dos custos de usinas hidrelétricas.

Portanto, a implantação de plantas FV flutuantes em reservatórios de hidrelétricas apresenta-se como alternativa viável, já que o aproveitamento da área inundada reduz os custos de obtenção de terras, as quais poderiam ser utilizadas para outros fins. Ademais, a utilização de estruturas já presentes nas usinas hidrelétricas, como subestações e estruturas de transmissão, reduz o custo e tempo necessários à implementação (DE ALENCAR, 2018).

2.4. Características Elétricas dos Módulos FV

Um módulo FV é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), no entanto, antes de citar as grandezas elétricas utilizadas para caracterizá-lo, é necessário identificar as condições de temperatura e irradiância solar que foram aplicadas ao módulo para obtenção dessas grandezas (PINHO; GALDINO, 2014).

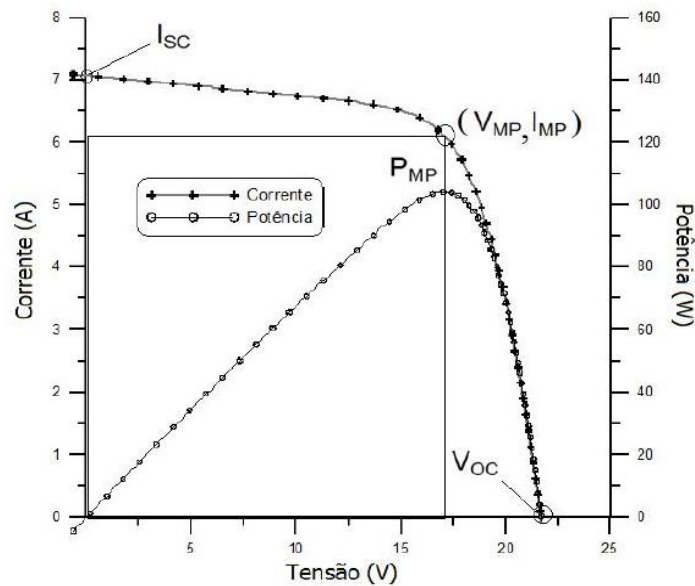
Várias entidades internacionais apresentam normas para os ensaios dos componentes de instalações FV, dentre elas a ASTM (*American Society for Testing and Materials*), a IEC (*International Electrotechnical Commission*) e, no Brasil, a ABNT (*Associação Brasileira de Normas Técnicas*). Para caracterização elétrica de módulos FV na condição padrão, as normas estabelecem que para a definição de sua potência de pico deve ser feita nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Teste Conditions*), considerando uma irradiância solar (G) de 1.000 W/m² sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25 °C (PINHO; GALDINO, 2014).

Estas normas também estabelecem dados de operação dos módulos sob uma condição denominada NOCT (*Nominal Operating Cells Temperature*), considerando uma irradiância solar (G) de 800 W/m² sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5, temperatura ambiente de 20 °C e velocidade de vento de 1m/s (PINHO; GALDINO, 2014).

Através da análise da curva I-V do módulo FV sob as condições padrão de ensaio, que é obtida utilizando um traçador de curva I-V que realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts até ultrapassar a tensão de circuito aberto (quando sua corrente fica negativa), é possível obter os pares de dados de tensão e corrente que traçam a curva característica do módulo FV (PINHO; GALDINO, 2014).

Na Figura 9 é possível identificar diversos parâmetros elétricos para um módulo FV com potência nominal de 100Wp como: a tensão de circuito aberto, a corrente de curto circuito, o fator de forma, a eficiência e o Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point ou MPP*). Também está apresentada uma outra curva, a chamada curva P-V, que identifica o MPP correspondente a um par de dados de corrente e tensão da curva I-V (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 9 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo FV com potência nominal de 100Wp



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

Os pontos da curva de corrente são combinações de pares tensão-corrente que vão de zero até V_{oc} (tensão de circuito aberto) e de I_{sc} (corrente de curto circuito) até zero. O ponto de máxima potência (P_{MP}) equivale ao ponto de maior produto entre corrente elétrica e tensão elétrica. A partir deste ponto pode-se determinar o fator de forma FF , conforme mostra a equação 2.1 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.1)$$

A medida de qualidade da célula é dada pela sua eficiência, representada por η , dada pela relação entre a P_{MP} fornecida em seus terminais e a potência luminosa incidente no dispositivo, que quando em STC, é dada pelo produto de $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e o valor da área do módulo (A_m). Conforme a equação 2.2.

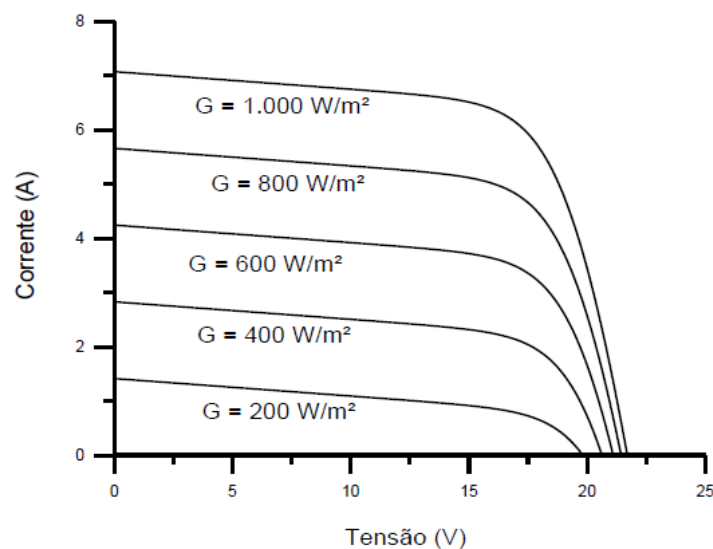
$$\eta = \frac{P_{mp}}{G \cdot A_m} \times 100 \quad [\%] \quad (2.2)$$

Nos últimos anos, houve um grande crescimento no entendimento dos princípios operacionais de dispositivos FV, o que conduziu ao rápido aumento na capacidade de conversão de energia. Porém, sabe-se que os módulos FV têm sua performance afetada pelas variações de irradiância solar e temperatura de operação.

2.4.1. Efeito da Irradiância Solar

A Figura 10 mostra o efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo FV de 36 células de silício cristalino a uma temperatura fixa de 25°C. A I_{sc} de um módulo FV aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a V_{oc} aumenta logaritmicamente, ao ser mantido o mesmo valor de temperatura.

Figura 10 - Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de um módulo FV de 36 células de silício cristalino operando a 25°C.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

2.4.2. Efeito da Temperatura

Um módulo FV comum converte entre 10-20% da energia solar incidente em energia elétrica, dependendo do tipo de células solares da qual é composto e das condições climáticas. O restante da radiação solar incidente é convertida em calor, que como tem sido observado, afeta negativamente a performance de conversão de energia dos módulos FV (SAHU *et al.*, 2016; DUPRÉ *et al.*, 2015).

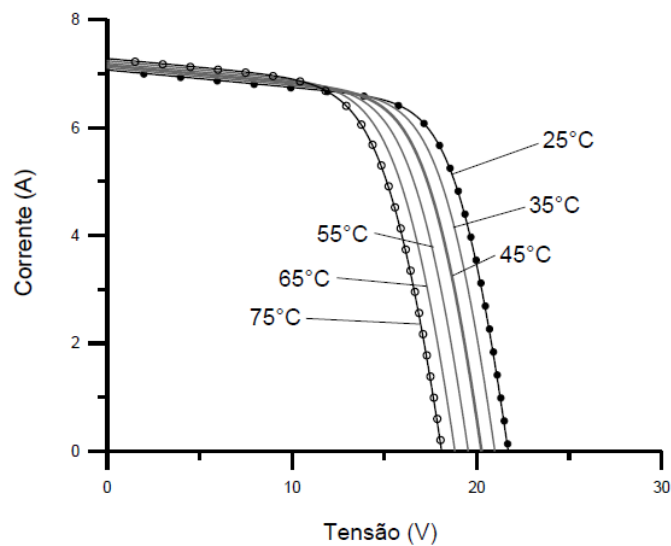
Da mesma forma que outros dispositivos semicondutores, as células solares também são sensíveis às variações de temperatura. Aumento da sua temperatura de operação afeta os parâmetros do material. À medida que a temperatura do módulo FV aumenta, sua corrente tem o valor aumentado levemente, enquanto o valor de tensão de saída é reduzido

linearmente. Assim, o pequeno acréscimo de corrente não compensa a perda causada pela diminuição da tensão, o que diminui a eficiência do módulo FV (MUSCAT, 2014).

Esse é um importante desafio para a indústria FV, já que a eficiência dos módulos FV é menor sob as condições reais de operação do que sob as STC, o que dificulta a previsão de produção de energia (DUPRÉ *et al.*, 2015).

A Figura 11 mostra o efeito causado pela variação da temperatura sobre a curva característica I-V para um módulo FV de 36 células de silício cristalino sob irradiância solar de 1.000 W/m².

Figura 11 - Influência da variação da temperatura solar na curva característica I-V de um módulo FV de 36 células de silício cristalino sob irradiância solar de 1.000 W/m².



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

3. ESTADO DA ARTE

A capacidade instalada FV tem aumentado nos últimos anos e, de acordo com a IEA, já atingiu a marca de 500 GW ao fim de 2018, onde grande parte desse desenvolvimento, que antes era predominantemente europeu, foi oriundo de países da Ásia (China, Japão e Índia) e EUA. Particularmente, o forte crescimento exponencial foi impulsionado pela redução do custo de componentes FV (IEA, 2017)

No entanto, segundo Cazzaniga (2018), há diversos fatores que podem limitar o desenvolvimento futuro da utilização dessa tecnologia em projetos de larga escala.

- Ocupação Territorial e impactos ambientais: projetos de plantas FV de larga escala necessitam de ampla faixa de terra. Plantas fixas de tamanho médio (potência instalada entre 1MW e 20MW) ocupam cerca de 2,39 hec/MW e plantas maiores, ocupam cerca de 2,35 hec/MW.
- Perdas por temperatura: a perda de eficiência por aumento da temperatura de operação da célula FV é caracterizada por um coeficiente térmico de potência máxima expresso em $\%/^{\circ}\text{C}$ que estabelece a variação da eficiência em relação a variação da temperatura de operação da célula FV, sendo sempre um parâmetro negativo que para módulos de silício cristalino atinge o máximo valor de $0,45 \%/^{\circ}\text{C}$.
- Rastreamento solar: sistemas de rastreamento solar em plantas FV de solo teve seu preço fortemente reduzido nos últimos anos, principalmente para sistemas de um eixo, no entanto, apenas podem ser utilizados quando há uma grande faixa de terra disponível. Dessa forma, um acréscimo de 7-8% no custo do projeto fornece um ganho de cerca de 15-20% em geração de energia elétrica, entretanto, ocupa 50% mais área de modo a evitar perdas por sombreamento.
- Intermitência: apesar de ser uma fonte permanente e abrangente, tem por característica a intermitência devido à dependência das condições climáticas, o que, ao ser conectado diretamente à rede, pode impactar na estabilidade do sistema, dificultando a regulação de picos de carga e necessitando de uma reserva que garanta prover a demanda.

Esses fatores limitantes podem ser, parcialmente ou totalmente, resolvidos com o surgimento de um novo conceito de instalação FV, a tecnologia flutuante, que busca romper o paradigma de que módulos solares sobre superfícies aquáticas é um processo caro e complicado.

Visando redução da necessidade de ocupação de áreas úteis, que podem ser utilizadas para outros fins, os estudos e implementações de sistemas FV flutuantes têm ganhado destaque nos últimos anos em várias partes do mundo, tornando-se alternativa em locais onde há escassez de áreas secas para a instalação de usinas FV (CAZZANIGA *et al.*, 2017).

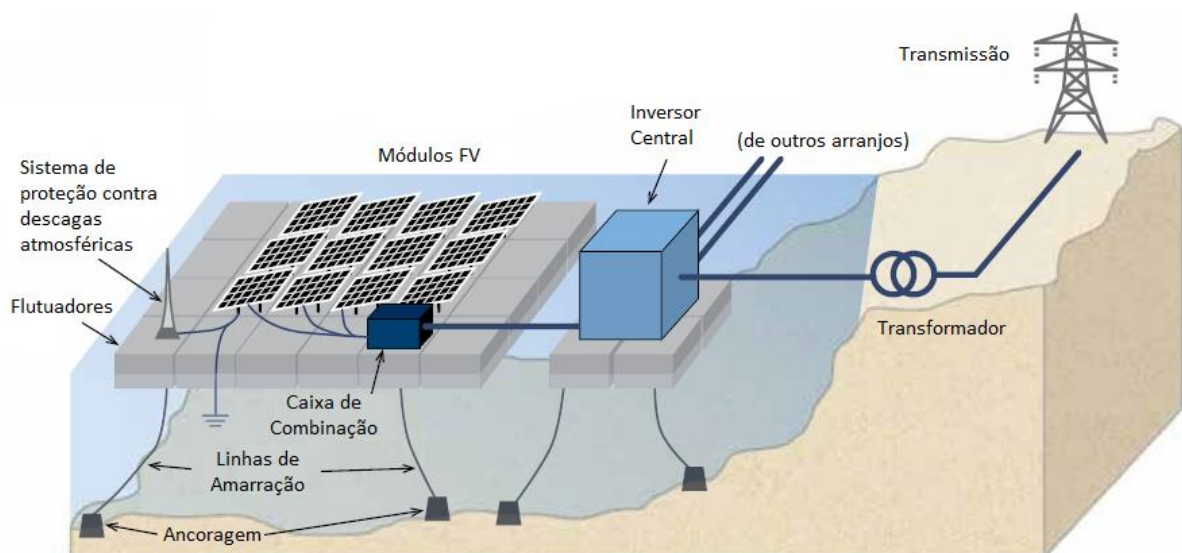
Muito além da vantagem em relação à disponibilidade de grandes áreas, os sistemas instalados sobre estruturas flutuantes geram mais energia comparados aos sistemas mais comuns instalados em solo e telhados devido à diminuição da temperatura de operação dos módulos pelo resfriamento gerado pela água, reduz as perdas d'água por evaporação e o crescimento de algas devido à cobertura do espelho d'água (SAHU *et al.*, 2016).

3.1. Tecnologia Flutuante

Primeiramente, torna-se necessário apresentar os componentes que fazem parte dessa nova técnica de instalação FV, comparando-a com as instalações convencionais e listar as possíveis vantagens e desvantagens de sua implementação.

A disposição geral de uma planta FV flutuante é semelhante à fixada em solo, diferenciando-se pelo fato de que módulos FV e, eventualmente, inversores serem dispostos sobre plataformas flutuantes. Dessa forma, a tecnologia FV flutuante é, essencialmente, composta por quatro componentes constituintes, sendo eles módulos FV, estruturas flutuantes, sistema de ancoragem ou amarração e a conexão elétrica à rede, como é representado na Figura 12.

Figura 12 - Representação dos componentes constituintes de uma Planta FV flutuante.



Fonte: WORLD BANK, 2018.

3.1.1. Módulos FV

Para o sistema FV flutuante, os tipos de módulos FV utilizados não são diferentes em relação às instalações convencionais, concentrando-se em tecnologia de células de silício cristalino. Inicialmente, nos primeiros projetos-pilotos, era comum a utilização de módulos de células de silício monocristalino por sua maior eficiência de conversão, no entanto, seu maior custo fez com que passassem a ser substituídos por módulos de silício policristalino, como representado na Figura 13 (STRANGUETO, 2013).

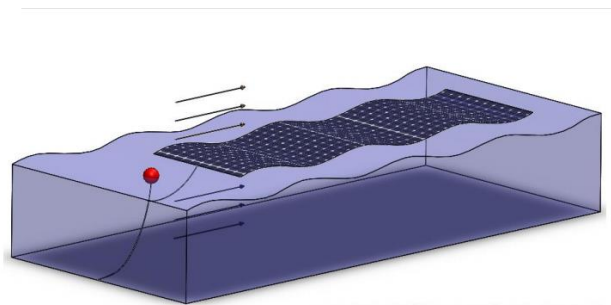
Figura 13 - Planta FV flutuante de 59 kWp instalado em Chiba, Japão utilizando módulos de silício cristalino.



Fonte: CIEL & TERRE, 2019.

Houveram também estudos utilizando tecnologia de filme fino, como apresentado na Figura 14, porém, ainda em fase de estudos não sendo implementados em larga escala devido a sua baixa eficiência de conversão, o que exigiria maior área de ocupação, além de serem dispostos horizontalmente à superfície, o que reduziria ainda mais seu potencial de conversão (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).

Figura 14 - Exemplo de planta FV flutuante utilizando tecnologia de filme fino.



Fonte: Adaptado de Trapani; Santafé, 2014.

3.1.2. Estruturas Flutuantes

Estruturas de suporte em plantas FV flutuantes diferem das plantas convencionais (instaladas em solo e telhado) principalmente pela ausência de ancoragem sólida e presença de superfície irregular (devido às ondas). Dessa forma, como os módulos FV rígidos são expostos a vento, ondas e forças externas, que podem levar a formação em fissuras/microfissuras nos módulos FV, acarretando em redução de eficiência e durabilidade, exige-se a utilização de estruturas flutuantes flexíveis e resistentes, capazes de diminuir esses efeitos e aumentar a vida útil dos módulos FV (BORBA; NOVAK, 2018).

Segundo Rosa-Clot & Tina (2017), para que a planta FV flutuante tenha os ganhos esperados em relação às plantas convencionais, é necessário atender os seguintes requisitos:

- Modularidade: as estruturas modulares devem ser preparadas em terra, juntamente com os módulos FV e conexões elétricas já realizadas, para possam ser lançados em conjunto com maior simplicidade;
- Flexibilidade: As estruturas devem ser projetadas utilizando materiais flexíveis e resistentes capazes de manter o arranjo dos painéis estável mesmo sob a ação das intempéries locais, além de permitirem circulação de ar sob os painéis, montagem com rastreadores e utilização de refletores que permitirão o aumento do desempenho dos painéis
- Robustez: deve ser construída de forma a suportar cargas de vento, impacto de ondas e forças externas.
- Segurança: Os operadores devem poder se movimentar na plataforma, possibilitando segurança em eventuais manutenções requeridas, assim como deve ser protegido de choques elétricos.
- Tamanho das estruturas: devem ser dimensionadas de forma a reduzir problemas logísticos de transporte e otimizar a montagem em água, assim como ser de fácil lançamento, sem a necessidade de guindastes ou algum sistema complexo.
- Custo mínimo: o custo das estruturas deve possibilitar viabilidade econômica.

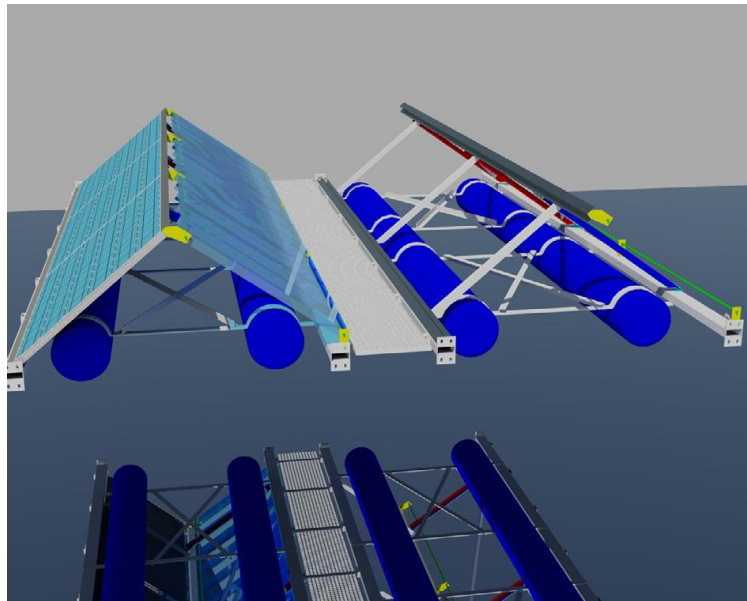
Várias configurações de estruturas para plantas FV flutuante foram desenvolvidas ao longo dos anos. Primeiramente, foi proposto pela empresa Terra Moretti a utilização de estruturas modulares em aço galvanizado sobre estruturas tubulares de um polímero de alta densidade (HDPE – *High Density Polyethylene*), conforme apresentado nas Figuras 15 e 16.

Figura 15 - Representação da estrutura proposta pela empresa Terra Moretti.



Fonte: ROSA-CLOT; TINA, 2017.

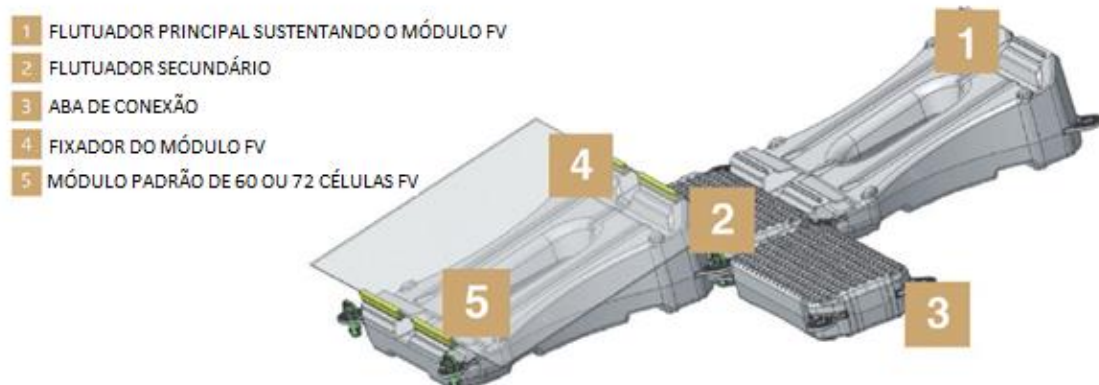
Figura 16 - Modelo para suporte de 3 módulos FV e utilização de refletores.



Fonte: ROSA-CLOT; TINA, 2017.

Em 2012, um novo conceito foi desenvolvido pela empresa Ciel & Terre, chamado de *Hydrelio Technology*. Foi proposto a utilização de HDPE em toda a estrutura, tanto na estrutura principal, responsável pela sustentação dos módulos FV, quanto na secundária, responsável pela flutuação e interligação com o restante da estrutura, como representado na Figura 17 (CAZZANIGA *et al.*, 2017).

Figura 17 - Representação dos componentes da tecnologia Hydrelío.



Fonte: Adaptado de CIEL & TERRE, 2019.

Uma solução simples e fácil de manusear, tem sua principal vantagem na leveza dos componentes (menos de 10 Kg por cada módulo) e na facilidade de instalação, reduzindo tempo e custo, não necessitando de maquinários, já que basta empurrar a estrutura, já montada em solo, para água. Na Figura 18, temos um exemplo de uma planta FV flutuante de pequeno porte utilizando a tecnologia Hydrelío (CIEL & TERRE, 2019)

A mesma característica considerada vantajosa, também provoca uma desvantagem, a leveza da estrutura a deixa mais exposta a cargas de vento e impacto de ondas, sendo assim, necessário um sistema de ancoragem ou amarração mais complexo. Além disso, não é fácil de modificar a estrutura para implementação de sistemas de refrigeração e de rastreamento solar. No entanto, podemos afirmar que as vantagens têm superado as desvantagens e essa solução desenvolvida pela Ciel & Terre tem sido amplamente comercializada, já havendo dezenas de MW instalados e utilizada nas maiores usinas FV flutuantes do mundo (ROSA-CLOT; TINA, 2017).

Figura 18 - Planta FV flutuante de 13 kWp instalado em um reservatório de irrigação na Suíça, utilizando a tecnologia Hydrelío.



Fonte: CIEL & TERRE, 2019.

3.1.3. Sistema de ancoragem ou amarração

Quando comparado às plantas FV instaladas em terra firme, as plantas FV flutuantes sofrem bem mais ações externas, como de ventos e ondas, o que exige um sistema de ancoragem ou amarração mais eficiente para evitar modificações que comprometa a produção energética, como mudanças em azimute, fissuras/microfissuras nos módulos ou, até mesmo, estruturas virarem durante uma tempestade.

Segundo Borba e Novak (2018), para identificar o sistema de ancoragem ideal para cada planta, é necessário a realização de estudos preliminares detalhados sobre o local a ser instalado, identificando os seguintes aspectos:

- Batimetria para determinação da topografia do fundo no local da usina;
- Correnteza;
- Velocidade do vento;
- Formato das margens;
- Sondagem do solo nos pontos onde será executada a ancoragem;
- Variação do nível d'água do local;
- Altura das ondas.

Em plantas FV flutuantes situadas em corpo d'água de pequena profundidade, com pouca variação de seu nível e com ausência de ondas, é comum utilizar apenas um sistema de amarração composto por uma série de cabos em pontos estratégicos situados às margens do local. Já quando a planta é situada em local de águas agitadas, profundas e com grande variação de seu nível, além do sistema de amarração, é realizado a ancoragem no fundo do corpo d'água, evitando ou diminuindo efeitos sobre sua produção energética (BORBA; NOVAK, 2018)

3.1.4. Conexão elétrica à rede

A energia elétrica gerada deve ser levada desde os módulos até a subestação situada em terra firme, para assim ser inserida à rede. Para isso, utilizam-se condutores elétricos (que podem ser levados por baixo d'água ou mantidos acima) e inversores (que podem estar situados em terra firme ou mantido perto dos arranjos FV sobre estruturas flutuantes). Por estarem constantemente expostos à água e umidade, devem apresentar proteções específicas para este tipo de ambiente. Segundo Sahu *et al* (2016), mesmo não apresentando componentes elétricos imersos em água, os condutores elétricos e caixas de junção devem apresentar grau de proteção IP67 (totalmente protegido contra poeira e protegido contra imersão temporária).

3.2. Aspectos positivos e negativos de instalações FV flutuantes

3.2.1. Aspectos positivos de instalações FV flutuantes

- Aumento de eficiência: a reflexão de radiação solar na superfície da água aumenta a radiação difusa recebida pela superfície do módulo, o qual pode produzir mais saída de potência e a redução da temperatura de operação dos módulos FV proporciona maior eficiência em relação às instalações convencionais (GOUVEIA E COSTA, 2017).
- Redução da evaporação: o sombreamento causado pelas plantas FV flutuantes sobre os corpos d'água e a redução da área exposta a ar pode reduzir às perdas por evaporação em até 33% em lagos e lagoas naturais e em cerca de 50% em instalações construídas (CHOI, 2014).
- Melhoria da qualidade da água: a diminuição da irradiação solar na área abrangida pela instalação e a diminuição da temperatura da coluna d'água que se encontra abaixo da estrutura, diminui a proliferação de algas, responsáveis pela eutrofização, melhorando a qualidade da água (GOUVEIA E COSTA, 2017).
- Redução da sujidade: normalmente, áreas de grande potencial solar são áridas, portanto, comparada às plantas instaladas em solo, as flutuantes sofrem menos perdas de geração por presença de poeira sobre os módulos FV (SAHU *et al*, 2016).
- Otimização das terras: os territórios que, antes seriam utilizados para instalação de plantas FV, podem ser destinados à produção agrícola, pecuária, turismo, construção civil, entre outras atividades, além de reduzir os custos de obtenção de terras e viabilizando economicamente a implementação de projetos de plantas FV flutuantes (SAHU *et al*, 2016).
- Limpeza dos módulos FV: os custos necessários para limpezas periódicas dos módulos FV é fortemente reduzido, já que a água necessária está prontamente disponível (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).
- Redução de sombreamento: as perdas de geração por sombreamento devido a estruturas presentes próximas a área de instalação e crescimento de vegetação terrestre próxima aos módulos são praticamente eliminadas.

- Simplicidade de instalação: comparado a plantas instaladas em solo, a instalação de plantas FV flutuantes é bem mais simples, já que não necessitam de construção civil para preparação do solo e fixação das estruturas. As estruturas flutuantes podem ser montadas sem a necessidade de grandes equipamentos (CAZZANIGA *et al.*, 2017).

3.2.2. Aspectos negativos de instalações FV flutuantes

- Impactos ambientais: a diminuição da irradiação sobre a coluna d'água abaixo da estrutura e sua consequente diminuição de temperatura pode reduzir a produtividade primária do ecossistema com a diminuição do crescimento das algas, afetando assim a biodiversidade local (GOUVEIA E COSTA, 2017).
- Vida útil dos equipamentos: devido à proximidade com a água, elementos do sistema, como módulos FV e condutores elétricos podem ser afetados pela umidade, podendo causar corrosão. Além disso, o tempo de vida útil pode ser afetado por condições ambientais adversas, como vibrações causadas pela água que podem gerar microfissuras nas células FV, reduzindo a eficiência de geração, e ocorrência de temporais, o que pode resultar em acidentes como o exposto na Figura 19 (BORBA; NOVAK, 2018).
- Correntes Eletromagnéticas: possibilidade de impactos ao ecossistema devido à passagem de elevadas correntes eletromagnéticas em condutores submersos (SAHU *et al.*, 2016).
- Custo: o custo de geração pode ser cerca de 10 vezes maior do que outras fontes baseadas em combustíveis fósseis nos anos iniciais, além disso, as estruturas flutuantes representam cerca de 25% do custo total do projeto (SAHU *et al.*, 2016).
- Estabilidade: os sistemas de ancoragem devem ser capazes de manter a planta sobre o mesmo azimute, já que variações afetam a geração de energia elétrica, por esse motivo plantas instaladas em locais com águas turbulentas, como mares, necessitam de um sistema de ancoragem mais complexo (SAHU *et al.*, 2016).
- Restrição de utilização do espaço: pesca, navegação e outras atividades podem ser afetados dependendo do local escolhido para instalação (GOUVEIA E COSTA, 2017).

Figura 19 - Acidente em planta FV flutuante instalada em Kawajima-Machi, no Japão.



Fonte: BORBA; NOVAK, 2019.

3.3. Experiências de plantas FV flutuantes

Módulos FV sobre corpos d'água compreendem um novo conceito de aplicação de geração solar, com ainda poucos projetos em operação. No entanto, o potencial de desenvolvimento dessa forma de implementação é grande, já que há muitos locais ao redor do mundo que não possuem terras suficientes para a implementação de sistemas FV convencionais, principalmente ilhas como Japão, Singapura, Coréia, Filipinas, entre outros (SAHU *et al.*, 2016).

Há muita demanda por sistemas FV flutuantes em países como Estados Unidos, Austrália, Brasil, Índia e outros, e essa demanda tende a aumentar e espalhar-se por todo o mundo.

3.3.1. Sistemas FV flutuantes no Mundo

O primeiro sistema FV flutuante foi instalado em Aichi, Japão em 2007, apresentado na Figura 20, seguido de dois sistemas na Califórnia, Estados Unidos, em 2008 e, posteriormente, em países como França, Itália, Coréia, e Espanha, todos projetos de plantas de pequena escala para fins de pesquisa e demonstração. A primeira instalação comercial foi uma planta de 175 kWp instalado na vinícola Far Niente, na Califórnia, em 2008, sobre um reservatório de água evitando a utilização de terras férteis que seriam melhor utilizadas para o cultivo de videiras, como pode ser visto na Figura 21 (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).

Figura 20 - Primeira planta FV flutuante foi instalado em Aichi, Japão em 2007.



Fonte: TRAPANI; SANTAFÉ, 2014.

Figura 21 - Primeira planta FV flutuante comercial, instalada em Far Niente, Califórnia, em 2008.



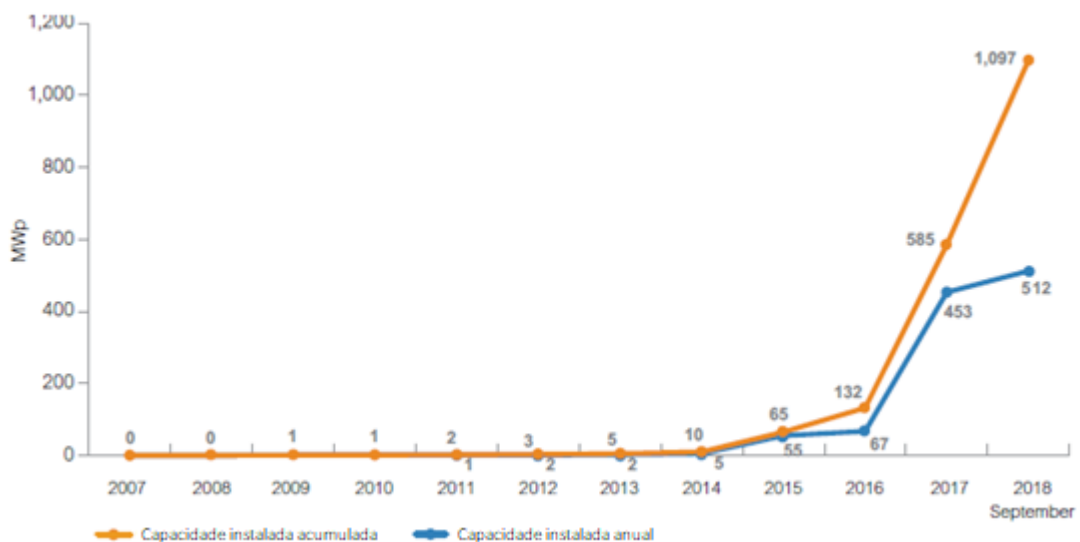
Fonte: SOLARPRO, 2009.

As primeiras instalações flutuantes de médio e grande porte (superiores a 1 MWp) iniciaram operação em 2013. Após uma ampla concentração inicial em Japão, Coreia e Estados Unidos, o mercado solar flutuante se espalhou para a China, Austrália, Brasil, Canadá, França, Índia, Indonésia, Israel, Itália, Malásia, Maldivas, Países Baixos, Noruega, Panamá, Portugal, Cingapura, Espanha, Suécia, Sri Lanka, Suíça, Taiwan, Tailândia, Tunísia, Turquia, Reino

Unido, e Vietnã. Projetos estão sob consideração ou desenvolvimento no Afeganistão, Azerbaijão, Colômbia, Gana e República do Quirguizistão, assim como outros países.

Segundo MITTAL et al. (2017) até o ano de 2017, a capacidade instalada de sistemas FV flutuantes já ultrapassava os 200MW, dos quais, segundo Cazzaniga *et al*, 2017, 100MW foram instalados somente nos dois anos anteriores. De acordo com o World Bank (2018), até setembro de 2018, a capacidade instalada mundial total estava chegando à marca de 1,1 GWp, mesma marca alcançada por instalações em solo no ano de 2000. A Figura 22 apresenta a capacidade instalada mundial FV flutuante a cada ano.

Figura 22 - Capacidade instalada mundial FV flutuante até setembro de 2018.



Fonte: Adaptado de WORLD BANK, 2018.

Até setembro de 2018, a maior planta instalada contava com uma potência de 40 MWp, enquanto em 2016 a maior planta tinha capacidade de 20 MWp. Ambas são localizadas em uma área de exploração de carvão situada na cidade de Huainan, na China. A planta FV flutuante de 40 MWp, exibida na Figura 23, foi construída pela empresa Sungrow Power Supply, utilizando equipamentos específicos para usinas flutuantes, capazes de funcionar em ambientes com alto nível de umidade e sal. Segundo a empresa, mais três usinas estão em fase de construção na China, todas com potências superiores a 100 MWp, sendo a maior com 150 MWp (SUNGROW, 2018).

Figura 23 - Planta FV de 40MWp, em Huainan, China.



Fonte: Sungrow, 2018.

Recentemente, a planta de Huainan foi superada por uma outra, instalada na província de Anhui, também na China, onde também funcionava como reservatório de uma mina de exploração de carvão. A planta, considerada a maior do mundo na atualidade, tem capacidade instalada de 70 MWp, feita em colaboração com a empresa francesa Ciel&Terre, especialista em plantas FV flutuantes. O projeto já havia sido concluído ao fim de 2018, mas testes e comissionamento postergaram a conexão com a rede elétrica para março de 2019 (CIEL&TERRE, 2019)

Apesar de ser considerada a maior do mundo, não terá esse título por muito tempo, já que a planta FV flutuante de 150 MWp, localizada em Huainan (assim com a planta de 40 MWp), no distrito de Panji, na China, foi parcialmente conectada à rede elétrica, a qual será considerada a maior do mundo logo após comissionada por completa (SUNGROW, 2018).

3.3.2. Sistemas FV flutuantes no Brasil

A respeito de plantas FV flutuantes no Brasil, há um desenvolvimento bastante discreto frente aos projetos mundiais apresentados, no entanto, percebe-se um grande potencial de crescimento, principalmente em reservatórios de hidrelétricas, já que é possível utilizar toda a infraestrutura presente no local, como subestações, linhas de transmissão, além da grande disponibilidade de áreas sobre as lâminas d'água antes inutilizadas (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016).

O Brasil foi o pioneiro a explorar reservatório de hidrelétricas para a instalação de módulos FV. A primeira usina flutuante instalada foi em Presidente Figueiredo, no Amazonas, implementada no lago da hidrelétrica de Balbina, como mostra a Figura 24.

Inicialmente, em março de 2016, foram instalados 16 módulos FV, com potência instalada de 4 kWp. Como previsto, no fim de 2017 a instalação da primeira fase foi concluída, com 1 MWp de potência instalada e deverá ser ampliada novamente para 5 MWp, ocupando uma área de 50 mil metros quadrados. Caso os estudos tenham resultados positivos quanto a impactos à flora aquática, a usina pode ser aumentada para 300 MWp, sendo capaz de abastecer 540.000 famílias.

Figura 24 - Usina solar flutuante no reservatório da usina hidrelétrica de Balbina.



Fonte: PORTAL SOLAR, 2018.

A usina hidrelétrica de Sobradinho também recebeu uma planta piloto com 16 módulos FV e, da mesma forma que em Balbina, teve sua capacidade instalada elevada para 1 MWp. Ambos os projetos são resultados de uma parceria da Chesf (Companhia Elétrica do São Francisco) com a Eletronorte, em adição das empresas Sunlution e WEG. (PORTAL SOLAR, 2018).

Uma outra planta FV flutuante foi conectada à rede em julho de 2017, diferenciando-se dos demais por se tratar da primeira planta comercial brasileira. Instalado em uma propriedade rural localizada no município de Cristalina, Goiás, foi implementada com a parceria entre a empresa brasileira MTEC Energia e a especialista nesse tipo de instalação Ciel&Terre, utilizando de sua tecnologia Hydrelío, juntamente com a operação de 1150 módulos FV de 265 W da empresa Canadian Solar, fornecendo uma potência instalada 305

kWp. A planta foi instalada sobre um lago de irrigação, onde 46% de sua área foi coberta, cerca de 7000 m², conforme é apresentada na Figura 25 (CIEL&TERRE, 2019).

Figura 25 - Planta FV flutuante instalada na fazenda Figueiredo, Goiás.



Fonte: CIEL&TERRE, 2019.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Os experimentos do presente estudo foram realizados no Laboratório de Energias Alternativas (LEA/UFC), buscando analisar a geração de energia elétrica de dois módulos FV, o primeiro instalado de forma convencional sobre telhado e o segundo instalado sobre estrutura flutuante em um tanque d'água de 310 litros sendo adicionado de estruturas que buscam seu arrefecimento passivo.

Módulos FV instalados sobre estruturas flutuantes utilizam o movimento do ar para transferência de calor. Neste estudo, é proposto a utilização de aletas metálicas na superfície posterior do módulo FV em contato com o meio líquido, buscando otimizar a transferência de calor até a água, sem o intermédio do ar, que apresenta baixo coeficiente convectivo. Com a maior retirada de calor, estima-se a redução da temperatura de operação do módulo FV, o que promove um aumento de eficiência do módulo, já que as duas grandezas são inversamente proporcionais.

Uma aleta é caracterizada por ser uma superfície estendida que aumenta a taxa de transferência de calor entre um sólido e um fluido adjacente, portanto, as aletas terão o papel de aumentar a superfície de contato, otimizando o arrefecimento do módulo. O material que compõe a aleta deve ter boa condutividade térmica, sendo essa característica fundamental para sua finalidade, já que quanto maior sua condutividade térmica, mais eficiente será a transferência de calor.

As aletas metálicas a serem utilizadas são fabricadas de alumínio e com seção retangular em formato de "L", sendo uma aba fixada na superfície posterior do módulo FV e a outra em contato com o meio líquido, cada uma com 5 cm de largura. De forma a reduzir a resistência térmica entre a aleta e o módulo, é importante a utilização de pasta térmica, cuja condutividade térmica deve ser, preferencialmente, superior a $10 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e a camada a mais espessa possível.

4.1. Módulos FV utilizados

No estudo, foram utilizados dois módulos FV de silício policristalino semelhantes com potência nominal de 20 Wp, produzidos pela Kyocera, modelo KS20T, cujas especificações são apresentadas na Tabela 1. Para permitir o contato direto entre as aletas e a parte posterior do módulo, a moldura externa de alumínio do módulo FV flutuante foi retirada. Para garantir as mesmas circunstâncias de operação, também foi retirada a moldura do módulo

instalado de forma convencional. A variação de massa dos módulos foi de cerca de 31%. A Figura 26 exibe o módulo FV instalado de forma convencional em telhado.

Tabela 1 - Especificações elétricas e físicas do módulo FV modelo Kyocera KS20T.

Descrição	Valor
Potência Nominal (P_{nom})	20 Wp
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	21,7 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	1,24 A
Tensão de Máxima Potência ($V_{máx}$)	17,4 V
Corrente de Máxima Potência ($I_{máx}$)	1,16 A
Irradiância de Referência (G_0)	1000 W/m ²
Temperatura de Referência (T_0)	25°C
Massa do módulo com moldura	2,55 kg
Massa do módulo sem moldura	1,76 kg
Comprimento do módulo sem moldura	0,512 m
Largura do módulo sem moldura	0,344 m

Fonte: Adaptado de KYOCERA SOLAR (2019).

Figura 26 – Módulo Kyocera modelo KS20T instalado de forma convencional em telhado.



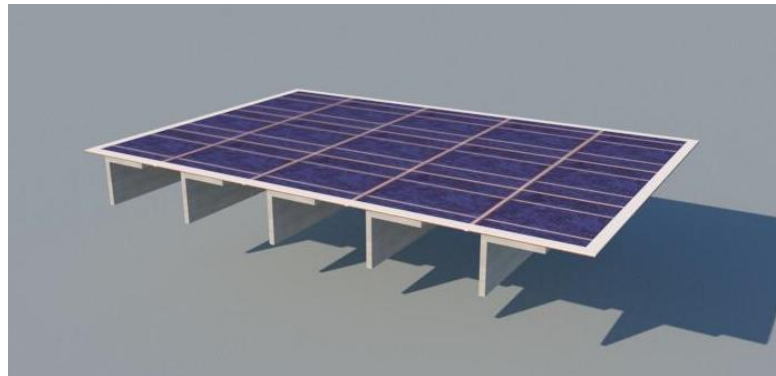
Fonte: Próprio autor.

4.2. Aletas

Foi proposta a utilização de 5 aletas na superfície posterior do módulo FV flutuante, sendo este instalado sobre um tanque d'água de 310 litros sobre estrutura que mantenha as aletas com penetração de 2 cm na água. A comparação de eficiência de geração é possível devido à medição dos mesmos dados para ambos os módulos FV.

Optou-se pela utilização de aletas feitas de alumínio devido à sua relação-custo benefício. Quando comparado ao cobre, apesar de ter menor condutividade térmica, o alumínio tem um valor econômico inferior, viabilizando economicamente sua utilização. Além disso, por estarem fixadas ao módulo FV, as aletas não devem ser pesadas, já que poderiam danificar o módulo, sendo assim, a utilização do alumínio é explicada por apresentar valor relativamente baixo de densidade em relação a outros metais. A Figura 27 apresenta a modelagem do módulo FV com 5 aletas fixadas e a Figura 28 exhibe o módulo já implementado sobre o tanque d'água e aletas em contato com a superfície da água.

Figura 27 - Modelagem de módulo FV com 5 aletas.



Fonte: Próprio autor.

Figura 28 – Módulo FV com aletas em sua superfície posterior sobre tanque d'água.



Fonte: Busson, 2019.

4.3. Sensores

A análise comparativa de eficiência de geração entre os dois módulos é possível devido à medição dos mesmos dados para ambos os módulos FV, sendo necessários sensores capazes de medirem precisamente dados de temperatura, irradiação solar, velocidade do vento, corrente contínua e tensão.

4.3.1. Sensores de Temperatura

Os sensores de temperatura aplicados no presente estudo são do tipo PT100 à prova d'água, como representado na Figura 29. PT100 são sensores de temperatura resistivos (RTD do inglês, *Resistance Temperature Detector*) de platina, possuindo modo de conexão a 3 fios e realizando medições ao correlacionar dados de temperatura aos de resistência elétrica da platina, que sofre variações de acordo com os valores de temperatura. A faixa de temperatura lida pelo PT100 utilizado varia de 0°C a 100°C (JOHNSON, 2014; TERMOPARES, 2018).

A relação entre a resistência da platina e a temperatura é dada pela equação:

$$R = R_0(1 + \alpha_1 T + \alpha_2 T^2 + \dots) \quad (4.1)$$

Onde R é a resistência do condutor (Ω) à temperatura T ($^{\circ}\text{C}$), R_0 é a resistência do condutor a 0°C. Os coeficientes α_1 e α_2 , são constantes. Para temperaturas a faixa de temperatura a ser lida os coeficientes de grau maior que dois são desprezados. Os coeficientes dados pela Norma DIN IEC 751 para a platina são $\alpha_1 = 3,90802 \cdot 10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ e $\alpha_2 = -5,80195 \cdot 10^{-7} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-2}$. Para a platina a 0°C tem-se $R_0 = 100 \text{ } \Omega$.

Figura 29 – Sensor PT100 à prova d'água.



Fonte: Próprio autor.

A sensibilidade dos PT100 é dada por (BANNISTER et al, 1991):

$$\frac{dR}{dT} = R_0(\alpha_1 + 2 \cdot \alpha_2 \cdot T) \quad (4.2)$$

Para o presente estudo, as temperaturas de operação dos módulos FV estão entre 0°C e 100°C, sendo assim tem-se a sensibilidade entre os valores 0,37920 Ω/°C e 0,39080 Ω/°C. A incerteza de medida com PT100 é da ordem dos ±0,1 °C (SINCLAIR, 2001).

Dentre as vantagens de utilizar um PT100 estão (ALENCAR FILHO, 2018; TERMOPARES; 2018):

- Aceita expansão do comprimento do cabo para leituras a longas distâncias contanto que sejam feitos ajustes no software de coleta de dados;
- Dispensa o uso de cabos de extensão e compensação para ligação;
- Aplicável em diversos ambientes incluindo a água;
- Pouco influenciável por ruídos elétricos;
- Boa permutabilidade;
- Estável a longo prazo.

No entanto, o emprego do PT100 também possui desvantagens como (TERMOPARES, 2018):

- É necessário que todo o corpo do bulbo esteja com a temperatura estabilizada para a correta medição;
- Risco de autoaquecimento.

No presente estudo, são utilizados cinco sensores PT100. Para aferição da temperatura de operação de ambos os módulos, foram posicionados em suas regiões centrais da parte posterior de cada. Para aferição da temperatura da superfície da água onde o módulo FV flutuante é posicionado, foi posicionado um sensor apoiado em isopor de forma a manter apenas seu corpo de platina em contato com o fluido. Para medir a temperatura ambiente, foi utilizado um sensor em ambiente aberto e, para fornecer uma visão da transferência de calor sobre as aletas, foi posicionado um sensor na parte central de uma aleta.

4.3.2. Piramômetro

O piranômetro é um sensor usado para medir a irradiação solar. As medições da irradiação solar global horizontal incidente dadas em W/m² são realizadas no presente projeto pelo piranômetro de segunda classe da empresa Hukseflux, modelo LP02, evidenciado na

Figura 30. Este modelo cumpre com as especificações para piranômetros de segunda classe conforme padrão ISO 9060.

Figura 30 – Piranômetro Hukseflux modelo LP02.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O LP02 mede a irradiação solar recebida por uma superfície plana em um ângulo de 180° de campo de visão, o mesmo experimentado pelos módulos FV em estudo. Esta quantidade, expressa em W/m^2 , é chamada a irradiação solar “hemisférica”. O piranômetro LP02 pode ser empregado tanto ao ar livre e sob o sol, quanto em ambientes internos com simuladores solares à base de lâmpadas sendo conectado diretamente a sistemas de dataloggers comumente usados e tem valores calculados dividindo a saída, uma pequena tensão, pelo seu valor de sensibilidade. As especificações do piranômetro instalado no LEA/UFC são fornecidas na Tabela 2 (HUKSEFLUX, 2019)

Tabela 2 – Especificação do piranômetro Hukseflux modelo LP02.

Descrição	Valor
Medição	Irradiação Solar Hemisférica
Classificação ISO	Piranômetro de segunda classe
Incerteza de Calibração	< 1,8%
Faixa Espectral	285 a 3000 x 10 ⁻⁹ m
Sensibilidade nominal	15 x 10 ⁻⁶ V/(W/m ²)
Temperatura de Operação	40 a 80 °C
Não Linearidade	< ± 1% (100 a 1000 W/m ²)
Faixa de medição	0 a 2.000 W/m ²

Fonte: Adaptado de Hukseflux (2019).

4.3.3. Sensores de corrente e tensão

O sensor de corrente modelo ACS712 realiza medições na faixa de -30 A a +30 A com tempo de resposta de 5 μ s e erro de 1,5% a uma temperatura de 25°C. Este sensor usa o efeito *hall* para detectar o campo magnético gerado pela passagem de corrente (ALLEGRO, 2018).

Dois sensores do modelo ACS712 foram conectados a um módulo de comunicação analógico-digital remoto que faz comunicação com o sistema supervisor. A Figura 31 mostra os sensores de tensão-corrente conectados ao módulo de comunicação.

Figura 31 – Sensores de tensão e corrente conectados ao módulo remoto.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.4. Anemômetro

O anemômetro é um sensor utilizado para medir a velocidade do vento. O modelo utilizado é o NRG 40C (Figura 32), um sensor projetado para a indústria eólica que é capaz de gravar dados de velocidade de até 96 m/s e envia os dados coletados para o sistema online de monitoramento de dados desenvolvido no LEA/UFC.

Seus rolamentos e baixa inércia permitem uma resposta bastante rápida a rajadas e calmarias. Devido à sua linearidade de saída, é ideal para vários sistemas de recuperação de dados. Um ímã de quatro hastes induz uma tensão de onda senoidal em uma bobina, produzindo um sinal de saída com frequência proporcional à velocidade do vento (NRG SYSTEMS, 2019).

Figura 32 – Anemômetro digital NRG 40C.

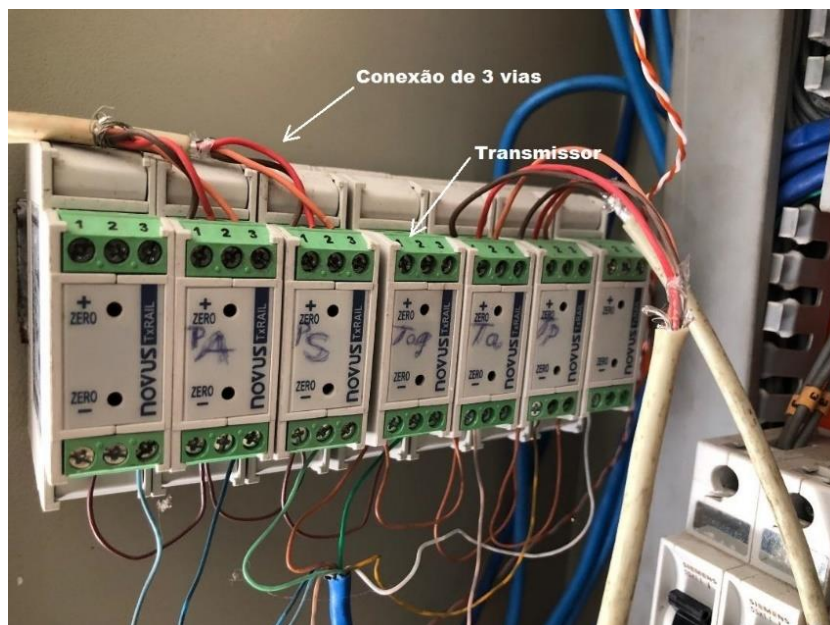


Fonte: NRG SYSTEMS, 2019.

4.4. Sistema de monitoramento e aquisição de dados

Nos testes realizados no LEA/UFC, os sensores PT100 foram conectados a transmissores de temperatura modelo TxRail com saída programável de 4 – 20 mA (Figura 33). A saída do módulo FV, por sua vez, é conectada a uma carga composta por duas lâmpadas incandescentes em série de 4 W e 12 V em corrente contínua (Figura 34).

Figura 33 – Sensores de temperatura conectados aos transmissores.



Fonte: Busson, 2019.

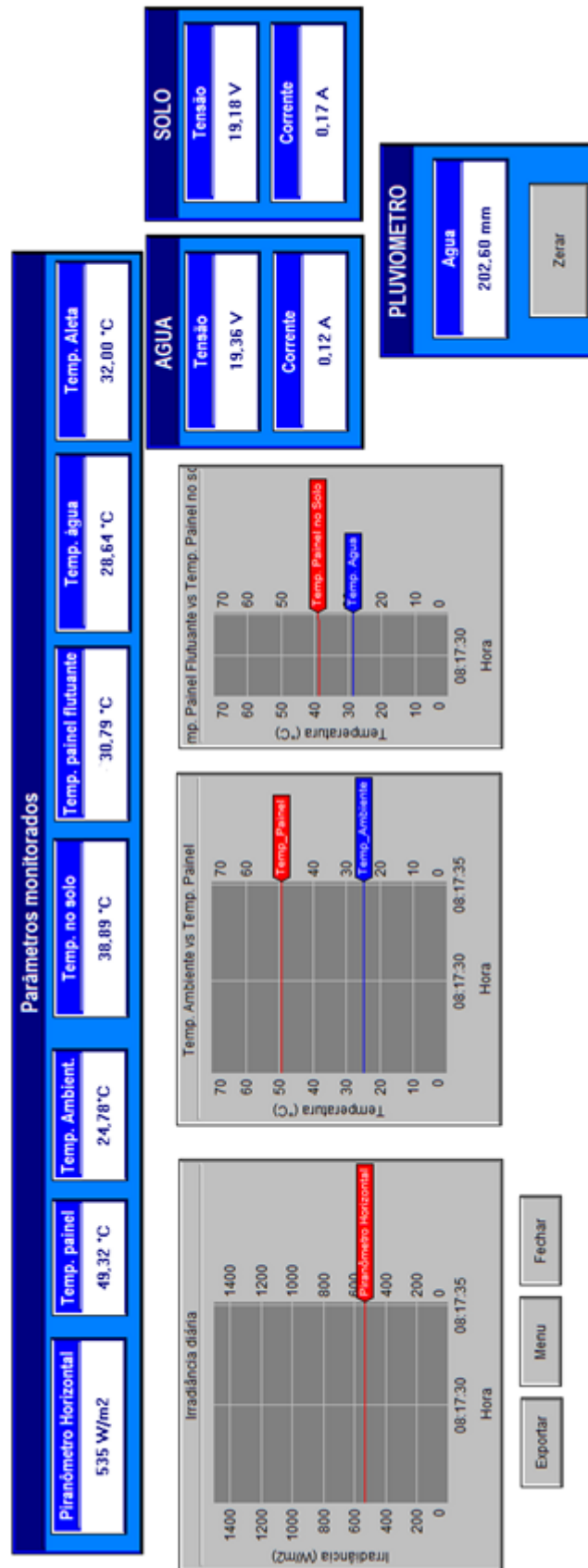
Figura 34 – Carga conectada aos terminais de saída dos módulos FV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Além da conexão à carga, os módulos FV estão conectados diretamente aos sensores de corrente que, por sua vez, estão interligados ao módulo de comunicação. Tanto o módulo de comunicação quanto os transmissores estão conectados ao sistema supervisorio composto por controladores lógicos programáveis (CLP) que envia os dados para o SAD TeamViewer presente no computador do LEA/UFC (ALENCAR FILHO, 2018). Na Figura 35 está representada a tela de interação com o usuário do SAD referente ao dia 19 de junho de 2019.

Figura 35 – Sistema de monitoramento de dados apresentado ao usuário



Fonte: Elaborado pelo autor.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os dados de temperatura e irradiação solar diária utilizados no estudo foram obtidos a partir de aferições contínuas a cada minuto no período de 09/02/2019 a 16/06/2019, salvo certos dias em que foi necessária a desconexão de componentes para ocasionais ajustes. A faixa horária de análise utilizada nos gráficos a serem apresentados está entre as 05:00 e 18:00 horas, já que fora desse intervalo os valores de irradiação solar são nulos.

Mesmo este período sendo conhecido como estação chuvosa para nordeste brasileiro, no ano de 2019, os índices pluviométricos excederam as expectativas, com precipitação mensal de 466,7, 679,3, 548,3 e 366,6 milímetros nos meses de fevereiro, março, abril e maio, respectivamente. O mês de março, em relação a dados do ano anterior que teve precipitação de 255,7 milímetros, teve um crescimento de cerca de 166%.

Dessa forma, foi proposta a análise dos dados obtidos de acordo com faixa de irradiação diária, sendo determinada na Tabela 3.

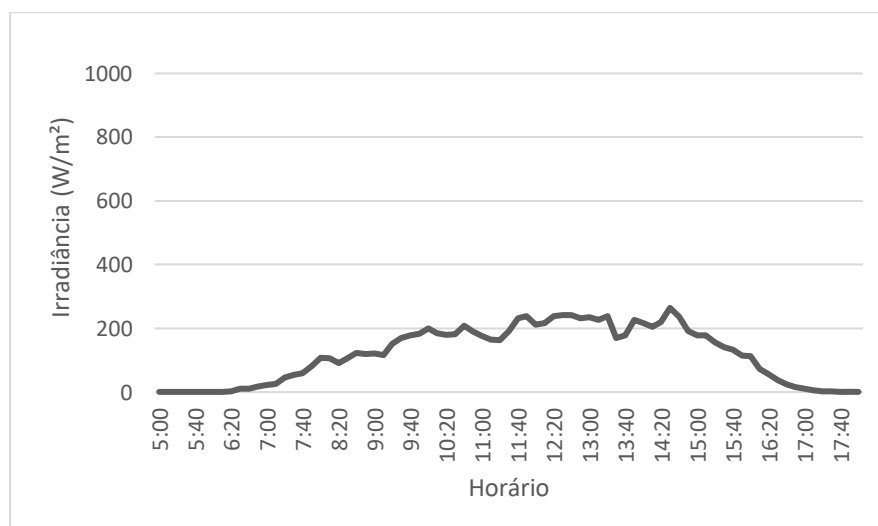
Tabela 3 – Número de dias por Faixa de Irradiação

Faixa de Irradiação	Irradiação diária	Número de Dias
Baixa	0 a 2500 Wh/m ²	18 dias
Média	2501 a 5000 Wh/m ²	55 dias
Alta	5000 Wh/m ² ou mais	36 dias

Fonte: Elaborado pelo autor.

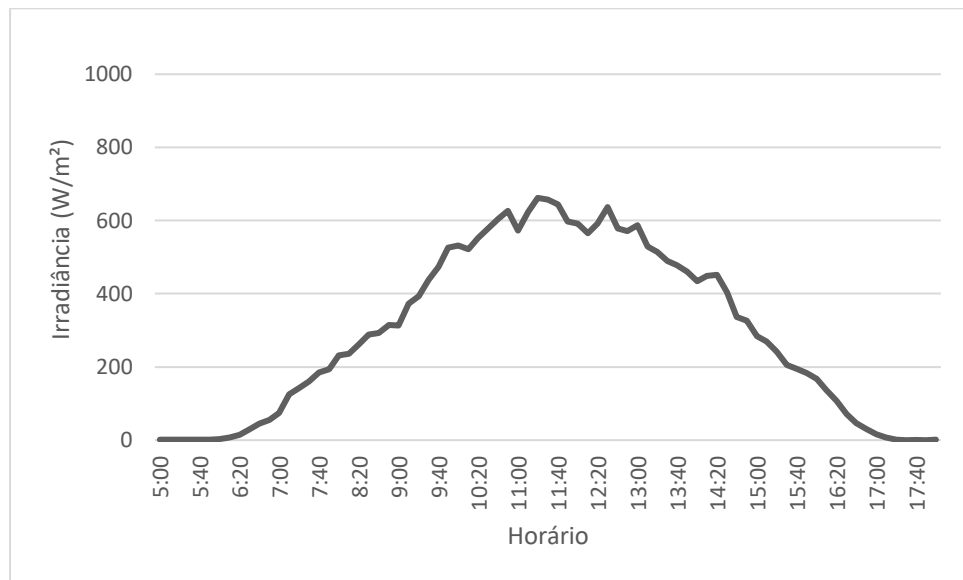
As Figuras 36, 37 e 38, apresentam a média de irradiação solar diária para cada faixa de irradiação proposta.

Figura 36 – Irradiação média dos dias de baixa irradiação.



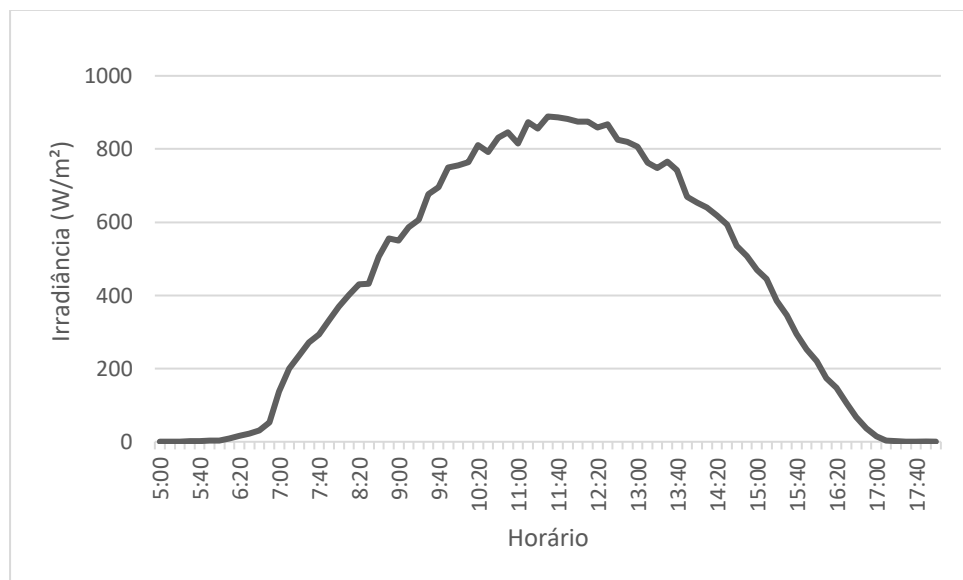
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 37 – Irradiação média dos dias de média irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 38 – Irradiação média dos dias de alta irradiação.



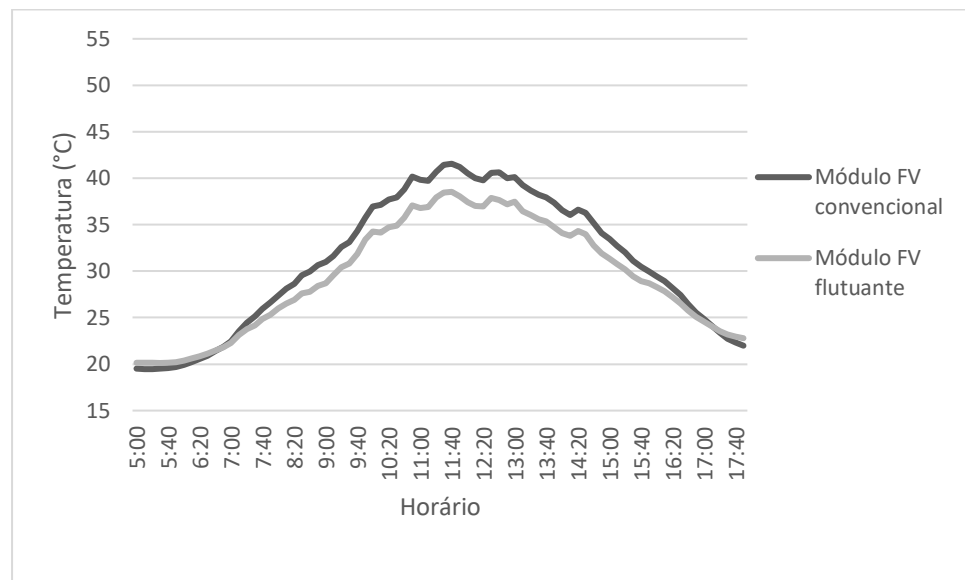
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dias de baixa, média e alta irradiação obtiveram médias de 119,64, 295,28 e 434,21 W/m^2 , respectivamente. A partir desses dados, optou-se por utilizar apenas dados de irradiação e temperaturas de dias inseridos nas faixas de irradiação média e alta.

As Figuras 39 e 41, apresentam comparativos entre as temperaturas de operação dos dois módulos FV estudados, flutuante e convencional, para dias de média e alta irradiação,

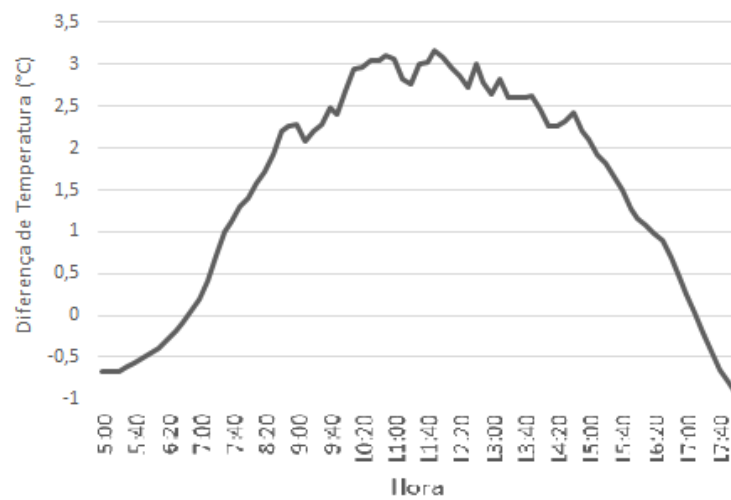
respectivamente. Já os Gráficos 40 e 42 apresentam a diferença entre as temperaturas de operação dos módulos FV para dias de média e alta irradiação, respectivamente.

Figura 39 – Comparativo de temperaturas entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de média irradiação.



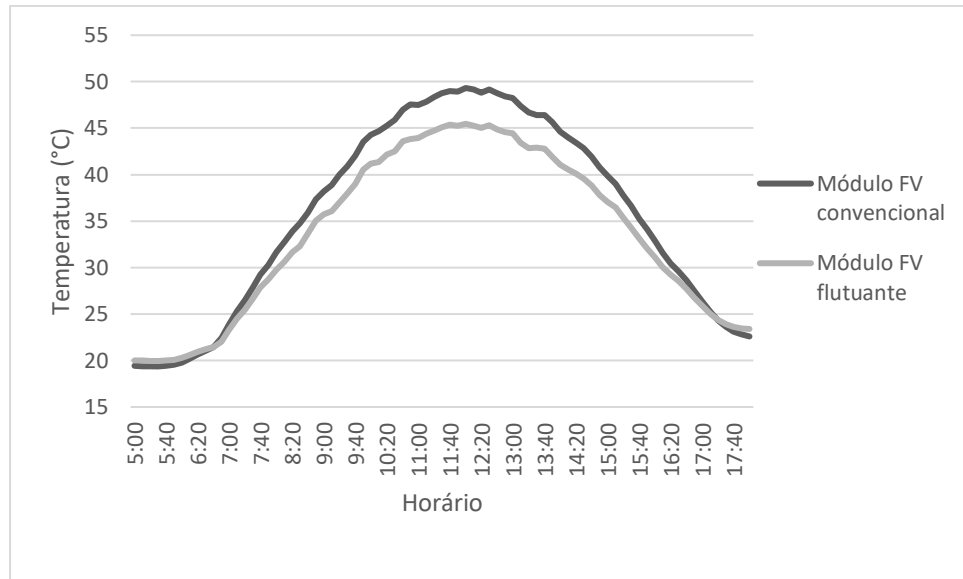
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 40 – Diferença de temperatura instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de média irradiação.



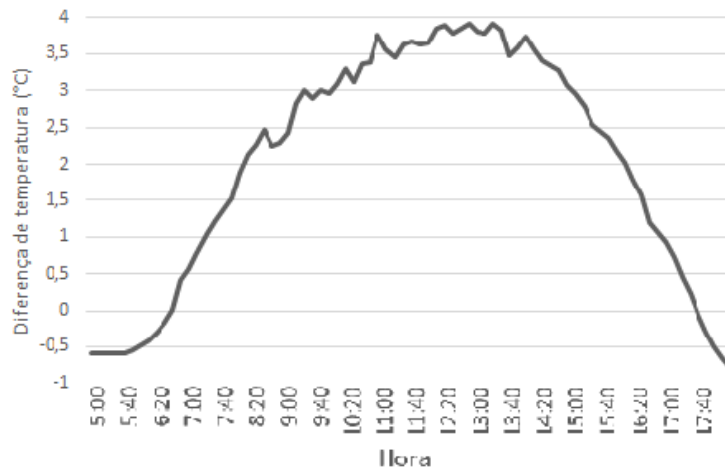
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 41 – Comparativo de temperaturas entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de alta irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Diferença de temperatura instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de alta irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir dos dados das Figuras 39 a 42, é possível analisar as temperaturas máximas para os parâmetros, assim como o momento em que ocorre a maior diferença entre as médias de temperatura, representados na Tabela 4.

Tabela 4 – Temperaturas máximas para os módulos FV flutuante e convencional.

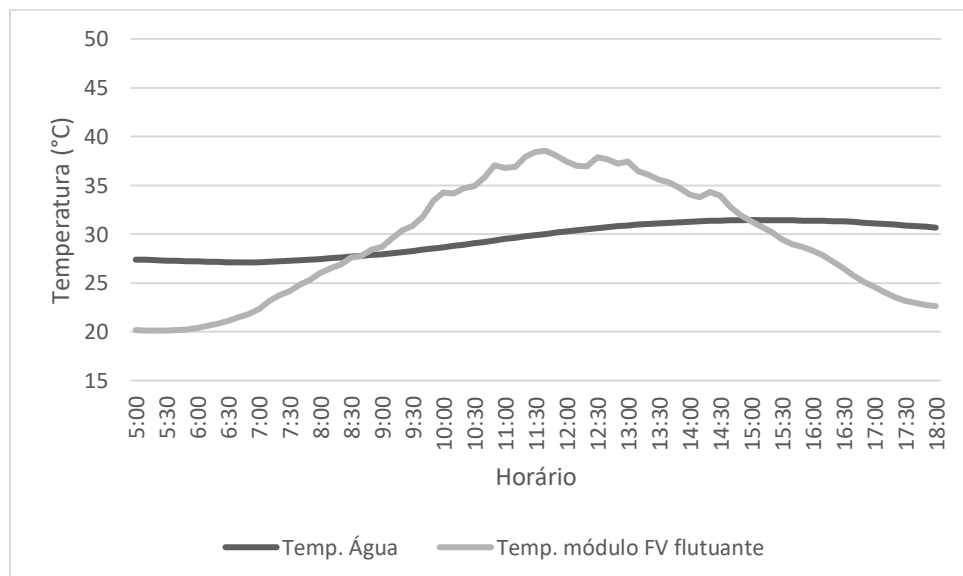
Faixa de Irradiação	Temp. módulo FV convencional	Temp. módulo FV flutuante	Maior diferencial
Média	41,56 °C	38,54 °C	3,17 °C (11:50hrs)
Alta	49,319 °C	45,47 °C	3,93 °C (13:10hrs)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como esperado, os gráficos 40 e 42 que apresentam a diferença de temperatura entre os dois módulos FV estudados seguem o padrão dos gráficos de irradiação diária, apresentando os maiores diferenciais na região central dos gráficos, onde a irradiação é maior, consequentemente as temperaturas de operação são maiores.

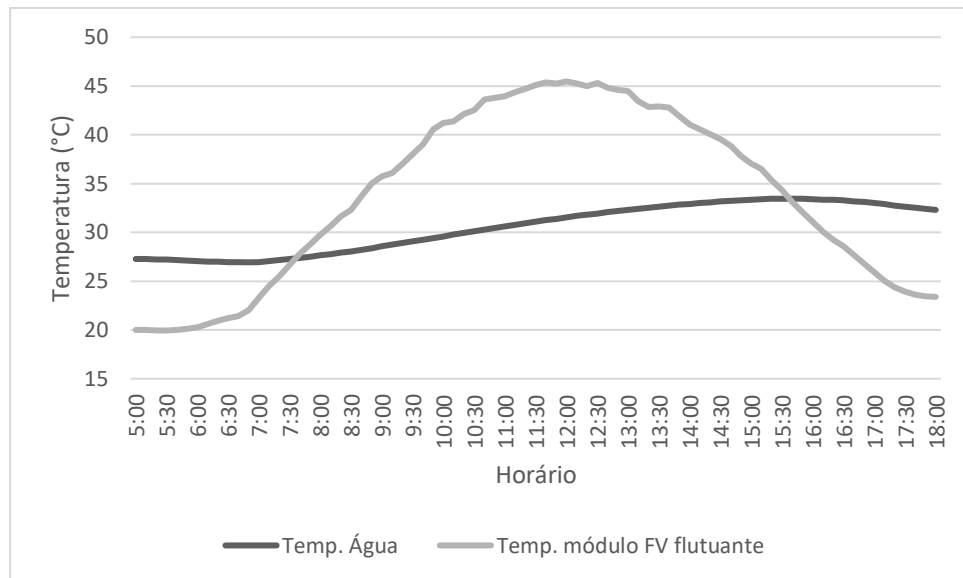
Além disso, um acontecimento importante de ser analisado é que a temperatura de operação do módulo FV flutuante mantém-se superior à temperatura de operação do módulo FV convencional nos períodos de início da manhã e fim da tarde, quando os valores de irradiação são mais baixos. Isso ocorre devido à temperatura da superfície da água manter-se, durante esses períodos, superior à temperatura de operação do módulo FV flutuante, dessa forma, ocorre um fluxo reverso de calor nas aletas, partindo da superfície da água para o módulo, acontecimento que logo é revertido com o aumento da irradiação instantânea. As Figuras 43 e 44 exibem esse acontecimento para as situações de média e alta irradiação, respectivamente.

Figura 43 – Comparativo entre temperaturas da água e de operação módulo FV flutuante para dias de média irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 44 – Comparativo entre temperaturas da água e de operação módulo FV flutuante para dias de alta irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para análises de potência instantânea e geração de energia elétrica dos módulos FV estudados, foram obtidos valores de corrente e tensão instantâneos sobre as cargas instaladas a cada minuto entre os dias 01/06/2019 e 16/06/2019, totalizando 16 dias, os quais foram divididos de acordo com a faixa de irradiação a que se inserem, sendo representados na Tabela 5.

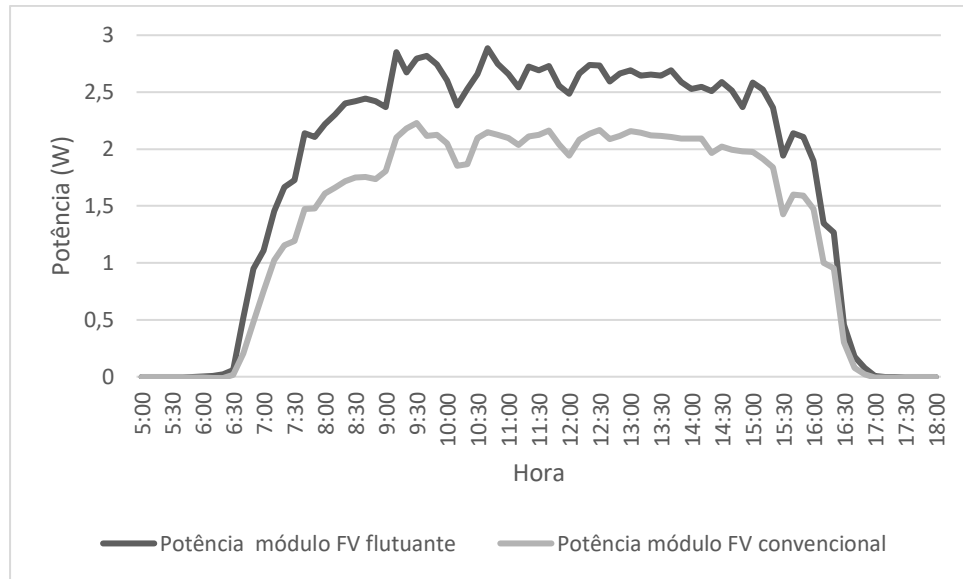
Tabela 5 – Número de dias com dados de potência de acordo com a faixa de irradiação.

Faixa de Irradiação	Número de Dias
Baixa	1 dia
Média	5 dias
Alta	8 dias

Fonte: Elaborado pelo autor.

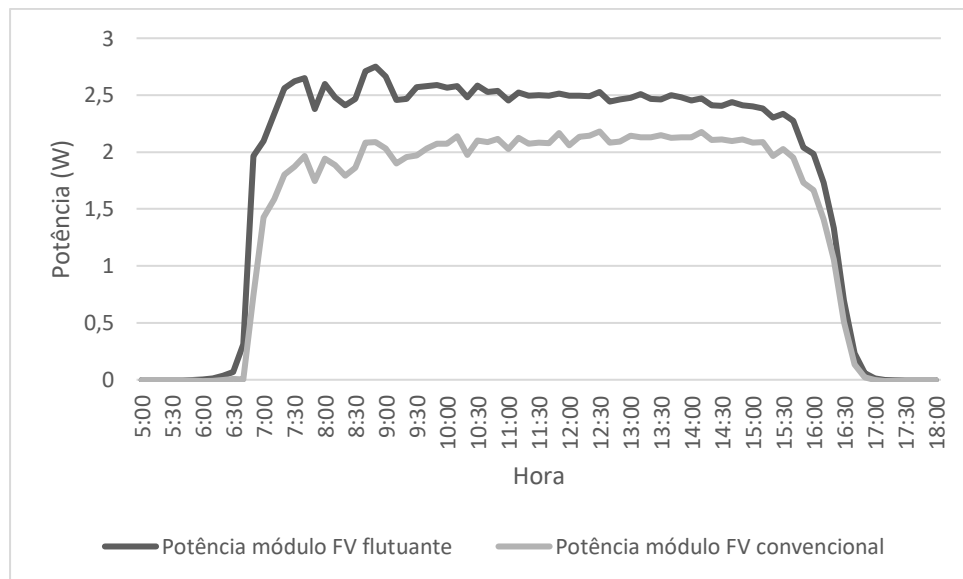
As Figuras 45 e 46, apresentam comparativos entre as potências instantâneas dos dois módulos FV estudados, flutuante e convencional, para dias de média e alta irradiação, respectivamente.

Figura 45 – Diferença de potência instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de média irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 – Diferença de potência instantânea entre os módulos FV flutuante e convencional para dias de alta irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir dos dados das Figuras 45 e 46, é possível analisar os valores máximos para os parâmetros, assim como o momento em que ocorre sua maior diferença, representados na Tabela 6.

Tabela 6 – Potências instantâneas máximas para os módulos FV flutuante e convencional.

Faixa de Irradiação	Potência módulo FV convencional	Potência módulo FV flutuante	Maior diferencial
Média	2,2287 W	2,8857 W	0,7474 W (+ 35,5%)
Alta	2,1810 W	2,7509 W	0,7598 W (+ 42,1%)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Podemos analisar que, apesar dos maiores valores de potência instantâneas médios terem ocorridos em dias de média irradiação, o momento que apresentou o maior diferencial de potência instantânea média aconteceu na faixa de irradiação alta, apresentando valor de potência pelo módulo FV flutuante de 42,1% superior ao módulo convencional.

De acordo com diversos estudos já realizados anteriormente sobre o efeito de resfriamento do corpo d'água sobre módulos FV flutuantes, a geração de energia elétrica pelo sistema se eleva consideravelmente, como foi observado por Sacramento (2015), no qual módulo FV flutuante apresentou ganhos de 9,52% a 14,5% comparado a módulos instalados em solo e em Choi (2014) com 11%. A partir dos gráficos de potência instantânea, é possível obter os valores de geração de energia elétrica média diária em cada situação e analisar o ganho em eficiência para o estudo proposto, como representado na Tabela 7.

Tabela 7 – Médias de energia elétrica gerada diária para os módulos FV flutuante e convencional.

Faixa de Irradiação	Energia elétrica gerada diária - Módulo FV convencional	Energia elétrica gerada diária - Módulo FV Flutuante	Ganho de geração
Média	17,81 Wh	23,28 Wh	30,70%
Alta	19,12 Wh	23,70 Wh	24,0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como esperado, o módulo FV flutuante em dias de alta irradiação apresentou o maior valor médio de geração de energia elétrica diária, com 23,70 Wh, cerca de 24% superior à geração do módulo convencional nos mesmos dias. No entanto, foram nos dias de média irradiação que foram apresentados os maiores ganhos de geração, com o módulo FV flutuante gerando cerca de 30,70% mais energia elétrica do que o módulo FV convencional. Isso ocorre porque as temperaturas mais elevadas dos dias de alta irradiação afetam mais o desempenho do módulo FV.

6. CONCLUSÃO

O presente estudo foi desenvolvido no Laboratório de Energias Alternativas (LEA), localizado na Universidade do Ceará (UFC), em Fortaleza –CE com o objetivo realizar o monitoramento de dois módulos FV em configurações diferentes. O primeiro instalado de forma convencional sobre telhado e o segundo sobre estrutura flutuante com arrefecimento passivo a partir de aletas em contato com água. O diferencial dessa proposta é que, além do ganho de energia por ser um módulo FV flutuante, as aletas otimizam o processo de transferência de calor do módulo para o ambiente de forma totalmente passiva, sem o consumo de energia extra ou presença de estruturas complexas.

Por meio da utilização de dois módulos FV policristalinos modelo KS20T de 20 Wp e sensores responsáveis pela captação de dados a cada minuto por um período de 109 dias entre os meses de fevereiro e junho de 2019, foi possível analisar os comportamentos térmico e elétrico para os dois módulos FV em estudo. De forma a analisar o efeito da temperatura sobre a eficiência dos módulos FV, os dias em análise foram divididos em três grupos, de acordo com os dados de irradiação obtidos. Contudo, optou-se por prosseguir as análises apenas com dados de dias classificados como de média e alta irradiação.

Como esperado, observou-se que o módulo FV flutuante esteve operando com temperatura média inferior ao módulo convencional durante os horários de maior irradiação do dia. No entanto, nos horários de baixa irradiação (início da manhã e fim da tarde), observa-se o contrário, a temperatura de operação do módulo FV flutuante é superior ao do módulo convencional. Isso ocorre devido à temperatura da superfície da água manter-se, durante esses períodos, superior à temperatura de operação do módulo FV flutuante, dessa forma, ocorre um fluxo reverso de calor nas aletas, partindo da superfície da água para o módulo, acontecimento que logo é revertido com o aumento da irradiação instantânea.

Por meio dos dados obtidos pelo sistema de sensoriamento de corrente e tensão, foi possível realizar análises de potência instantânea e geração de energia elétrica referentes a cada módulo estudado. De acordo com diversos estudos já realizados, o efeito de resfriamento do corpo d'água sobre módulos FV flutuantes é capaz de aumentar a eficiência do sistema, como em Sacramento (2015) que apresentou ganhos de 9,52% a 14,5% comparado a módulos instalados em solo e em Choi (2014) com 11%.

Assim como o esperado, devido a utilização das aletas de alumínio na parte posterior no módulo FV flutuante, foram obtidos dados de ganhos de geração de energia elétrica de cerca de 30,7% em dias com faixa de irradiação entre 2051 e 5000 Wh/m² e 24,0% em dias com faixa de irradiação superiores a 5000 Wh/m².

Portanto, com os resultados obtidos neste estudo foi possível demonstrar uma das vantagens da implementação de plantas FV flutuantes, o aumento de geração de energia elétrica, além de expor o grande potencial a ser explorado com a implementação de plantas FV flutuantes e a possibilidade de desenvolvimento de técnicas que busquem acelerar sua difusão por meio da viabilização de seus custos.

7. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- a) Avaliação dos parâmetros utilizados nessa pesquisa e desenvolvimento de um modelo matemático específico que se adeque à região onde a pesquisa foi desenvolvida, visando um resultado com um nível de refinamento mais adequado para a realidade do semiárido brasileiro;
- b) Desenvolvimento de estrutura flutuante capaz de suportar o peso extra exercido pelas aletas de forma a reduzir possíveis danos ao módulo FV;
- c) Avaliação a longo prazo da degradação das estruturas metálicas, como as próprias aletas de alumínio e suas estruturas de fixação;
- d) Determinar o ganho de eficiência entre módulos FV flutuantes e módulos FV flutuantes com utilização de pontes de calor para arrefecimento passivo;
- e) Comparação entre estudos de viabilidade financeira entre uma planta FV instalada em terra e uma planta FV flutuante;
- f) Avaliação potencial de implementação de plantas FV flutuante em açudes do Ceará;
- g) Estimar a redução de volume de água evaporado ocasionado pela instalação de plantas FV flutuantes em açudes do Ceará.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Infográfico Absolar**. 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/infografico-absolar-.html>> Acesso em: 16 jun. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**. Brasília, 2012.
- ALENCAR FILHO, Alexandre Atílio Ramos De. **Avaliação da influência da temperatura na eficiência de módulo fotovoltaico sobre estrutura flutuante**. 2018. 77 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-graduação, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.
- ALLEGRO. **ACS712: Fully integrated, hall-effect-based linear current sensor IC with 2,1 kVRMS Voltage isolation and a low-resistance current conductor**. Disponível em: <<https://www.allegromicro.com/en/Products/Current-Sensor-ICs/Zero-To-Fifty-Amp-Integrated-Conductor-Sensor-ICs/ACS712.aspx>>. Acesso em: 05 mar. 2019.
- BANNISTER, B.R; WHITEHEAD, D.G. **Instrumentation: Transducers and Interfacing**. 2. Ed. Londres: Chapman and Mall. 1991. 154 p.
- BORBA, Ricardo Augusto; NOVAK, Luis Henrique. Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: Aspectos positivos e desafios. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: CBENS, 2018. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/viewFile/151/151>>. Acesso em: 11 mar. 2019. p. 1-7.
- BUSSON, Bruna de Oliveira. Ensaio experimental e modelagem de arrefecimento passivo de módulos fotovoltaicos flutuantes com pontes de calor em contato com água. 2019. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.
- CAZZANIGA, R.; CICU, M.; ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P.; TINA, G. M.; VENTURA, C. Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. Abril, p. 1730–1741, 2017.
- CHOI, Y.K.; LEE, N.H.; KIM, K.J. Empirical research on the efficiency of floating PV systems compared with overland PV systems. **In Proceedings of the International Conference on Circuits, Control, Communication, Electricity, Electronics, Energy, System, Signal and Simulation, CES-CUBE**. 2013, Guam, vol. 25, pp. 284–289 USA, 18–20 July 2013.
- CHOI, Young Kwan. A study on power generation analysis of floating PV system considering environmental impact. **International Journal of Software Engineering and its Applications**, v. 8, n. 1, p. 75–84, 2014.
- CIEL & TERRE. **Our References**. 2019. Disponível em: <<http://www.cieletterre.net/ourfloating-solar-power-plants-references/>>. Acesso em: 20 fev. 2019.

DE ALENCAR, C. Estudo da complementariedade da geração de energia entre as fontes solar e hidráulica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: CBENS, 2018. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/viewFile/151/151>>. Acesso em: 11 mar. 2019.

DO SACRAMENTO, E. M.; CARVALHO, P. C. M.; DE ARAÚJO, J. C.; RIFFEL, D. B.; DA CRUZ CORRÊA, R. M.; & PINHEIRO NETO, J. S. **Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs**. IET Renewable Power Generation, 2015, v. 9, p. 1019-1024.

DUPRÉ, O.; VAILLON, R.; GREEN, M. A. Physics of the temperature coefficients of solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 140, p. 92–100, 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf> Acesso em 27 mai. 2019.

GOUVEIA E COSTA, S. **Impactos ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes**. 2017. Dissertação (Mestrado integrado em Engenharia da Energia e do Meio Ambiente) – Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2017.

HOSENUZZAMAN, N; SELVARAJ, J; HASANUZZAMAN. M; MALEK, A; NADAR, A. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.

HUKSEFLUX. **LP02 pyranometer**. 2019. Disponível em: <<https://www.hukseflux.com/products/solar-radiation-sensors/pyranometers/lp02-pyranometer>>. Acesso em: 16 abr. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Key World Energy Statistics 2016**. IEA, 2018, p. 40. ISBN: 9789264266520.

JOHNSON, C. **Process Control Instrumentation Technology**. 8. Ed. Harlow: Perarson. 2014. 680 p.

KYOCERA SOLAR, **Solartec KS20T high efficiency polycrystalline photovoltaic module**. Disponível em: <<https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/Solartec-KS20.pdf>>, Acesso em: 3 fev. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Operador Nacional do Sistema (ONS). Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em 20. Fev.2019

MINISTRÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Hidrelétrica Balbina inicia projeto com flutuadores para gerar energia solar**. 2016 Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/hidreletrica-balbina-inicia-projeto-com-flutuadores-para-gerar-energia-solar> Acesso em 10 de novembro de 2017

MITTAL, Divya; SAXENA, Bharat Kumar; RAO, K. V.S. Floating solar photovoltaic systems: An overview and their feasibility at Kota in Rajasthan. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CIRCUITS POWER AND COMPUTING TECHNOLOGIES, 2017, Kota. Proceedings of IEEE. IEEE, 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8074182>>. Acesso em: 5 abr. 2019. p. 1–7.

MUSCAT, M. **A study of PV module efficiency**. 2014. Dissertação (Mestrado em Energias Sustentáveis) – Instituto de Energia Sustentável, Universidade de Malta, Malta, 2014.

NRG SYSTEMS. **Specifications NRG #40C Anemometer**. 2019. Disponível em: <<https://www.nrgsystems.com/products/met-sensors/anemometers/detail/40c-anemometer>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

ONU. População mundial deve chegar a 9,7 bilhões de pessoas em 2050, diz relatório da ONU. 2019. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/populacao-mundial-deve-chegar-a-97-bilhoes-de-pessoas-em-2050-diz-relatorio-da-onu/>> Acesso em: 20 abr. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O Sistema em números**. 2019. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>> Acesso em: 16 fev. 2019.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; COSTA, Rodrigo Santos; LIMA, Francisco J. Lopes; RÜTHER, Ricardo; ABREU, Samuel Luna De; TIEPOLO, Gerson Máximo; PEREIRA, Silvia Vitorino; SOUZA, Jefferson Gonçalves de. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2a Edição. São José dos Campos - Brasil: INPE, 2017. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html>. Acesso em: 30 mai. 2018.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL- CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Usina solar fotovoltaica flutuante começa a ser produzida na região do Amazonas**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/usina-solar-fotovoltaica-flutuante-comeca-a-ser-produzida-na-regiao-do-amazonas.html>>. Acesso em: 30 jan 2019.

ROSA-CLOT, Marco; TINA, Giuseppe Marco. **Submerged and floating photovoltaic systems: modelling, design and case studies**. 1. ed. Itália: Academic Press, 2017. p. 262. ISBN: 9780128123232.

SACRAMENTO, Elissandro Monteiro Do. **Modelo elétrico-térmico para representar o comportamento de módulos fotovoltaicos flutuantes em água a partir das condições climáticas do semiárido brasileiro**. 2015. 122 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-graduação, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

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

SOBRAL, M. **Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal.** 2018. Dissertação (Mestrado integrado em Engenharia da Energia e do Meio Ambiente) – Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2018.

SOLARPRO. **Commercial grid direct floatovoltaics system far Niente winery.** Disponível em: <<https://solarprofessional.com/articles/project-profiles/commercial-grid-direct-floatovoltaics-system-far-niente-winery#.XOjc74hKjIU>> Acesso em: 16 mai. 2019.

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

SUNGROW. **References.** 2017. Disponível em: <<https://en.sungrowpower.com/reference?id=22>>. Acesso em: 20 fev. 2019.

TERMOPARES. **Vantagens e desvantagens da termorresistência x termopar.** Disponível em: <http://www.termopares.com.br/teoria_sensores_temperatura_termoresistencia_pt100_termoresvantag/>. Acesso em: 25 mar. 2019.

TRAPANI, Kim; SANTAFÉ, Miguel Redón. A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. **Progress in photovoltaics: Research and applications**, 2014. Disponível em: <wileyonlinelibrary.com>. Acesso em: 5 set. 2018.

VALENTE, M. **Caracterização automática de um painel fotovoltaico.** 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores) – Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2011.

WORLD BANK. **Where the sun meets water.** 2019. Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/where-sun-meets-water>>. Acesso em: 24 mar. 2019.