



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

BRUNA DE OLIVEIRA BUSSON

**ENSAIO EXPERIMENTAL E MODELAGEM DE ARREFECIMENTO PASSIVO DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES COM PONTES DE CALOR EM
CONTATO COM ÁGUA**

FORTALEZA

2019

BRUNA DE OLIVEIRA BUSSON

ENSAIO EXPERIMENTAL E MODELAGEM DE ARREFECIMENTO PASSIVO DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES COM PONTES DE CALOR EM
CONTATO COM ÁGUA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Processos, equipamentos e sistemas para energias renováveis.

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

Coorientador: Prof. Dr. Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho.

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)

- B989e Busson, Bruna de Oliveira.
Ensaio experimental e modelagem de arrefecimento passivo de módulos fotovoltaicos flutuantes com pontes de calor em contato com água / Bruna de Oliveira Busson. – 2019.
116 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
Coorientação: Prof. Dr. Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho.
1. Módulo Fotovoltaico. 2. Módulo FV Flutuante. 3. Arrefecimento Passivo. 4. Ponte de Calor. 5. Desempenho Térmico-elétrico. I. Título.

CDD 620.1

BRUNA DE OLIVEIRA BUSSON

ENSAIO EXPERIMENTAL E MODELAGEM DE ARREFECIMENTO PASSIVO DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES COM PONTES DE CALOR EM
CONTATO COM ÁGUA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de Concentração: Processos, Equipamentos e Sistemas para Energias Renováveis.

Aprovada em 21/10/2019

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Dr. Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof.^a Dra. Ana Fabíola Leite Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Elissandro Monteiro do Sacramento
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

A Deus.

Aos meus pais, às minhas tias e ao meu avô.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus que me deu forças, crença e ânimo para não desistir.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Aos meus pais Silvia Helena e Busson Junior, às minhas tias Vanda, Aila e Raimunda, ao meu avô Gilberto, aos meus tios Dilermando e Holicélio, à minha irmã Luana e à minha prima Rebeca pelo apoio e carinho com os quais sempre pude contar.

Ao Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho, pela excelente orientação e incentivo para a produção de artigos desde o início do mestrado.

Ao Prof. Dr. Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho, por aceitar embarcar nesse projeto juntamente comigo e o Prof. Paulo e pela confiança que depositou todo esse tempo em mim.

Aos professores participantes da banca examinadora Dra. Ana Fabíola Leite Almeida e Dr. Elissandro Monteiro do Sacramento.

Ao professor Francisco Nivaldo Aguiar Freire pelo empréstimo da câmera termográfica.

Ao Matheus, Calil e meu primo Harrison pela ajuda com a montagem dos experimentos e obtenção dos resultados.

“Minha energia é o desafio, minha motivação é o impossível, e é por isso que eu preciso ser, à força e a esmo, inabalável.”

Augusto Branco

RESUMO

Módulos fotovoltaicos (FV) convertem parte da irradiação solar absorvida pelas células FV em energia elétrica, o restante provoca o aumento da energia interna das células FV e, conseqüentemente, o aumento da temperatura de operação do módulo FV e redução no desempenho elétrico. Soluções têm sido propostas para mitigar esses efeitos e melhorar a eficiência de conversão FV. Neste contexto, a presente dissertação propõe o arrefecimento passivo de módulo FV flutuante utilizando pontes de calor para reduzir a temperatura do módulo e aumentar a eficiência de conversão de energia. A modelagem desenvolvida para previsão da temperatura de operação de módulo FV flutuante com pontes de calor prediz a capacidade de arrefecimento da proposta. O modelo proposto é algébrico não-linear e as equações requerem solução numérica iterativa realizada em planilha eletrônica. Os dados obtidos experimentalmente a partir de um módulo flutuante policristalino de 20 Wp sem pontes de calor no LEA/UFC serviram para calibrar os parâmetros do modelo. Após a definição dos parâmetros, o modelo apresentou comportamento satisfatório durante todo o período de produção de eletricidade do módulo FV independentemente do nível de irradiação diário. Já os dados obtidos experimentalmente permitiram comparar o comportamento térmico e elétrico de um módulo FV flutuante com 5 pontes de calor fixadas e de um módulo FV convencional, ambos no LEA/UFC, ao longo do dia por 5 meses. A temperatura do módulo flutuante esteve abaixo da temperatura do módulo convencional em 3,2°C, em média. O modelo desenvolvido para módulo FV flutuante com pontes de calor conseguiu prever a temperatura de operação com erro em torno de 5% quando a irradiação estava superior a 5,0 kWh/m². A geração de eletricidade diária do módulo FV flutuante com pontes de calor, por sua vez, apresenta ganhos em relação à geração de eletricidade do módulo FV convencional sem gastos extras com energia de 42% para irradiação inferior a 2,5 kWh/m² (nível mínimo de irradiação), de 31% para irradiação entre 2,5 kWh/m² e 5,0 kWh/m² (nível médio de irradiação) e de 24% para irradiação superior a 5,0 kWh/m² (nível máximo de irradiação). Ao mesmo tempo, os resultados mostraram ganhos na eficiência de conversão de módulos flutuantes com pontes de calor em relação a módulos convencionais. Assim, a modelagem desenvolvida para módulos FV flutuantes com pontes de calor conseguiu prever o comportamento térmico e comprovar o efeito do arrefecimento passivo.

Palavras-chave: Módulo Fotovoltaico. Módulo FV Flutuante. Arrefecimento Passivo. Ponte de Calor. Desempenho Térmico-elétrico.

ABSTRACT

Photovoltaic (PV) modules convert part of solar radiation absorbed by the PV cells into electrical energy, the remainder causes an increase in internal energy of the PV cells and, consequently, an increase in the PV module operating temperature and a reduction in electrical performance. Solutions have been proposed to mitigate these effects and improve PV conversion efficiency. In this context, this work proposes the passive cooling of floating PV module using heat bridges to reduce the module temperature and increase the energy conversion efficiency. The modeling developed for prediction of the floating module operating temperature with heat bridges predicts the cooling capacity of the proposal. The proposed model is nonlinear algebraic and equations require iterative numerical solution performed in spreadsheet. Data obtained experimentally from a 20 Wp polycrystalline floating module without heat bridges in LEA/UFC served to calibrate the model parameters. After defining the parameters, the model has presented satisfactory behavior during the entire PV module electricity production period regardless of daily irradiation level. Data allowed to compare thermal and electrical behavior of a floating PV module with 5 fixed heat bridges and a conventional PV module, both in LEA/UFC, over 5 months. The floating module temperature was below the conventional module temperature by 3.2°C, on average. The model developed for floating module with heat bridges may predict the operating temperature with error around 5% when irradiation was over 5.0 kWh/m². The daily electricity generation of the floating PV module with heat bridges, in turn, presents gains compared to the conventional PV module electricity generation without extra energy costs of 42% for irradiation below 2.5 kWh/m² (minimum irradiation level), 31% for irradiation between 2.5 kWh/m² and 5.0 kWh/m² (medium irradiation level) and 24% for irradiation greater than 5.0 kWh/m² (maximum irradiation level). At the same time, the results showed gains in the conversion efficiency of heat-bridged floating modules compared to conventional modules. Thus, the modeling developed for floating modules with heat bridges could predict the thermal behavior and prove the effect of passive cooling.

Keywords: Photovoltaic Module. Floating PV Module. Passive Cooling. Heat Bridge. Thermal-electric Performance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	– Estrutura básica de funcionamento de uma célula FV	12
Figura 1.2	– Arranjo FV de 2,2 kWp instalado em Fortaleza	15
Figura 2.1	– Influência da temperatura de operação da célula FV para um nível de irradiância de 1.000 W/m ²	20
Figura 2.2	– Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de célula FV de silício cristalino operando a 25°C	20
Figura 2.3	– Representação esquemática de sistema solar híbrido FVT resfriado por aspersão de água	21
Figura 2.4	– Sistema solar FVT com circulação forçada de água	22
Figura 2.5	– Módulo FV submerso em água	24
Figura 2.6	– Usina solar FV flutuante na Região Amazônica	25
Figura 2.7	– Conceito de plataforma (patente de 2008)	27
Figura 2.8	– Planta FV flutuante com rastreamento instalado em Holtville, Califórnia, EUA	29
Figura 2.9	– Constituintes básicos de um flutuador do tipo pontão com 18 módulos FV	30
Figura 2.10	– Módulo de 20 Wp policristalino flutuante em estrutura de isopor	32
Figura 2.11	– Módulo FV instalado sobre água utilizando estrutura (a) de isopor e (b) de PVC	34
Figura 3.1	– Balanço de energia em módulo FV flutuante com pontes de calor em contato com água	39
Figura 3.2	– Exemplo de aleta de seção retangular fina	40
Figura 3.3	– Geometria da ponte de calor “L” fixada sob o módulo FV imersa em dois fluidos	40
Figura 3.4	– Módulo FV com pontes de calor desenhado no PVSyst	42
Figura 3.5	– Trecho horizontal da ponte de calor imerso no fluido 1	45

Figura 3.6	– Junta de contato sobre o trecho horizontal da ponte de calor	46
Figura 3.7	– Trecho vertical da ponte de calor imerso no fluido 1	47
Figura 3.8	– Aleta com ponta adiabática	51
Figura 3.9	– Junta de contato do trecho vertical da ponte de calor	52
Figura 4.1	– Disposição das aletas de alumínio na parte posterior do módulo FV	58
Figura 4.2	– Módulo de 20 Wp flutuante com pontes de calor apoiado em suporte no LEA/UFC	60
Figura 4.3	– Módulo de 20 Wp instalado no telhado do LEA/UFC	61
Figura 4.4	– Sensor de temperatura PT100	62
Figura 4.5	– Piranômetro modelo LP02	63
Figura 4.6	– Sensor de corrente conectado ao módulo remoto	64
Figura 4.7	– Anemômetro digital NRG #40C	64
Figura 4.8	– Sensores de temperatura conectados aos transmissores	65
Figura 4.9	– Lâmpadas conectadas aos terminais de saída do módulo FV	65
Figura 4.10	– Tela de interface do Sistema de monitoramento de dados	66
Figura 5.1	– Superfície posterior de módulo FV KS20T com pontes de calor	82

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1	– Matriz de geração de eletricidade mundial em 2016	11
Gráfico 1.2	– Irradiação global horizontal diária em LEA/UFC de fevereiro a julho de 2019	14
Gráfico 5.1	– Irradiância ao longo do dia com nível mínimo de irradiação solar (29/03/2018)	68
Gráfico 5.2	– Irradiância ao longo do dia com nível médio de irradiação solar (02/05/2018)	68
Gráfico 5.3	– Irradiância ao longo do dia com nível máximo de irradiação solar (27/04/2018)	68
Gráfico 5.4	– Temperatura ambiente para o período em estudo da Primeira Etapa	69
Gráfico 5.5	– Temperatura da água para o período em estudo da Primeira Etapa	69
Gráfico 5.6	– Influência da convecção na previsão da temperatura do módulo FV flutuante para nível médio de irradiação diária (02/05/2018)	71
Gráfico 5.7	– Influência da absorvidade na estimativa da temperatura do módulo FV com nível médio de irradiação (02/05/2018)	72
Gráfico 5.8	– Gráfico QQ da temperatura de operação no dia com nível mínimo de irradiação solar (29/03/2018)	74
Gráfico 5.9	– Gráfico QQ da temperatura de operação no dia com nível médio de irradiação solar (02/05/2018)	74
Gráfico 5.10	– Gráfico QQ da temperatura de operação no dia com nível de máxima irradiação solar (27/04/2018)	75
Gráfico 5.11	– Erro percentual absoluto entre as temperaturas medida e calculada para o dia com nível mínimo de irradiação diária (29/03/2018)	76
Gráfico 5.12	– Erro percentual entre as temperaturas medida e calculada para o dia com nível médio de irradiação (02/05/2018)	76
Gráfico 5.13	– Erro percentual absoluto entre as temperaturas medida e calculada para o dia com nível máximo de irradiação (27/04/2018)	77

Gráfico 5.14 – Temperatura medida do módulo FV flutuante sem pontes de calor x temperatura calculada para dia com nível mínimo de irradiação solar	77
Gráfico 5.15 – Temperatura medida do módulo FV flutuante sem pontes de calor x temperatura calculada para dia com nível médio de irradiação solar	78
Gráfico 5.16 – Temperatura medida do módulo FV flutuante sem pontes de calor x temperatura calculada para dia com nível máximo de irradiação solar	78
Gráfico 5.17 – Potência medida do módulo FV sem pontes de calor nos dias 29/03/2018, 27/04/2018 e 02/05/2018	79
Gráfico 5.18 – Temperatura e eficiência do módulo FV calculada x quantidade de pontes de calor	80
Gráfico 5.19 – Irradiância para os dias com nível mínimo de irradiação diária	82
Gráfico 5.20 – Irradiância para os dias com nível médio de irradiação diária	83
Gráfico 5.21 – Irradiância os dias com nível máximo de irradiação diária	83
Gráfico 5.22 – Temperatura ambiente para o período considerado na Segunda Etapa	84
Gráfico 5.23 – Temperatura da água para o período considerado na Segunda Etapa	84
Gráfico 5.24 – Temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor e temperatura do módulo FV convencional para dia com nível de mínima irradiação	85
Gráfico 5.25 – Temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor e temperatura do módulo FV convencional para dia com nível de média irradiação	86
Gráfico 5.26 – Temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor e temperatura do módulo FV convencional para dia com nível de máxima irradiação	86
Gráfico 5.27 – Gráfico QQ da temperatura de operação para os dias com nível mínimo de irradiação	88
Gráfico 5.28 – Gráfico QQ da temperatura de operação para os dias com nível médio de irradiação	88
Gráfico 5.29 – Gráfico QQ da temperatura de operação para os dias com nível máximo de irradiação	89

Gráfico 5.30 – Temperatura medida do módulo FV flutuante com pontes de calor x temperatura calculada para nível mínimo de irradiação diária	90
Gráfico 5.31 – Temperatura medida do módulo FV com pontes de calor x temperatura calculada para nível médio de irradiação diária	90
Gráfico 5.32 – Temperatura medida do módulo FV flutuante com pontes de calor x temperatura calculada para nível máximo de irradiação diária	90
Gráfico 5.33 – Eficiência de conversão instantânea do módulo FV flutuante com potes de calor x convencional para nível mínimo de irradiação diária	91
Gráfico 5.34 – Eficiência de conversão instantânea do módulo FV flutuante com pontes de calor x convencional para nível médio de irradiação diária	92
Gráfico 5.35 – Eficiência de conversão instantânea do módulo FV flutuante com pontes de calor x convencional para nível máximo e irradiação diária	92
Gráfico 5.36 – Geração de eletricidade diária no período de 01/06/2019 a 07/07/2019	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Sistemas FV flutuantes instalados na Índia até 2017	31
Tabela 2.2 – Resumo das experiências com plantas FV flutuantes	35
Tabela 3.1 – Tabela resumo das equações da modelagem	53
Tabela 4.1 – Classificação dos dias de acordo com o nível de irradiação	54
Tabela 4.2 – Incógnitas do processo iterativo	56
Tabela 4.3 – Frequência dos dias com níveis mínimo, médio e máximo de irradiação	57
Tabela 4.4 – Especificações do módulo FV modelo KS20T	58
Tabela 4.5 – Ponte de calor de alumínio utilizada	59
Tabela 4.6 – Especificações do alumínio	59
Tabela 4.7 – Pasta térmica MGZ-NDSG-N15M-R1	60
Tabela 4.8 – Variáveis medidas pelos sensores PT100	62
Tabela 4.9 – Especificação do piranômetro LP02	63
Tabela 5.1 – Classificação como nível mínimo, médio e máximo de irradiação diária para os dias sob análise	67
Tabela 5.2 – Coeficiente convectivo na superfície do módulo FV	71
Tabela 5.3 – Erro percentual absoluto médio entre as temperaturas estimada e medida segundo diferentes valores de absorvidade	72
Tabela 5.4 – Parâmetros de entrada da simulação no LibreOffice Calc	73
Tabela 5.5 – Horários com maior diferença entre as temperaturas nos dias 29/03/2018, 02/05/2018 e 27/04/2018	75
Tabela 5.6 – Relação entre a massa do conjunto de pontes de calor e o aumento da eficiência de conversão FV	81
Tabela 5.7 – Efeito inverso na relação do módulo FV, ponte de calor e água	87

Tabela 5.8 – Eficiência FV instantânea dos módulos FV no período de 01/06/2019 a 07/07/2019	93
Tabela 5.9 – Geração de eletricidade dos módulos FV no período de 01/06/2019 a 07/07/2019	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CLP	Controladores Lógicos Programáveis
I-V	Corrente-tensão
DEPS	<i>Differential Evolution and Particle Swarm Optimization</i>
EUA	Estados Unidos da América
FV	Fotovoltaica
FVT	Fotovoltaica-térmica
CO ₂	Gás carbônico
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LEA	Laboratório de Energias Alternativas
C++	Linguagem de programação C++
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
NOCT	<i>Nominal Operation Cell Temperature</i>
N°	Número
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
PVC	Policloreto de vinila
P-V	Potência-tensão
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SAD	Sistema de Aquisição de dados
PVSyst	<i>Software PVSyst</i>
UFC	Universidade Federal do Ceará

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Absortividade
A	Área
q_i	Calor dissipado na superfície inferior
q_n	Calor dissipado na superfície nua
q_s	Calor dissipado na superfície superior
q_f	Calor transferido através de uma aleta
h_c	Coefficiente convectivo
m	Coefficiente de convecção-condução
M	Coefficiente de convecção-condução-temperatura
L	Comprimento
L_c	Comprimento corrigido
D	Coefficiente de simplificação
k	Condutividade térmica
C	Constante de redução da eficiência
σ	Constante de Stefan-Boltzmann
I	Corrente
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo
Q	Carga do elétron
I_L	Corrente fotogerada
θ_x	Distribuição de temperatura
US\$	Dólares
η_{el}	Eficiência de conversão
η_{NOCT}	Eficiência do módulo FV sob as condições NOCT
x	Eixo x
x'	Eixo x'
ε	Emissividade da superfície
l	Espaçamento entre aletas
t	Espessura
$F_{s-céu}$	Fator de forma
n	Fator de idealidade do diodo
q''	Fluxo de calor

G	Irradiância
W_p	Largura do módulo FV
N_f	Número de aletas
Ra	Número de Rayleigh
P	Perímetro
%	Porcentagem
W_{el}	Potência elétrica gerada
R_{TC}''	Resistência à condução de calor na junta de contato
R_{CD}	Resistência térmica à condução no alumínio
R_{CV}	Resistência térmica à convecção na superfície do alumínio
R_{Tot}	Resistência térmica total
b	Subíndice correspondente à base da ponte de calor
∞	Subíndice de identificação do fluido
i	Subíndice para interface entre dois fluidos
p	Subíndice para módulo FV
orv	Subíndice para orvalho
st	Subíndice para seção transversal
h	Subíndice para trecho horizontal
v	Subíndice para trecho vertical
L_v	Subíndice para trecho vertical da ponte de calor imersa em fluido
q	Taxa de calor
T	Temperatura
$T_{c\acute{e}u}$	Temperatura do céu
V	Tensão
τ	Transmissividade
θ	Variação de temperatura

SUMÁRIO

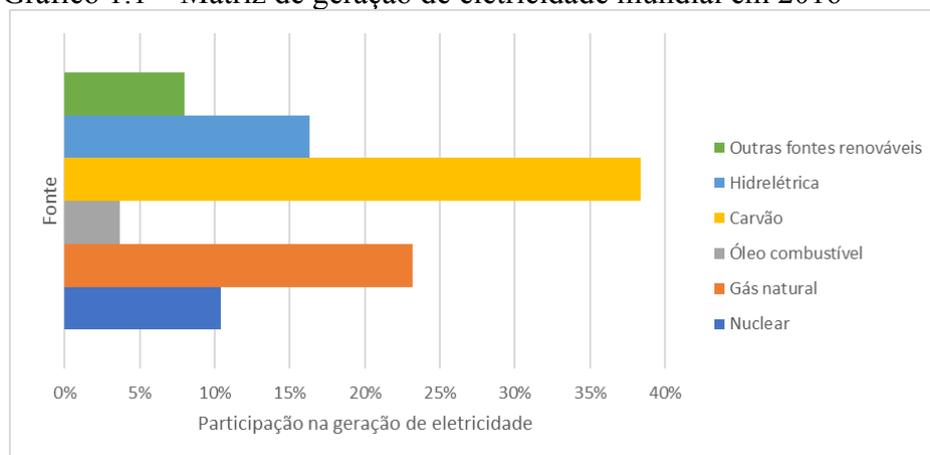
1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Motivação	15
1.2	Objetivo geral	15
1.3	Objetivos específicos	16
1.4	Estrutura da presente dissertação	16
2	MÓDULOS FV FLUTUANTES	18
2.1	Performance do módulo FV	18
2.2	Plantas FVT	20
2.3	Plantas FV submersas	23
2.4	Plantas FV flutuantes	24
2.4.1	<i>Classificação de plantas FV flutuantes</i>	27
2.4.1.1	<i>Baseado no rastreamento solar</i>	28
2.4.1.2	<i>Baseado no flutuador</i>	29
2.4.2	<i>Estado da arte</i>	30
3	MODELAGEM DO ARREFECIMENTO DE MÓDULO FV FLUTUANTE UTILIZANDO PONTES DE CALOR	38
3.1	Conceito básico sobre aletas	39
3.2	Balanco de energia de módulo FV utilizando pontes de calor imersas em dois fluidos	41
3.3	Modelagem da condução de calor unidimensional em ponte de calor “L” fixada	44
3.3.1	<i>Transferência de calor no trecho horizontal da ponte de calor</i>	44
3.3.2	<i>Transferência de calor no trecho vertical da ponte de calor</i>	47
3.3.3	<i>Balanco de energia no módulo FV com pontes de calor “L” fixadas e imersas em dois fluidos</i>	52
4	METODOLOGIA	54
4.1	Primeira Etapa	55
4.2	Segunda Etapa	56
4.3	Sensores	61
4.3.1	<i>Sensor de temperatura</i>	61
4.3.2	<i>Piranômetro</i>	63

4.3.3	<i>Sensores de corrente e tensão</i>	63
4.3.4	<i>Anemômetro</i>	64
4.4	Sistema de aquisição e monitoramento de dados	65
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	67
5.1	Configuração do modelo para módulo FV flutuante sem pontes de calor ...	67
5.1.1	<i>Características meteorológicas da Primeira Etapa do projeto</i>	67
5.1.2	<i>Configuração do modelo para módulo FV flutuante sem pontes de calor</i>	69
5.2	Temperatura calculada de operação do módulo FV flutuante sem pontes de calor	73
5.3	Configuração do modelo para módulo FV flutuante com pontes de calor ..	79
5.4	Comportamento térmico de módulo FV flutuante com pontes de calor	81
5.4.1	<i>Características meteorológicas da Segunda Etapa do projeto</i>	82
5.4.2	<i>Comportamento térmico do módulo FV convencional e do módulo FV flutuante com pontes de calor</i>	84
5.5	Temperatura calculada de operação do módulo FV flutuante com pontes de calor	87
5.6	Desempenho de módulo FV flutuante com pontes de calor	91
6	CONCLUSÃO	95
	REFERÊNCIAS	97
	ANEXO A – ARTIGO PUBLICADO NA REVISTA TECNOLOGIA	103
	ANEXO B – ARTIGO PUBLICADO NO VII CBENS	104
	ANEXO C – CAPÍTULO PUBLICADO NO LIVRO ENERGIA SOLAR E EÓLICA	105

1 INTRODUÇÃO

A energia é um dos motores do desenvolvimento e manutenção da sociedade moderna agregada aos seus benefícios socioeconômicos e avanços tecnológicos (LIMA *et al.*, 2017). Mas para esse desenvolvimento prosseguir, o consumo de energia elétrica tem crescido no mundo inteiro. Esse consumo, por sua vez, é atendido em sua maior parte por fontes de energia não-renováveis. O Gráfico 1.1 apresenta as fontes que fizeram parte da geração de eletricidade mundial no ano de 2016. Por exemplo, em 2016, 65,3% da produção de eletricidade mundial proveio de fontes fósseis (IEA, 2018). Porém, dentre as consequências do uso dos combustíveis fósseis estão a emissão de gases de efeito estufa que causam mudanças climáticas a nível mundial (LIMA *et al.*, 2017). As fontes de energia renovável buscam diminuir os impactos causados pela geração de eletricidade, mas a escolha por uma fonte alternativa envolve fatores como meio ambiente, interesses financeiros, confiabilidade do fornecimento de energia e políticas tarifárias (COSTA *et al.*, 2018).

Gráfico 1.1 – Matriz de geração de eletricidade mundial em 2016



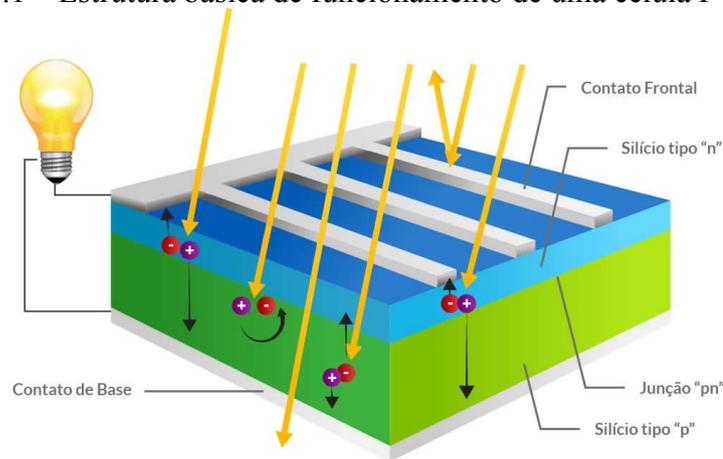
Fonte: Adaptado de IEA (2018).

Uma das questões fundamentais para o desenvolvimento sustentável do Brasil está na inovação de tecnologias de conversão e aproveitamento de recursos naturais. O crescimento econômico impõe uma demanda crescente de energia elétrica, que nem sempre consegue ser suprida pelas hidroelétricas. Em 2017, as hidrelétricas compuseram mais de 65% da matriz elétrica brasileira, devido à influência de fatores climáticos (PEREIRA *et al.*, 2017; EPE, 2018). Essa dependência das hidrelétricas se mostra arriscada, pois em 2015 houve um período de estiagem em que os reservatórios de água que alimentavam as usinas das regiões Sudeste/Centro-Oeste registravam menos de 17% de sua capacidade. Para compensar a

escassez de água, o governo brasileiro teve de contratar termelétricas, que além de gerar energia a um custo até oito vezes maior, consomem muita água e poluem o ar (TANJI, 2015; COSTA *et al.*, 2018).

Uma das fontes energéticas mais promissoras é o Sol, considerado uma fonte de energia inesgotável na escala humana de tempo, utilizado tanto como fonte de calor como de luz (PINHO e GALDINO, 2014). As células fotovoltaicas (FV) são as responsáveis por converter irradiação provinda do Sol em corrente contínua a partir de fótons colidindo na célula FV como representado na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Estrutura básica de funcionamento de uma célula FV



Fonte: WGSOL (2018).

O módulo FV durante o funcionamento não polui o ambiente e não emite substâncias causadoras do aquecimento global, possui custo operacional baixo, necessita de pouca manutenção e os custos de implantação estão diminuindo com os anos. Apesar das vantagens mostradas pela energia solar FV, este sistema de conversão sofre com alguns problemas como: acúmulo de sujeira na superfície dos módulos, ocupação de terras, redução de eficiência com o aumento da temperatura de operação, custo do sistema de rastreamento e intermitência que é o maior problema (CAZZANIGA *et al.*, 2017; SIECKER *et al.*, 2017).

O módulo FV converte energia solar em energia elétrica. A taxa de conversão FV é de 10%-20% e está relacionada à incompatibilidade espectral entre a largura de banda da irradiação incidente e a limitação da absorção solar espectral (DUPRÉ *et al.*, 2015). O excedente de energia entre a energia do fóton e a largura de banda gera calor na estrutura cristalina. Pois, nem toda energia transferida para os pares elétron-lacuna converte-se em eletricidade, parte dela converte-se em calor por perdas de recombinação interna e ôhmica (PREET, 2017). As consequências do aumento da energia interna afetam o processo de

conversão e, conseqüentemente, a eficiência de conversão FV.

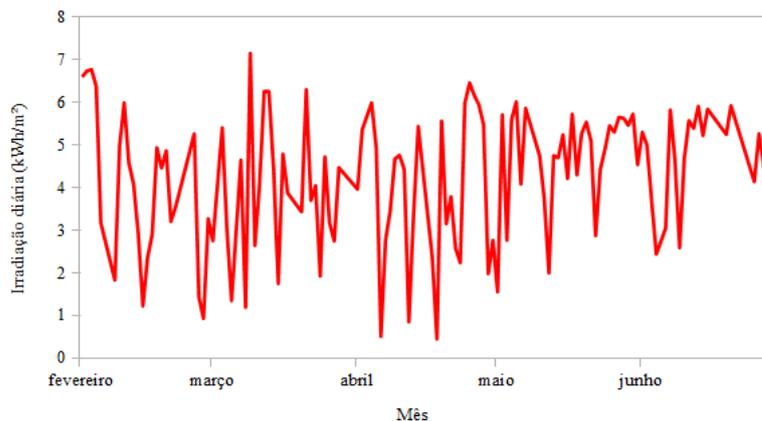
Mesmo assim, a fonte solar tem ganhado espaço no mercado de energia elétrica brasileiro, principalmente, após o advento da Resolução Normativa N° 482/2012 alterada pela N° 687/2015 que estabelece as condições gerais para uso de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2012). Até junho de 2019 no Brasil, já existiam mais de 86.000 sistemas solares FV conectados à rede segundo o regime de geração distribuída com capacidade de 919,8 MW de potência solar FV instalada total (ABSOLAR, 2019). Juntamente com o aumento da preocupação ambiental e a redução do custo de módulos FV, tem-se dado mais atenção às aplicações de geração FV, principalmente em países com altos índices de irradiação incidente no território, caso do Brasil (AL-SABOUNCHI, 2012).

Dentre os principais benefícios da fonte solar para o Brasil estão (ABSOLAR, 2019; SILVA e BRANCO, 2018):

- Redução de gastos com energia elétrica para os consumidores;
- Geração de 25 a 30 empregos/MW;
- Atração de capital externo para o país;
- Sem emissão de gases de efeito estufa, resíduos ou ruídos durante a geração de eletricidade;
- Alívio da pressão sobre os recursos hídricos;
- Diversificação da matriz elétrica;
- Redução de perdas e postergação de investimentos em transmissão e distribuição;
- Alívio da demanda elétrica em horário diurno.

Apesar das diferenças climáticas e ambientais do território brasileiro, a irradiação global horizontal total diária é razoavelmente uniforme apresentando um valor máximo médio diário de 6,25 kWh/m² no clima semiárido da região Nordeste onde há a menor média anual de cobertura de nuvens do país (PEREIRA *et al.*, 2017). A região Nordeste do Brasil também apresenta a menor variabilidade interanual da irradiação solar com 50% dos valores diários de irradiação contidos no intervalo entre 5,43 e 5,50 kWh/m² (PEREIRA *et al.*, 2017). No Gráfico 1.2 é apresentada a irradiação global horizontal diária no período de 6 meses do ano de 2019 medida no Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da Universidade Federal do Ceará (UFC) em Fortaleza, que está localizada na região Nordeste.

Gráfico 1.2 – Irradiação global horizontal diária em LEA/UFC de fevereiro a julho de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ainda no LEA/UFC, no trabalho desenvolvido por Dupont *et al.* (2016), a partir de resultados obtidos com a aplicação *WEB* para monitoramento *online* de um módulo FV de 95 W conectado a uma carga de 100 W constataram que em um típico dia de sol pleno na Região Nordeste do Brasil o valor de irradiância pode chegar a 1.000 W/m² em torno do meio-dia. O módulo começa a geração a partir de 6:00 horas, gradativamente, até o máximo entre 10:00 e 12:00 horas. Em relação à temperatura do módulo FV, os valores máximos de 64°C a 78°C são atingidos em torno de 10:00 – 12:00 horas.

Também em Fortaleza, Ceará, Brasil, Lima *et al.* (2017) analisaram que, num período de 12 meses, uma planta FV de 2,2 kWp instalada na Universidade Estadual do Ceará conectada à rede produz anualmente 3.078,2 kWh, sendo a média mensal de 309 kWh. Constatam também que para todos os meses do período monitorado, há uma diferença praticamente constante entre o rendimento médio do arranjo FV (ver Figura 1.2) e a produção do sistema. Os maiores valores mensais de eficiência obtidos pelos autores para o arranjo, sistema e inversor são, respectivamente, 15% (em agosto), 14% (em agosto) e 95% (em julho).

Um outro exemplo de energia solar FV sendo produzida em regiões de clima quente é o trabalho desenvolvido por Al-Sabounchi *et al.* (2012). Os autores verificam que em painéis FV conectados à rede a maior redução na produção de energia elétrica ocorre devido à deposição de poeira acumulada. Os autores registram uma redução na produção de 27%, em média, no mês de julho em Abu Dhabi. Para corrigir esse inconveniente, recomendam uma limpeza mensal da superfície do módulo. Por fim constatam que o desempenho de sistemas conectados à rede é altamente afetado pela irradiação solar e temperatura ambiente, junto a outras condições ambientais locais.

Figura 1.2 – Arranjo FV de 2,2 kWp instalado em Fortaleza



Fonte: Lima et al. (2017).

A região objeto de estudo da presente dissertação localiza-se na região Nordeste brasileira que apresenta um clima com alta incidência de irradiação solar e temperatura ambiente que elevam a temperatura de operação do módulo FV. Quando a temperatura do módulo aumenta a eficiência de conversão FV do mesmo diminui, pois são grandezas inversamente proporcionais.

1.1 Motivação

Com o objetivo de diminuir a perda de eficiência causada pela elevação da temperatura do módulo FV ou mesmo de aumentar a eficiência sobrevém propostas de arrefecimento de módulos FV usando diferentes fluidos e/ou materiais. Contribuindo, assim, para o melhor aproveitamento da energia solar para geração de energia elétrica em módulos FV sob as condições meteorológicas locais. Na presente dissertação é proposto o arrefecimento passivo, pois este acontece sem gastos extras com energia nem exigência de estrutura para armazenamento de água.

1.2 Objetivo geral

Investigar a viabilidade técnica, por meio de ensaios experimentais e modelagem, do arrefecimento passivo de módulo FV flutuante com pontes de calor em contato com a água para reduzir a temperatura de operação e incrementar a eficiência elétrica sob as condições meteorológicas locais.

1.3 Objetivos específicos

- Propor um conceito de arrefecimento passivo de módulo FV.
- Modelar o comportamento térmico do módulo FV flutuante em água utilizando aletas como pontes de calor.
- Ajustar parâmetros da simulação do modelo proposto ao utilizar dados coletados em laboratório a partir de módulo FV flutuante sem pontes de calor.
- Definir o dimensionamento e a quantidade de pontes de calor a serem fixadas na superfície inferior do módulo FV flutuante.
- Instalar módulos FV nas formas convencional e flutuante com pontes de calor em caixa d'água.
- Realizar medições visando identificar o comportamento térmico e elétrico dos módulos FV instalados nas formas convencional e flutuante com pontes de calor.
- Comparar o comportamento térmico do módulo FV flutuante com pontes de calor previsto pela modelagem com o comportamento térmico de um módulo FV flutuante com pontes de calor instalado no LEA/UFC, operando sob as condições meteorológicas locais.
- Validar a modelagem de módulo FV flutuante com pontes de calor.
- Quantificar o ganho de desempenho elétrico de um módulo FV flutuante com pontes de calor em relação a um módulo FV convencional.

1.4 Estrutura da presente dissertação

A presente dissertação está estruturada em 6 capítulos. O primeiro capítulo contém uma introdução sobre a energia solar FV, a motivação da dissertação e o objetivo geral e os específicos.

Capítulo 2 apresenta uma revisão de literatura acerca das propostas existentes na literatura para realizar o resfriamento de módulos FV. Este capítulo também mostra algumas experiências apresentadas na literatura sobre módulos FV flutuantes.

Capítulo 3 descreve a modelagem de um módulo FV flutuante utilizando pontes de calor. Neste capítulo estão as equações utilizadas para descrever o modelo desenvolvido.

Capítulo 4 apresenta a metodologia dividida em duas etapas, estando a Primeira Etapa relacionada aos resultados obtidos na Qualificação e a Segunda Etapa, aos resultados obtidos após a Qualificação.

Capítulo 5 contém os resultados obtidos por medições e pela simulação junto às discussões pertinentes.

Capítulo 6 apresenta a conclusão do presente trabalho.

2 MÓDULOS FV FLUTUANTES

Os módulos solares térmicos fornecem para ambientes calor radiante incidente que não foi aproveitado, contudo fornecimento de calor para ambientes raramente é uma necessidade em regiões de clima quente. Por sua vez, os módulos solares FV fornecem energia elétrica, mas só conseguem converter de 10% – 20% da irradiação solar em eletricidade, o restante sendo transformado, principalmente, em calor (HUIDE *et al.*, 2017). Parte desse calor é rejeitado para o ambiente por perdas radiativas e convectivas (GUARRACINO *et al.*, 2016). Outra parte, aumenta a temperatura do módulo FV (HUIDE *et al.*, 2017) e reduz a eficiência de conversão. A presente dissertação busca através do arrefecimento passivo do módulo FV diminuir a temperatura de operação do mesmo reduzindo, assim, o efeito da perda de eficiência de conversão.

Quando postos em contato com água os módulos FV apresentam um comportamento diferenciado em relação à sua eficiência. Portanto, para incrementar a eficiência geral de conversão de módulos FV, a partir do resfriamento dos mesmos, alguns autores propõem uso de plantas fotovoltaico-térmicas (FVT), submersas ou flutuantes. As plantas FV flutuantes são o principal interesse da presente dissertação.

Segundo Moharram *et al.* (2013), a escolha por ambientes aquáticos vem em contraponto ao uso do ar, pois com este fluido de arrefecimento a temperatura de operação das células FV diminui até 4,7°C e a eficiência aumenta por volta de 2,6%. Enquanto que utilizando a água como fluido refrigerante, a temperatura do módulo FV reduz em torno de 8°C e a eficiência aumenta cerca de 3%.

Esta Seção apresentará uma breve introdução sobre os parâmetros que afetam o desempenho de módulos FV para em seguida apresentar algumas formas de arrefecimento de módulos FV utilizando água como fluido refrigerante.

2.1 Performance do módulo FV

A temperatura de operação do módulo FV determinada por um balanço de energia é um dos parâmetros mais importantes na avaliação a longo prazo de desempenho do módulo. Para maximizar a saída elétrica, o módulo FV deve operar em temperaturas próximas àquelas do NOCT (*Nominal Operation Cell Temperature* ou temperatura de operação nominal da célula) do módulo FV sob as condições ambientais locais de irradiação incidente, temperatura ambiente e velocidade de movimentação do ar. Mudanças na temperatura de operação vão afetar

a saída de eletricidade das células porque a tensão é altamente dependente da temperatura e um aumento na temperatura vai diminuir a tensão (FESHARAKI *et al.*, 2011).

Uma forma de avaliar a influência da temperatura no desempenho do módulo FV é analisando a resposta por meio de curvas características I-V. Essas curvas mostram a corrente em função da tensão no dispositivo e representam a operação de células FV. A curva é baseada na Equação de Shockley para o diodo ideal:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left\{ \frac{qV}{n\sigma T_p} \right\}} - 1 \right] \quad (2.1)$$

Onde I é a corrente, I_L (A) é a corrente fotogerada, I_0 (A) é a corrente de saturação reversa do diodo, n é o fator de idealidade do diodo (adimensional), V (V) é a tensão, q é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C), σ é a constante de Stefan-Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K) e T_p (K) é a temperatura de operação do módulo FV (PINHO e GALDINO, 2014).

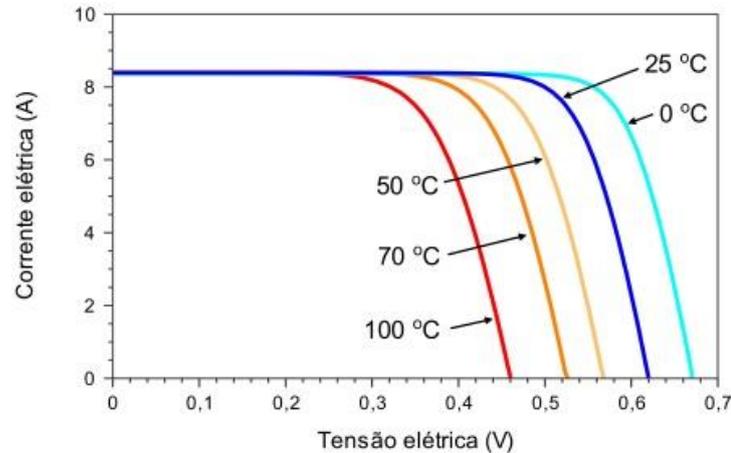
Informações de parâmetros elétricos característicos dos módulos FV podem ser abstraídos da curva I-V como: a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito, o fator de forma, a eficiência e o Ponto de Potência Máxima (*Maximum Power Point* ou MPP). A tensão de circuito aberto, máxima tensão que um módulo FV pode produzir, depende das correntes I_0 e I_L , além de ser influenciada pela temperatura T_p . A corrente de curto-circuito é a máxima corrente obtida na célula e depende da irradiância solar e de sua distribuição espectral, das propriedades ópticas do material da célula e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna (PINHO e GALDINO, 2014; DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A relação entre temperatura, tensão de circuito aberta e corrente de curto-circuito pode ser visualizada na Figura 2.1. A Figura 2.1 é apenas representativa do comportamento das curvas I-V que módulos FV apresentam quando operam com diferentes temperaturas.

Observando o comportamento da Curva I-V de células FV é possível visualizar o impacto que a temperatura de operação do módulo FV pode causar no seu desempenho, reduzindo sua eficiência e, conseqüentemente, a geração de eletricidade.

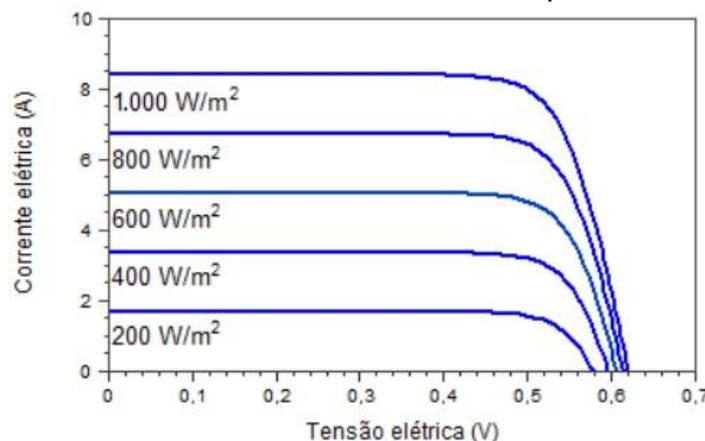
A Figura 2.2 mostra as curvas I-V para um módulo FV operando em uma temperatura fixa e em vários níveis de irradiância. A corrente de curto-circuito aumenta proporcionalmente à irradiância solar, enquanto a tensão de circuito aberto aumenta logaritmicamente (PINHO e GALDINO, 2014; DUFFIE e BECKMAN, 2013).

Figura 2.1 – Influência da temperatura de operação da célula FV para um nível de irradiância de 1.000 W/m²



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 2.2 – Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de célula FV de silício cristalino operando a 25 °C



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento na temperatura do módulo FV. Quando ocorre aumento nessa temperatura, a MPP é deslocada para a esquerda. A relação entre a curva I-V e a curva de potência-tensão (P-V) representa a correlação entre o MPP teórico, a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

2.2 Plantas FVT

Uma planta híbrida FVT aproveita a energia solar não convertida em eletricidade para fornecer, principalmente, calor a ambientes de ocupação humana como residências, edifícios comerciais etc. (HUIDE *et al.*, 2017). Essa solução é particularmente interessante em

aplicações residenciais especialmente em regiões de clima frio, onde a demanda por eletricidade e por água quente a baixa temperatura existe (GUARRACINO *et al.*, 2016). Mas o sistema FVT produz menos energia térmica devido ao fato de também produzir energia elétrica (HUIDE *et al.*, 2017).

Existem diferentes plantas híbridas FVT que utilizam água como fluido refrigerante. Um módulo solar resfriado com a ajuda da água consegue produzir mais energia elétrica do que um sem resfriamento (MOHARRAM *et al.*, 2013). O que justifica a escolha de arrefecimento passivo com água na presente dissertação.

Um módulo FVT pode ser resfriado por aspersão de água (Figura 2.3) em que uma bomba centrífuga é usada para forçar o fluxo de água através de bocais. O fluido é retirado de um tanque com o auxílio de um cano de sucção. Depois de passar pelo filtro, a água é transmitida para os bocais com a intenção de resfriar o módulo FV. Quando toca a superfície superior do módulo FV, a temperatura das células diminui e sua eficiência de conversão aumenta (SIECKER *et al.*, 2017).

Figura 2.3 – Representação esquemática de módulo solar híbrido FVT resfriado por aspersão de água



Fonte: Elaborado pelo autor.

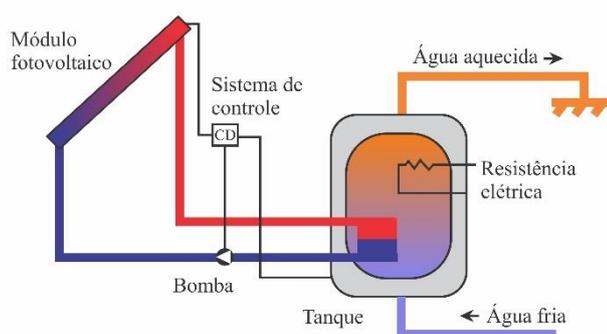
Os componentes que fazem parte do sistema de aspersão de água mostrado na Figura 2.3 são (de acordo com sua numeração correspondente da Figura 2.3):

1. Módulo FV.
2. Tanque de água.
3. Bomba centrífuga.
4. Filtro de água.
5. Bocais para aspersão.
6. Tubo coletor de água.

Utilizando esta técnica, o arrefecimento do módulo FV pode aumentar tanto a potência de saída (em torno de 50%) como a eficiência térmica. A desvantagem, neste caso, é o calor desperdiçado, pois a água que é aquecida durante o resfriamento do módulo FV não é reaproveitada para outro fim (SIECKER *et al.*, 2017).

Existe ainda as plantas FVT utilizando circulação forçada de água por bombeamento (Figura 2.4). Um módulo FVT resfriado por água tem estrutura similar ao coletor solar térmico baseado em água no qual uma lâmina metálica é utilizada como absorvedor ao ser anexada à parte traseira de um módulo FV. A placa absorvedora é conectada a tubos metálicos que são colocados por baixo nas formas de serpentina ou tubos paralelos por onde a água escorre (PREET, 2017).

Figura 2.4 – Módulo solar FVT com circulação forçada de água



Fonte: Adaptado de PAINEL SOLAR TÉRMICO (2018).

As eficiências elétrica e térmica são melhoradas e com o avanço da tecnologia a viabilidade econômica também. Wu *et al.* (2011) desenvolveram um modelo FVT com tubos para conduzir o fluido de resfriamento para prever a performance térmica-elétrica e constataram que a eficiência térmica, a elétrica e a exergia podem aumentar, respectivamente, em até 64%, 9% e 10%. Por meio da otimização da taxa de escoamento do fluido, é possível maximizar ainda mais a energia extraída dos coletores solares. A água aquecida cobre as necessidades de água quente, climatização do ambiente, iluminação e outras aplicações residenciais (SIECKER *et al.*, 2017).

As desvantagens de uma planta FVT com circulação forçada de água é que apresenta alto custo inicial para implantação em comparação com uma planta FV convencional, consome energia para circulação de água e não consegue alcançar eficiência ótima quando o escoamento é constante. O que pode ser corrigido com o uso de um fluxo de água variável de

acordo com o nível de irradiância local ou com a temperatura do módulo FV (SIECKER *et al.*, 2017).

2.3 Plantas FV submersas

Outra técnica que pode ser usada para resfriamento de módulos FV é a submersão destes em água. A técnica de imersão em líquido é simplesmente a submersão do módulo FV em um líquido para, assim, o fluido remover calor do módulo. A água usada na imersão diminui a temperatura de operação (YESILYURT *et al.*, 2018). Utilizando esta técnica os módulos FV podem ser colocados em grandes corpos d'água como rios, mares, lagoas, canais etc. (SIECKER *et al.*, 2017). Porém, deve-se tomar cuidado com a profundidade de imersão, já que segundo Sacramento (2015), o desempenho elétrico de módulos submersos decresce de forma acelerada depois de atingir uma profundidade de cerca de 6 mm.

Após uma simulação de um modelo ótico de três camadas com propriedades diferentes, Krauter (2004) encontrou que era possível obter-se um ganho de 3,2% na transmitância se o módulo estivesse em um meio físico com índice de refração 1,33 (caso da água). O índice de refração deve ser levado em conta, pois age como um concentrador solar.

As maiores parcelas do espectro da luz solar que são atenuadas pela existência de água como meio físico ocorrem justamente na região do espectro em que os módulos FV são menos eficazes. Esta solução só será efetiva se utilizada em regiões de altos níveis de irradiação e temperatura (SACRAMENTO, 2015). Na Figura 2.5, é possível identificar os principais componentes de um sistema FV imerso em água:

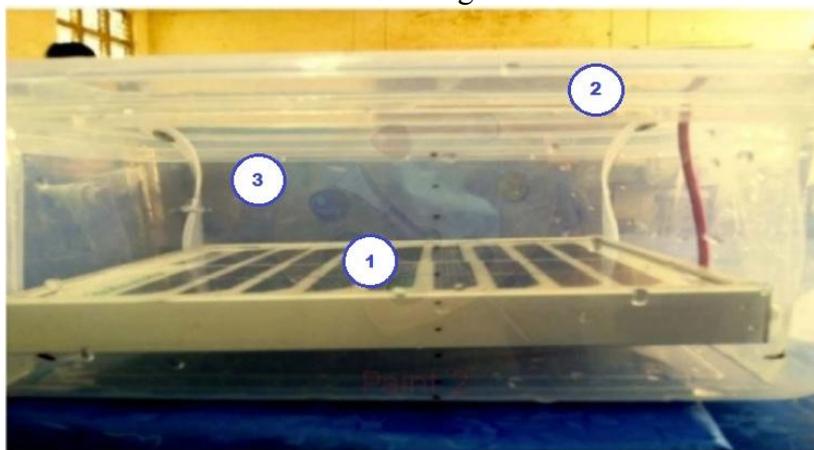
1. Módulo FV
2. Recipiente contendo água
3. Água.

Resultados mostram que a temperatura da superfície reduz, o que consequentemente eleva a eficiência elétrica. A eficiência aumentou de 40% – 69% a partir dos valores de referência. Outras vantagens desse tipo de sistema são o aumento da eficiência elétrica em dias claros, a característica ambientalmente amigável e a não exigência de ocupação de áreas terrestres (SIECKER *et al.*, 2017).

Porém, a eficiência diminui em dias nublados, a profundidade de submersão influencia no desempenho do módulo e, ao longo do tempo, a exposição a um meio com água ionizada afeta a eficiência elétrica (SIECKER *et al.*, 2017). Comumente são utilizados módulos

FV comercialmente disponíveis com as especificidades definidas pelos projetistas. Mas ainda não estão bem definidas na literatura o grau de degradação desses módulos.

Figura 2.5 – Módulo FV submerso em água



Fonte: Adaptado de Yesilyurt *et al.* (2018).

Um módulo FV imerso mantém a temperatura de operação estável e menor, além de reduzir a irradiância absorvida de acordo com a profundidade de submersão. Então a produção de eletricidade será maior ou menor dependendo do grau de imersão no fluido (CAZZANIGA *et al.*, 2017).

2.4 Plantas FV flutuantes

A experiência obtida com o uso de módulos submersos pode ser aproveitada para a instalação de módulos FV flutuantes, que pode ser vista na Figura 2.6. Esses módulos FV podem ser posicionados com uma inclinação arbitrária enquanto toda a sua estrutura de suporte pode girar em torno de um eixo por meio de um sistema de rastreamento solar. As plantas FV flutuantes melhoram a eficiência, principalmente quando usam módulos FV com rastreamento de um eixo, em relação às convencionais plantas FV (instaladas em solo e em telhados) e ainda utilizam o mesmo tipo de módulo FV disponível comercialmente (ROSA-CLOT e TINA, 2017; SAHU *et al.*, 2016).

Os custos de um sistema de rastreamento têm diminuído nos últimos anos, mas ainda causam uma elevação no preço final do projeto de até 8%. O objetivo de um sistema de seguimento solar é maximizar a produção anual de energia elétrica. Mas, o rastreamento tanto em plantas convencionais como em flutuantes nem sempre é utilizado, pois sua aplicação é preferível quando grandes áreas são ocupadas pela planta FV ou em regiões de maiores latitudes

em que se faz necessário o alinhamento dos módulos na direção da irradiação máxima (CAZZANIGA *et al.*, 2017). Os módulos FV flutuantes da presente dissertação operam em pequena área e em baixa latitude (próximo à Linha do Equador), por isso não utilizam sistema de rastreamento.

Figura 2.6 – Usina solar FV flutuante na Região Amazônica



Fonte: PORTAL SOLAR (2017).

A planta solar flutuante produz mais eletricidade do que plantas FV fabricadas para aplicações convencionais por causa do efeito de resfriamento (SAHU *et al.*, 2016). Esse novo tipo tecnológico de geração pode evitar que plantas FV ocupem áreas florestais, fazendas e edifícios (CHOI, 2014). Por isso esta forma de instalação é vantajosa em regiões onde há restrição de disponibilidade de áreas em terra firme (BORBA e NOVAK, 2018). Módulos FV flutuantes podem oferecer uma solução sem uso significativo de terreno e ainda possuem baixa demanda por água para limpeza (LIU *et al.*, 2017). Pois a deposição de sujeira nos módulos FV será menor. Além disso, não se fará emprego de água circulando de um reservatório para o módulo FV.

Os módulos FV flutuantes cobrem as superfícies de corpos d'água (reservatórios, lagos ou barragens) utilizados principalmente para irrigação. Contudo, a melhor localização para instalação do arranjo FV flutuante depende de diversos aspectos como: ambiental, econômico e técnico. Se as plantas flutuantes instaladas tiverem potência na ordem de centenas de megawatts (MW), é necessário dividir o arranjo FV em sub-arranjos para transmissão, do local de produção até o solo, dessa grande quantidade de energia elétrica na forma de blocos de eletricidade (SILVÉRIO *et al.*, 2018).

Para o desenvolvimento em larga escala da tecnologia FV é necessário grande ocupação de áreas de terra. Nos EUA, a capacidade de grandes plantas FV (com mais de 20

MW) em relação à ocupação de terrenos é de 23.500 m²/MW para plantas FV sem rastreamento e de 36.400 m²/MW para plantas FV com um eixo de rastreamento (CAZZANIGA *et al.*, 2017). Quanto maior a área necessária para instalação da planta FV, maiores serão os gastos com aquisição de terrenos. Os preços dos terrenos acabam provocando uma oneração no custo final da geração de energia elétrica. Portanto, ao deixar de ocupar áreas de terra, poupa-se áreas preciosas para diversas atividades humanas como agricultura, mineração, turismo etc. (SAHU *et al.*, 2016).

As plantas FV flutuantes apresentam uma lista de vantagens (SAHU *et al.*, 2016; ROSA-CLOT e TINA, 2017; MITTAL *et al.*, 2017):

1. Efeito de sombreamento na água capaz de manter a temperatura da mesma mais baixa, pois há redução da penetração da luz solar.
2. Redução na proliferação de algas causadoras de eutrofização, um problema de poluição mundial, pela não incidência direta de irradiação no meio aquático.
3. Redução na evaporação de água, pois conserva a água a uma temperatura mais baixa.
4. Aproveitamento da refletividade natural da superfície da água, no caso de utilização de módulos bifaciais.
5. Respeito ao uso da água, o que não acontece em outras atividades humanas, sob algumas condições gerais de não-poluição, eficiência, compactação, portabilidade e monitoramento remoto.
6. A deposição de sujeira é menos impactante, uma vez que o módulo FV está instalado em meio aquático.
7. Água para limpar os módulos está prontamente disponível.
8. Instalação em diversos tipos de corpos d'água: barragens de hidrelétricas, reservatórios de minas e pedreiras, tanques industriais, água em tratamento, reservatórios de irrigação etc.
9. A instalação de plantas FV flutuantes vai reduzir o uso de terras que podem ser utilizadas para outros fins, como produção de alimentos.
10. Plantas FV flutuantes instaladas em tanques de água de descarte na indústria contam para reduzir o saldo de emissão de carbono.
11. A construção desse tipo de planta não exige quase nenhum trabalho de fundação.

As desvantagens de plantas FV flutuantes ainda não estão bem definidas na literatura, mas segue algumas (SILVA e BRANCO, 2018):

1. Pássaros aquáticos podem ser atraídos para painéis causando mortalidade de pássaros na área.
2. Alguns lagos têm restrições por proteção da água.
3. Irradiação refletida pela superfície aquática só será direcionada se forem utilizados refletores solares.
4. Pode haver impactos prejudiciais no fundo dos lagos devido à ancoragem, estrutura de cabeamento, e trincheira no solo usada para conectar a estrutura flutuante à subestação.
5. Mudança na qualidade da água e aumento da turbidez da água causada pela rotatividade de sedimentos no fundo do lago durante a ancoragem.
6. Pode haver impacto prejudicial temporário no bentônico e outras comunidades aquáticas vivendo no fundo do lago devido à ancoragem e amarração por incremento de sólidos suspensos ou contato direto à estrutura.
7. Bloqueio da penetração da luz solar no lago, que é essencial para o crescimento de algas, responsáveis pela fotossíntese.

2.4.1 Classificação de plantas FV flutuantes

Os principais requisitos que uma planta FV flutuante deve atender são modularidade, flexibilidade, robustez, segurança, tamanho de estrutura ótimo, simplicidade de lançamento e custo mínimo. Os módulos FV devem ser montados em infraestruturas modulares (ver Figura 2.7), juntamente com suas conexões elétricas, próximos à margem antes de serem lançados na água. Essa estrutura deve ser capaz de ser modificada para que sistemas de rastreamento ou refletores possam ser implementados. Além disso, a estrutura também deve resistir aos esforços provocados pela ação dos ventos e das ondas (ROSA-CLOT e TINA, 2017).

Figura 2.7 – Conceito de plataforma (patente de 2008)



Fonte: Rosa-Clot e Tina (2017).

Nas plataformas devem haver espaços destinados ao livre acesso de operadores durante a manutenção sem o risco de choques elétricos. Outro ponto importante para garantir a segurança e, conseqüentemente, confiabilidade do sistema é a compatibilidade dos materiais, que fazem parte da estrutura flutuante, com a água.

As dimensões da estrutura precisam levar em consideração a logística de transporte e instalação na água. Quanto mais fácil for o transporte e a instalação, requerer-se-á métodos de lançamento mais simples que não utilizem guindastes ou algo mais complexo. Contudo, o custo associado à aquisição dos equipamentos, instalação e lançamento ainda não estão completamente definidos porque até agora não existem muitas referências para comparação (ROSA-CLOT e TINA, 2017).

Os componentes presentes numa planta FV flutuante que garantem o atendimento dos requisitos anteriormente citados são sistema flutuante, sistema de amarração, sistema FV, cabos e conectores (MITTAL *et al.*, 2017).

1. Sistema flutuante: combinação da estrutura e do flutuador.
2. Sistema de amarração: segura a estrutura por meio de cabos e âncoras para prevenir que os módulos FV virem ou flutuem para longe.
3. Sistema FV: módulos FV e componentes acessórios responsáveis por converter energia solar em energia elétrica.
4. Cabos e conectores: usados para transferir eletricidade do sistema FV para alguma subestação em terra.

As plantas FV flutuantes ainda podem ser classificadas de duas maneiras, uma considerando o uso de rastreamento solar e outra, o tipo de flutuante aplicado.

2.4.1.1 Baseado no rastreamento solar

A planta FV pode estar com ângulo de inclinação fixo em relação ao solo. Esse tipo de método tem um desenho mais simples. A maior vantagem está na redução do peso do sistema, o que facilita na escolha de uma estrutura flutuante (MITTAL *et al.*, 2017). Quando se encaminha para direções próximas à Linha do Equador, a inclinação ótima para um módulo fixo se aproxima de zero (ROSA-CLOT e TINA, 2017). Os módulos FV utilizados na presente dissertação estão localizados na latitude 3,74° S (próximo à Linha do Equador) num posicionamento fixo com inclinação de 0°.

Já o sistema de rastreamento é utilizado para acompanhar as variações do ângulo azimutal e da altura do sol (MITTAL *et al.*, 2017). O objetivo é maximizar a produção de energia

elétrica anual, desde que o ganho esteja associado ao alinhamento das células na direção da irradiância máxima. Porém, se os sensores baseados em controladores não têm design apropriado vão sofrer com um problema de seguimento em que procuram por um ponto brilhoso num céu nublado usando energia extra para rotacionar os motores (CAZZANIGA *et al.*, 2017). Um exemplo de planta FV flutuante com rastreamento instalada em reservatório presente em região de produção agrícola é apresentado na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Planta FV flutuante com rastreamento instalada em Holtville, Califórnia, EUA



Fonte: Vorrath (2015).

2.4.1.2 Baseado no flutuador

A geometria da estrutura flutuante deve levar em consideração dois aspectos: as dimensões dos módulos FV disponíveis comercialmente e a área coberta pela presença dos módulos no reservatório de água (SAHU *et al.*, 2016).

Uma planta flutuante do tipo pontão geralmente se refere a um dispositivo flutuante capaz de boiar com uma carga pesada, como pode ser visto na Figura 2.9. O design da plataforma deve sustentar adequado número de módulos, estejam em série e/ou paralelo, de acordo com as exigências de projeto e espaço disponível. A maioria dos módulos FV flutuantes já instalados utilizam esse conceito. As desvantagens encontram-se na limitação do tamanho da planta FV e na pouca tolerância às condições ambientais adversas (MITTAL *et al.*, 2017; SAHU *et al.*, 2016).

Esta solução deve ser cuidadosamente estudada para minimizar os custos ao mesmo tempo que mantém a flexibilidade exigida para receber diferentes módulos FV com suas respectivas inclinações e distâncias internas. Nesse caso, os problemas com a otimização dos

custos estão relacionados ao Fator de Empacotamento e ao custo da estrutura (ROSA-CLOT e TINA, 2017).

Figura 2.9 – Constituintes básicos de um flutuador do tipo pontão com 18 módulos FV



Fonte: Rosa-Clot e Tina (2017).

O arranjo FV flutuante ainda pode ser do tipo flexível que é um conceito recente que aplica módulos FV de filme fino numa tentativa de aumentar a confiabilidade sem perder desempenho elétrico. As principais vantagens são: a existência de uma tensão de superfície que mantém o arranjo próximo à água, a incidência da irradiação solar em diferentes ângulos, a menor infraestrutura exigida e a fácil deformação com o movimento das ondas (MITTAL *et al.*, 2017). As ondas, por sua vez, constituem o problema mais relevante quando se trata de estruturas flutuantes (ROSA-CLOT e TINA, 2017).

O terceiro tipo de estrutura flutuante é a submersa, anteriormente citada na Seção 2.3.

2.4.2 Estado da arte

O primeiro projeto piloto de planta FV flutuante foi construído na Califórnia em 2008 (LIU *et al.*, 2017). Como o primeiro projeto piloto é de 2008, ainda não está bem definida na literatura a depreciação sofrida pelos módulos FV flutuantes devido à exposição a um ambiente aquático. Desde o início a maioria dos projetos são feitos em instalações baseadas em estruturas flutuantes do tipo pontão estabelecidas em corpos d'água empregados principalmente para irrigação (TRAPANI e SANTEFÉ, 2014). Os arranjos FV flutuantes estão sendo testados e estudados em diferentes ambientes, porém o design complexo e os desafios encontrados em ambientes fora de áreas terrenas atrapalham a aplicação em larga escala (MITTAL *et al.*, 2017).

Entretanto, há a previsão de uma grande expansão do setor de energia elétrica FV flutuante caso o objetivo da Índia de instalar, até 2022, 100 GW de plantas FV flutuantes for alcançado (CAZZANIGA *et al.*, 2017). Na Tabela 2.1, pode-se ver algumas experiências já realizadas ou em realização na Índia.

Tabela 2.1 – Plantas FV flutuantes instaladas na Índia até 2017

Local	Capacidade instalada	Ano de instalação	Arranjo fotovoltaico	Descrição
New Town, West Bengal	10 kW	2014	40 módulos de 250 Wp	Planta conectada à rede. 101,2 m ² de área coberta. Geração mínima de 14 MWh anualmente.
Butibori, Nagpur	4,8 kWp	2016	16 módulos de 300 Wp	Gerar saldo nas emissões de carbono da planta térmica de carvão onde está localizada a planta FV.
Lago Dhanas	10 kWp	2016	34 módulos de 300 W	Arranjo de 7 fileiras em padrão hexagonal. Sistema de rastreamento de dois eixos.
Wayanad, Kerala	500 kWp	2016	1.938 módulos	Planta conectada à rede. 6.000 m ² de área ocupada. A maior planta solar flutuante da Índia.

Fonte: Adaptado de Mittal et al. (2017) e TNN (2017).

Choi (2014) compara a partir do ponto de vista do desempenho duas plantas FV flutuantes, uma com 100 kW e outra com 500 kW, com relação a plantas FV convencionais já instaladas. Mensalmente, durante o ano de 2012, a planta de 100 kW gerou 10.853 kWh e seu fator de capacidade médio foi de 14,9%. A planta de 500 kW, por sua vez, gerou 55.028 kWh e apresentou fator de capacidade médio de 15,2%. Para análise do comportamento térmico dos módulos, o autor compara uma planta FV flutuante de 2,4 kW com uma instalada no solo e verifica que durante a parte do dia em que há presença de luz solar, a temperatura do painel FV flutuante fica abaixo da temperatura do painel FV convencional. Durante dois meses do ano de 2012, foi constatado que a planta de 100 kW deslocava em média 5 m diariamente devido ao efeito do vento. O autor analisa que caso um vento de 2 m/s soprasse a estrutura rotacionaria e mudaria a quantidade de luz solar recebida.

Sacramento (2015) desenvolve um modelo elétrico-térmico representativo de painéis FV flutuantes operando na região do semiárido brasileiro, para tal faz comparações entre o módulo de silício cristalino instalado na água (Figura 2.10) e o módulo em solo. Os resultados

obtidos servem para fazer uma regressão linear que determine a temperatura de operação do módulo FV e sua eficiência de conversão. O autor também efetua um estudo de caso por meio do *software* PVSyst no Açude Castanhão, Ceará, Brasil. O uso de plantas FV flutuantes proporciona um ganho de 18% na eficiência de conversão de eletricidade, consequência do arrefecimento causado pelo contato com o fluido. O autor chega à conclusão de que a temperatura ambiente é a principal responsável pela elevação da temperatura do módulo. O modelo elétrico-térmico proposto desvia em até 10% dos valores medidos para o MPP por um traçador de curvas I-V.

Figura 2.10 – Módulo de 20 Wp policristalino flutuante em estrutura de isopor



Fonte: Sacramento (2015).

Sahu *et al.* (2016) comparam por meio de uma tabela de vantagens e desvantagens a tecnologia FV flutuante com outros tipos de instalação FV, como plantas convencionais, suspensas sobre canais e em mar aberto. Confrontam as plantas FV flutuantes com as instaladas convencionalmente ao exporem seus benefícios, desafios, custo, possibilidade de instalação em diferentes zonas climáticas e impactos ambientais. Os autores afirmam que a Ásia está com o maior e mais rápido crescimento do mercado FV flutuante, mas que oportunidades para este mercado podem surgir em países densamente populosos, caso do Brasil. Concluem que a maioria dos projetos já existentes incorpora módulos de silício cristalino que são incapazes de resistir a ambientes aquáticos agressivos. Ainda afirmam que a eficiência de um arranjo FV flutuante é 11% maior e que a evaporação da água é reduzida em até 70%, mas o investimento necessário é 1,2 vezes maior do que para plantas FV convencionais.

Cazzaniga *et al.* (2017) apresentam dois tipos de módulos FV flutuantes, o submerso e o pontão, apresentando suas características, vantagens e mostrando os diferentes critérios de classificação. Os dados experimentais analisados pelos autores vieram de duas plataformas instaladas na Itália, uma com 30 kWp e outra com 200 kWp. A irradiação refletida

da água na direção superior é significativa, portanto, consideram o uso de módulos bifaciais interessante. A lâmina de água aplicada sobre os módulos com grau de inclinação de 2° e com refletores foi essencial para manter os ganhos em energia na faixa de 10% – 20%, já que em dias ensolarados a concentração de raios solares eleva a temperatura de operação dos painéis até 80 °C. Na planta de 200 kWp, localizada em Suvereto, Itália, a produção de energia elétrica média acumulada durante 2 anos foi maior do que a obtida por simulação no *software* PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System* ou Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaico).

Galdino e Olivieri (2017) comparam instalações de módulos FV flutuantes já existentes no Japão, Coréia do Sul e Estados Unidos com dois projetos piloto desse tipo instalados em barragens hidroelétricas, um na região Nordeste e outro na região Norte do Brasil. Os autores questionam as vantagens de arranjos FV flutuantes indicadas tradicionalmente na literatura. Os autores concluem que as plantas FV flutuantes no Brasil apresentam peculiaridades diferentes daquelas implantadas em outros lugares, variando até quando trata-se de distintas regiões do país. A maior vantagem dessas plantas FV em reservatórios de hidrelétricas é o compartilhamento da infraestrutura existente de transmissão. Quando se trata de custos de instalação, as vantagens econômicas e técnicas de arranjos FV flutuantes estabelecidos no país ainda não estão bem claras. Por isso, os autores esperam que os dois projetos piloto possam fornecer importantes esclarecimentos a respeito desse tipo de planta FV.

Alencar Filho (2018) determina a eficiência instantânea do módulo FV em relação à proposição de estimativa de temperatura de operação a partir de um modelo matemático para cálculo da eficiência. Esse modelo representa a eficiência de conversão FV em função da temperatura do módulo FV. O estudo compara dois módulos de 20 Wp sem a moldura externa, sendo um deles alocado em um tanque de 12.000 L. Na primeira etapa do estudo, o módulo FV flutuante teve sua distância em relação ao espelho d'água variada. Após mudanças na estrutura flutuante, de isopor para PVC (Figura 2.11), houve maior fluxo de ar e, portanto, maior troca de calor por convecção. Quando compara o tempo em que a temperatura do painel FV flutuante ficava abaixo da temperatura do módulo FV convencional, o autor verifica que a estrutura flutuante de PVC mantém por mais tempo a temperatura do módulo flutuante menor do que a do módulo convencional.

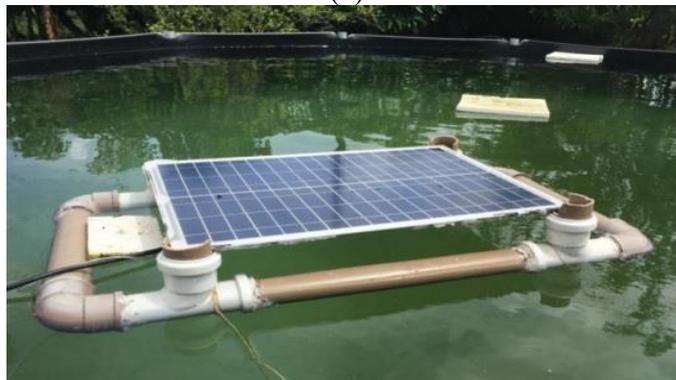
Borba e Novak (2018) apresentam uma revisão bibliográfica dos aspectos positivos e desafios enfrentados por plantas FV flutuantes dando destaque à instalação. Os autores verificam que a movimentação do conjunto na água pode alterar a orientação azimutal dos módulos FV reduzindo, assim, a eletricidade produzida. Além disso, a umidade é um fator

relevante, pois atravessa a parte posterior do módulo FV até atingir as células devido à característica construtiva do mesmo. Essa umidade pode gerar bolhas na parte inferior, ocasionar corrente de fuga, delaminação, corrosão das interconexões e perda da camada antirreflexo do vidro frontal. Após 200 horas de teste em ambiente de laboratório com umidade relativa de 100% e temperatura ambiente de 60°C acontece forte degradação. A degradação de potência ocorre ao longo do tempo e é proporcional à umidade relativa.

Figura 2.11 – Módulo FV instalado sobre água utilizando estrutura (a) de isopor e (b) de PVC



(a)



(b)

Fonte: Alencar Filho (2018).

Silvério *et al.* (2018) apresentam um procedimento para dimensionamento tanto econômico como técnico de plantas FV flutuantes que trabalham em conjunto com estações hidroelétricas. O caso em estudo é para plantas instaladas em hidrelétricas da Bacia do Rio São Francisco. A simulação foi realizada no *software* PVSyst com um modelo genérico de 60 painéis de silício policristalino de 250 Wp. Os autores averiguam que diferenças no clima e na inclinação dos módulos são as variáveis mais importantes para aumentar a eficiência. Verificam que mesmo em latitudes maiores do que a da Bacia do Rio São Francisco, o ângulo de inclinação não deve exceder 10° por causa da ação dos ventos, embora com estes ângulos a energia coletada pelos painéis FV não seja a máxima. O ganho médio de energia elétrica produzida

anualmente pela operação conjunta pode ser de aproximadamente 76% em plantas híbridas em comparação com a produção exclusiva por hidrelétricas. Sob a atual perspectiva regulatória do mercado de eletricidade brasileiro, só vale a pena a inclusão de módulos FV no escoamento natural do rio se o preço de produzir eletricidade a partir de ambos os recursos (solar FV e hidrelétrica) forem os mesmos.

A Tabela 2.2 apresenta um resumo sobre outras experiências envolvendo plantas FV flutuantes na literatura.

Tabela 2.2 – Resumo de experiências com plantas FV flutuantes

Autor(es)	Ano	Objetivos	Conclusões
Gisbert <i>et al.</i>	2013	Descrever novo sistema FV flutuante para reservatórios de água.	Praticável e economicamente viável.
Majid <i>et al.</i>	2014	Discutir a performance de um painel FV flutuante de 80 W com um dissipador de calor em um simulador de lagoa.	Em duas horas de experimento apresenta um aumento de até 15,5% no ganho de energia comparado a um painel FV normal.
Trapani e Santafé	2014	Revisar vários projetos realizados entre 2007 e 2013.	Todos os projetos existentes mantêm o uso de estrutura de pontão e incorpora painéis FV rígidos.
Santafé <i>et al.</i>	2015	Reduzir a evaporação de água enquanto energia elétrica é gerada por um sistema FV flutuante.	O sistema de módulos flutuantes de polietileno adaptável às variações no nível de água do reservatório é praticável e economicamente viável.
Kim <i>et al.</i>	2017	Visão geral do processo de construção de um sistema estrutural de geração FV flutuante de 1 MW fabricado com membros de polímero de fibra reforçada.	O membro de polímero de fibra reforçada apresenta performance superior na construção e eficácia de custo no sistema de geração FV flutuante.
Liu <i>et al.</i>	2017	Analisar as vantagens e o potencial de plantas FV flutuantes na China.	Eficiência de plantas FV flutuantes pode aumentar por volta de 1,6% – 2,0% comparada a FV terrestres.
Mittal <i>et al.</i>	2017	Avaliar algumas plantas FV flutuantes instaladas na Índia.	Planta FV flutuante de 1 MW poderia produzir mais

			de 18.000 kWh de energia elétrica por ano, poderia economizar 37.000.000 L de água e reduzir a emissão de CO ₂ em torno de 1,7 toneladas.
Abid <i>et al.</i>	2018	Avaliar os prospectos e destacar a importância da tecnologia de painel solar FV.	Essa tecnologia pode ser usada na maior parte dos territórios da Ásia Central e do Sul, especialmente Paquistão e Afeganistão. A instalação da tecnologia FV flutuante vai resolver os problemas de aquisição de terras.
Farfan e Breyer	2018	Analisar reservatórios de água que se tornam como baterias, onde a carga é a água armazenada para ser usada ou acumulada enquanto a energia solar direta está sendo usada.	Plantas solares FV flutuantes são capazes de prover mais eletricidade (6.270 TWh no total) do que energia hidrelétrica de reservatórios (2.510 TWh no total) em uma taxa de cobertura de 25%.
Pouran	2018	Analisar a inauguração da maior planta de energia solar flutuante do mundo com 70 MW em uma mina de carvão desmoronada na China.	China está tomando a liderança em energias renováveis e está se tornando um eixo de inovação em tecnologias de energia limpa.
Silva e Branco	2018	Visar e comparar os impactos de todas as fases da implementação de projeto de plantas FV convencionais e flutuantes.	A análise dos impactos ambientais também apontou resultados promissores em direção à instalação de painéis FV flutuantes em lagos artificiais e reservatórios com múltiplos uso.
Tina <i>et al.</i>	2018	Estender, por meios de formulação adequada, a análise potencial já desenvolvida para plantas FV convencionais para estruturas FV flutuantes.	Pelo tamanho compacto da planta FV flutuante e a disponibilidade ilimitada de superfície da água sugerem a transição de plantas flutuantes no cenário de tecnologia FV integrada e equipada com projetos

			apropriados de armazenamento.
Campana <i>et al.</i>	2019	Estudar a otimização de plantas FV flutuantes para cultivo de fazendas de camarão na Tailândia de um ponto de vista ambiental, técnico e econômico.	Plantas FV flutuantes podem ser combinadas no setor de fazenda de camarão para reduzir a pegada de carbono da produção de camarão e ao mesmo tempo produzir eletricidade a partir do tratamento de água não reaproveitável.

Fonte: Elaborado pelo autor.

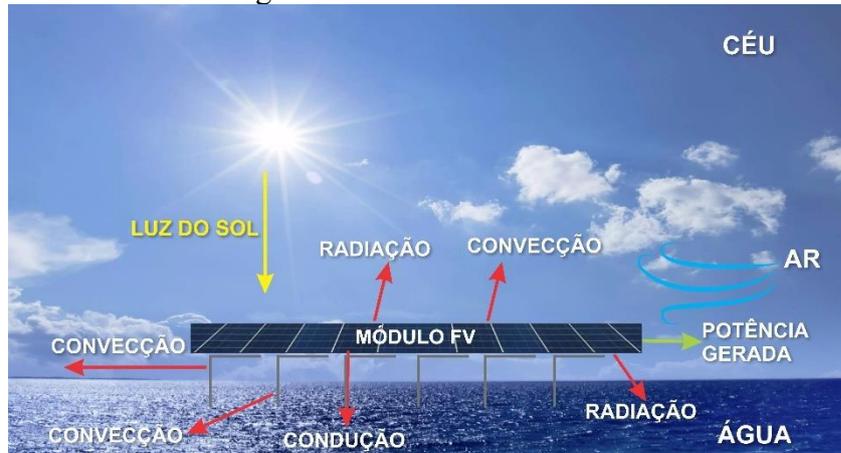
3 MODELAGEM DO ARREFECIMENTO DE MÓDULO FV FLUTUANTE UTILIZANDO PONTES DE CALOR

Dois experimentos envolvendo módulos FV flutuantes foram realizados no LEA/UFC, um por Sacramento (2015) e outro por Alencar Filho (2018). Alencar Filho (2018) constata que sem o contato direto com a superfície da água, os módulos FV praticamente não apresentavam redução na temperatura das células FV. Esse resultado é semelhante ao encontrado por Sacramento (2015), pois o contato direto do módulo FV com um reservatório térmico (massa de água) reduz efetivamente a temperatura de operação causando um ganho na eficiência de conversão. Contudo, o contato direto do módulo FV flutuante com a superfície da água causa degradação dos componentes do módulo FV.

A presente dissertação propõe o uso de aletas metálicas fixadas que desempenhem o papel de pontes de calor realizando o contato indireto entre a superfície posterior do módulo FV e o meio líquido. Para condução de calor até a água, sem intermediação do ar que apresenta baixo coeficiente convectivo, cerca de 100 vezes menor do que o coeficiente convectivo da água. Com a retirada de calor, há redução na temperatura de operação FV e, conseqüente elevação da eficiência do módulo, já que estas são grandezas inversamente proporcionais.

A irradiação incidente sobre o módulo FV produz corrente elétrica, representada na Figura 3.1 pela potência gerada, e calor responsável pela elevação da temperatura de operação. Esse calor é dissipado tanto pelas superfícies superior como inferior do módulo FV. Na superfície superior, as perdas ocorrem por radiação e convecção, a radiação deve-se à emissividade para a circunvizinhança e a convecção, ao contato com o ar. Já na superfície inferior as perdas ocorrem por radiação, convecção e condução. A perda por radiação deve-se à emissividade para a superfície da água, enquanto que por convecção deve-se às trocas de calor da ponte de calor com os dois fluidos. A condução acontece através do material metálico da ponte de calor.

Figura 3.1 – Balanço de energia em módulo FV flutuante com pontes de calor em contato com água



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1 Conceito básico sobre aletas

Aletas por definição são superfícies estendidas que aumentam a taxa de transferência de calor entre um sólido e um fluido adjacente. O papel desempenhado pelas aletas será de otimizar a troca de calor através do aumento da superfície de contato. Vários tipos de aletas estão presentes nas mais diversas aplicações industriais. Nas aletas ocorre a transferência de calor por condução no interior de um sólido e a transferência de calor por convecção (e/ou radiação) nas fronteiras do sólido (Incropera *et al.*, 2008).

As aletas são classificadas de acordo com a seção que apresentam, podendo ser de seção retangular, seção não-retangular, seção curva, em forma de pinos etc. O material a ser escolhido para as aletas deve apresentar uma boa condutividade térmica (k), pois esta característica tem efeito direto sobre a distribuição de temperatura ao longo da aleta e na taxa de transferência de calor.

Para determinar a taxa de transferência de calor associada a uma aleta, em primeiro lugar, deve-se obter a distribuição de temperaturas ao longo da aleta. Na prática, a aleta é fina e as variações de temperatura na direção normal no interior da aleta são pequenas quando comparadas à diferença de temperaturas entre a aleta e o ambiente. Contudo, a aleta em si representa uma resistência condutiva à transferência de calor na superfície original.

A efetividade da aleta é melhorada pelo aumento da razão entre o perímetro e a área da seção transversal. Por essa razão, o uso de aletas finas, porém com um pequeno espaçamento entre elas, é preferido, com a condição de que o espaçamento não seja reduzido a um valor no qual o escoamento do fluido entre elas seja prejudicado (Incropera *et al.*, 2008).

A efetividade da aleta também é melhorada pela seleção de um material com

elevada condutividade térmica. As ligas de alumínio são a opção mais comum, devido aos benefícios adicionais relacionados aos menores custo e peso (Incropera *et al.*, 2008). As aletas metálicas escolhidas para serem utilizadas na presente dissertação são fabricadas em alumínio e de seção retangular fina, como o modelo apresentado pela Figura 3.2.

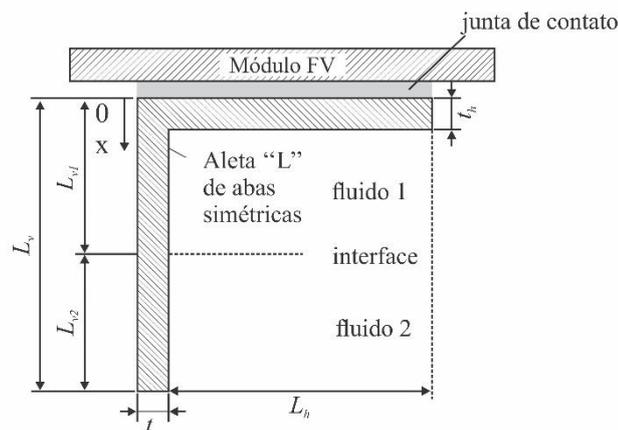
Figura 3.2 – Exemplo de aleta de seção retangular fina



Fonte: ALDIFER (2016).

A geometria da aleta de seção retangular (a partir daqui denominada ponte de calor) será no formato “L” com uma de suas abas fixadas na parte traseira do módulo FV e a outra aba em contato com o fluido no qual o módulo está imerso (ver Figura 3.3). A ideia é proporcionar o melhor contato térmico possível entre a ponte de calor e o módulo FV com o auxílio de uma pasta térmica cuja condutividade térmica deve ser, de preferência, maior do que $10 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e a camada a mais espessa possível para diminuir a resistência térmica na junta de contato entre o módulo FV e a ponte de calor.

Figura 3.3 – Geometria da ponte de calor “L” fixada sob o módulo FV imersa em dois fluidos



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 3.3 mostra um esquema de fixação da ponte de calor em formato “L” sob o módulo FV. Representados nesta figura estão a seção transversal da ponte com suas abas simétricas (tanto a aba horizontal como a vertical têm a mesma dimensão), a junta de contato que representa o filme delgado de pasta térmica, t_h e t_v que representam as espessuras das abas horizontal e vertical, respectivamente. O comprimento da aba vertical da ponte de calor denominado L_v é dividido nos trechos imersos no fluido 1 (L_{v1}) e no fluido 2 (L_{v2}). O comprimento da aba horizontal é identificado por L_h .

Uma característica importante da proposta da presente dissertação é mostrada na imersão da ponte de calor em dois fluidos, com uma interface entre eles. Para a modelagem das trocas de calor nas duas abas, é considerada a transferência de calor na aba vertical e na aba horizontal separadamente. Devido ao arranjo do conjunto módulo FV flutuante, pontes de calor e altura livre entre o módulo e a superfície da água, as trocas de calor acontecem predominantemente por convecção.

3.2 Balanço de energia de módulo FV flutuante utilizando pontes de calor imersas em dois fluidos

Um módulo FV flutuante na horizontal (ângulo de inclinação nulo) com pontes de calor metálicas fixadas em sua superfície posterior é posto para flutuar com o auxílio de flutuadores em um reservatório com água. Como o objetivo da proposta é realizar o arrefecimento passivo de módulo FV, é relevante começar o desenvolvimento da modelagem do comportamento térmico pelo balanço de energia. Como mencionado na Seção 3.1, as perdas de calor ocorrem por meio de três mecanismos: radiação, convecção e condução. A Figura 3.1 apresenta esses mecanismos e mais a potência gerada e a irradiação incidente.

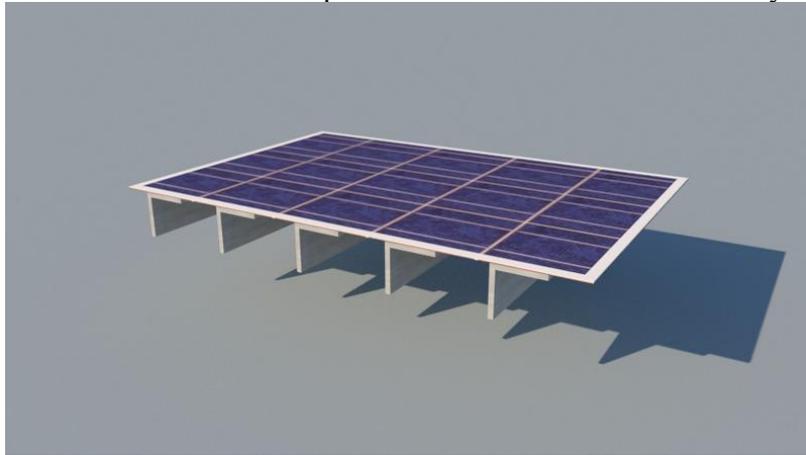
O balanço de energia do módulo FV flutuante com pontes de calor considera como a potência de entrada a energia solar incidente absorvida, que chega sobre a superfície do módulo FV. A perda na superfície superior deve-se às perdas por convecção e radiação para a vizinhança do módulo FV. A perda na superfície inferior deve-se ao calor dissipado pelas pontes de calor e às perdas ocorridas na parte não coberta por pontes de calor. A potência de saída está relacionada, por sua vez, com a geração de eletricidade ou potência útil.

Com o uso de ponte de calor o balanço de energia do módulo FV passa a incluir a taxa de calor dissipada por cada ponte de calor. O balanço de energia fica da forma:

$$\tau\alpha GA_p - q_s - q_i - W_{el} = 0 \quad (3.1)$$

Onde τ é a transmissividade da cobertura vítrea na superfície superior do módulo FV (assumido $\tau=1$), α é a absorptividade da superfície superior do módulo FV, G (W/m^2) é a irradiância incidente sobre essa mesma superfície, A_p (m^2) é a área do módulo FV, q_s (W) representa a taxa de calor perdida pela superfície superior do módulo FV, q_i (W) que é a taxa total de calor dissipada na superfície inferior do módulo FV e W_{el} (W) é a potência elétrica produzida. A Figura 3.4 apresenta um esquema de um módulo FV com pontes de calor simulado no PVSyst.

Figura 3.4 – Módulo FV com pontes de calor desenhado no PVSyst



Fonte: Melo (2019).

A expressão que representa q_s , segundo termo na Equação 3.1, é uma combinação das perdas por convecção para o ar (fluido 1) e por radiação para a vizinhança.

$$q_s = h_{c1}A_p(T_p - T_{\infty 1}) + F_{s-c\u00e9u}\varepsilon_s\sigma A_p(T_p^4 - T_{c\u00e9u}^4) \quad (3.2)$$

Onde h_{c1} ($\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$) é o coeficiente convectivo entre a superfície superior do módulo FV e o fluido 1, $F_{s-c\u00e9u}$ é o fator de forma entre a superfície superior do módulo e sua vizinhança (o céu e as superf\u00edcies circunvizinhas), ε_s é a emissividade da superfície superior do módulo e $T_{c\u00e9u}$ (K) é a temperatura do céu. $T_{c\u00e9u}$ depende da nebulosidade e umidade locais e representa a temperatura equivalente que deveria ser atribuída a um corpo negro para que emitisse o mesmo fluxo radiante que o céu (Andrade, 2008).

O h_c é a combinação da convecção natural e forçada entre a superfície aquecida e o ar que segundo Incropera *et al.* (2008) é:

$$h_c = \left[(0,54 \frac{k}{L_c} Ra^{1/4})^3 + 5,6^3 \right]^{1/3} \quad (3.3)$$

Onde L_c é o comprimento corrigido e Ra é um parâmetro adimensional conhecido como número de Rayleigh.

Segundo Andrade (2008), $T_{céu}$ é baseada na temperatura de orvalho (T_{orv} em K) calculada segundo a umidade relativa do ar diária. O valor de T_{orv} é obtido a partir da biblioteca para cálculos térmicos do *software* Coolprop e aplicado na Equação 3.4 utilizada por Andrade (2008):

$$T_{céu} = T_{\infty 1} \left[0,8 + \frac{T_{orv} - 273}{250} \right]^{1/4} \quad (3.4)$$

Onde $T_{\infty 1}$ é a temperatura do fluido 1. O *software* Coolprop é uma biblioteca C++ que implementa equações de propriedades de estado e transporte de fluidos (COOLPROP, 2019).

A dissipação de calor na superfície inferior do módulo FV flutuante inclui a taxa de calor dissipada na superfície nua (q_n), que é a parte posterior do módulo FV não coberta pelas abas horizontais das pontes de calor, e o calor dissipado nas pontes de calor.

$$q_i = q_n + N_f q_f \quad (3.5)$$

Onde q_f (W) é a taxa de calor total transferida através de uma ponte de calor e N_f representa o número de pontes de calor fixadas sob o módulo FV. A condição para que a quantidade ideal fornecida após a simulação não ultrapasse as dimensões do módulo FV está em função da largura da aba horizontal e do espaçamento entre as pontes de calor:

$$N_f < \frac{L_p}{t_v + L_h + l} \quad (3.6)$$

Onde L_p é a dimensão do módulo FV perpendicular ao eixo longitudinal da ponte de calor fixada, l é o espaçamento entre duas pontes de calor em sequência. O denominador da Equação 3.6 corresponde ao passo das pontes de calor.

A potência gerada (último termo da Equação 3.1) vai depender da relação entre a irradiância incidente útil capaz de produzir eletricidade e a eficiência do módulo FV (η_{el}). Neste

caso, a eficiência de conversão FV varia com a temperatura de operação do módulo FV conforme a Equação 3.8, que é baseada no modelo apresentado por Moring *et al.* (2004).

$$W_{el} = \eta_{el} G A_p \quad (3.7)$$

$$\eta_{el} = \eta_{NOCT} [1 + C(T_p - 25)] \quad (3.8)$$

Onde η_{NOCT} é a eficiência do módulo FV no NOCT (eficiência fornecida pelo fabricante), C é a constante de redução da eficiência que, no caso de células de silício policristalino, vale -0,5%/°C (Alencar Filho, 2018). Contudo, segundo Green (1982) o coeficiente de temperatura de células de silício cristalino vale -0,45%/°C.

3.3 Modelagem da condução de calor unidimensional em ponte de calor “L” fixada

Para efeito didático, considera-se os materiais da ponte de calor e da junção de contato homogêneos, assim como os fluidos nos quais está imersa também são. As camadas do módulo FV, o alumínio da ponte de calor e os fluidos (seja ar ou água) apresentam propriedades termofísicas constantes que levam a uma transferência de calor por condução unidimensional em cada trecho de seção reta uniforme, em regime estacionário. Para facilitar a modelagem da transferência de calor, a ponte de calor é dividida em trechos vertical e horizontal.

De início deve-se considerar duas condições de contorno da ponte de calor (Figura 3.3) imersa em dois fluidos denominados fluido 1 e fluido 2:

- Temperatura na interface ($x = L_{v1}$) entre os fluidos: T_i .
- Fluxo de calor na interface entre os fluidos: $q''(x)_{x \rightarrow Lv^-} = q''(x)_{x \rightarrow Lv^+}$.

3.3.1 Transferência de calor no trecho horizontal da ponte de calor

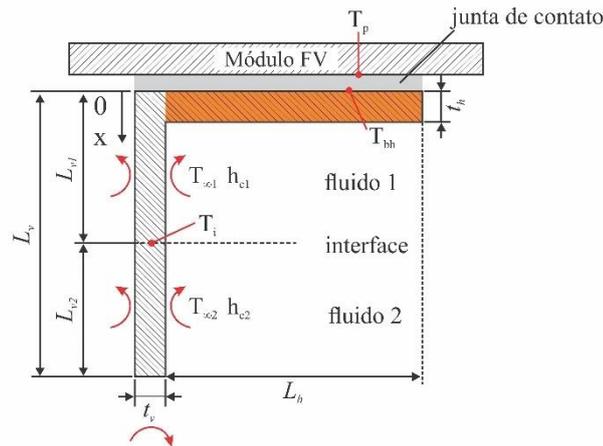
Deve-se considerar três condições de contorno no trecho horizontal da ponte de calor (ver Figura 3.5) imersa no fluido 1:

- Temperatura prescrita na base do trecho horizontal da ponte de calor ($x = 0$): T_{bh} .
- Convecção de calor na ponta do trecho horizontal ($x = t_h$):

$$-k \frac{dT}{dx} \Big| = h_{c1}(T_{bh} - T_{\infty 1}) \quad (3.9)$$

- Negligência da transferência de calor na lateral do trecho horizontal da ponte de calor devido à pequena espessura.

Figura 3.5 – Trecho horizontal da ponte de calor imerso no fluido 1



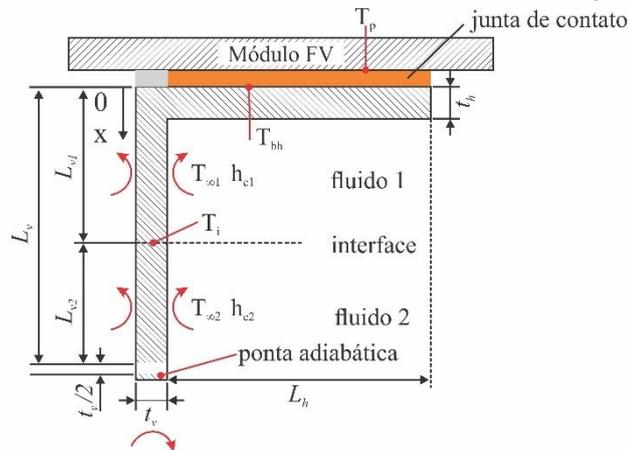
Fonte: Elaborado pelo autor.

Devido ao fluxo de calor através da aba horizontal ser cerca de 5 vezes menor do que o fluxo de calor na aba vertical e à espessura ser pequena, é possível negligenciar a transferência de calor nas laterais da ponte de calor horizontal e adotar o modelo de condução de calor unidimensional estacionária, representada por uma resistência térmica total através da aba horizontal (R_{Toth}):

$$R_{Toth} = R_{CDh} + R_{CVh} + R''_{TC} \quad (3.10)$$

R_{CDh} (resistência térmica à condução através da aba horizontal) junto com R_{CVh} (resistência térmica à convecção na superfície da aba horizontal em contato com o fluido 1) formam a resistência na aba horizontal da ponte de calor. A combinação dessa resistência térmica com a resistência à condução de calor (R''_{TC}) na junta de contato (Figura 3.6) fornece a R_{Toth} . Embora teorias tenham sido desenvolvidas para prever a resistência de contato, os resultados mais confiáveis são aqueles obtidos experimentalmente (Incropera *et al.*, 2008).

Figura 3.6 – Junta de contato sobre o trecho horizontal da ponte de calor



Fonte: Elaborado pelo autor.

A R_{CDh} (primeiro termo da Equação 3.10):

$$R_{CDh} = \frac{t_h}{kA_{sth}} \quad (3.11)$$

Onde A_{sth} é o produto entre a largura do módulo FV e a espessura da aleta.

O segundo termo da Equação 3.10 é:

$$R_{CVh} = \frac{1}{h_{c1}A_{sth}} \quad (3.12)$$

As resistências térmicas são determinadas em função de parâmetros constantes conhecidos e podem ser calculadas diretamente. Para determinar a solução da condução de calor no trecho horizontal da ponte de calor imerso em um fluido, parte-se da equação de fluxo de calor que envolve R_{Toth} :

$$q''_{bh} = \frac{\theta_{bh}}{R_{Toth}} \quad (3.13)$$

Onde q''_{bh} é o fluxo de calor na aba horizontal da ponte de calor e $\theta_{bh} = T_p - T_{\infty 1}$. Substituindo a Equação 3.10 na Equação 3.13, obtém-se:

$$q''_{bh} = \frac{T_p - T_{\infty 1}}{R''_{TC} + \frac{t_h}{kA_{sth}} + \frac{1}{h_{c1}A_{sth}}} \quad (3.14)$$

Rearranjando os termos, obtém-se a solução da condução de calor no trecho horizontal da ponte de calor fixada na forma simplificada:

$$q_{bh} = \frac{(T_p - T_{\infty 1})A_{sth}}{R''_{TC}A_{sth} + \frac{t_h}{k} + \frac{1}{h_{c1}}} \quad (3.15)$$

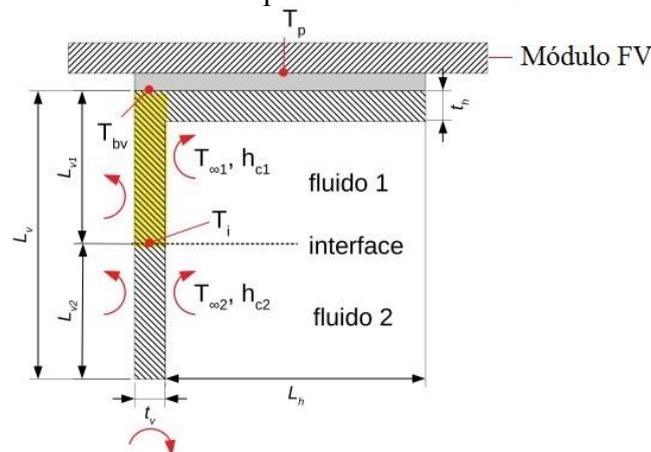
A incógnita desconhecida da Equação 3.15 é T_p .

3.3.2 Transferência de calor no trecho vertical da ponte de calor

No trecho vertical da ponte de calor a condução é assumida unidimensional ao longo da aba vertical com a temperatura na interface entre os dois fluidos sendo a mesma. Assumisse-se que cada trecho imerso em um fluido corresponde a uma aleta e o trecho vertical completo representa uma associação em série de duas aletas. Além disso, os efeitos de acumulação de calor são negligenciados.

Considerar as condições de contorno no trecho vertical da ponte de calor (Figura 3.7) imersa em dois fluidos denominados fluido 1 e fluido 2 são:

Figura 3.7 – Trecho vertical da ponte de calor imerso no fluido 1



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Temperatura prescrita na base do trecho vertical da ponte de calor ($x = 0$): T_{bv} .

- Continuidade da condução de calor na interface entre os fluidos 1 e 2 da ponte de calor:

$$k \frac{dT}{dx} \Big|_{(em\ x = L_{v1}^-)} = k \frac{dT}{dx} \Big|_{(em\ x = L_{v1}^+)} \quad (3.16)$$

- Convecção de calor na ponta da ponte de calor ($x = L_v$):

$$-k \frac{dT}{dx} \Big| = h_{C2}(T_{Lv} - T_{\infty 2}) \quad (3.17)$$

Onde h_{C2} (W/m².K) é o coeficiente convectivo entre a superfície da ponte de calor e o fluido 2, T_{Lv} é a temperatura na ponta da ponte de calor e $T_{\infty 2}$ é a temperatura do fluido 2.

Para determinar a solução da condução de calor no trecho vertical imerso no fluido 1, parte-se da equação de distribuição de temperatura θ_x (Incropera *et al.*, 2008):

$$\theta_x = \frac{\theta_{i1} \sinh(m_{v1}x) + \theta_{bv} \sinh(m_{v1}(L_{v1} - x))}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.18)$$

Onde $\theta_{i1} = T_i - T_{\infty 1}$, T_i é a temperatura da ponte de calor no ponto de interface entre dois fluidos e $m_{v1} = \sqrt{\frac{h_{C1}P_v}{kA_{stv}}}$ e P_v é o perímetro do trecho vertical.

O gradiente de temperatura é a derivada da Equação 3.18:

$$\frac{d\theta_x}{dx} = \frac{\theta_{i1} m_{v1} \cosh(m_{v1}x) - \theta_{bv} m_{v1} \cosh(m_{v1}(L_{v1} - x))}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.19)$$

A Equação 3.19 avaliada na base da ponte de calor ($x = 0$):

$$\frac{d\theta_x}{dx} = \frac{\theta_{i1} m_{v1} - \theta_{bv} m_{v1} \cosh(m_{v1}L_{v1})}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.20)$$

A partir da Equação 3.20 e da equação do fluxo de calor é possível determinar o fluxo de calor no trecho vertical da base da ponte de calor:

$$q''_{bv} = -km_{v1} \frac{\theta_{i1} - \theta_{bv} \cosh(m_{v1}L_{v1})}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.21)$$

A taxa de calor em $x = 0$ é definida como:

$$q_{bv} = -km_{v1}A_{stv} \frac{\theta_{i1} - \theta_{bv} \cosh(m_{v1}L_{v1})}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.22)$$

Agora parte-se para a análise da interface entre os fluidos 1 e 2, começando pelo gradiente de temperatura da Equação 3.19 avaliado em $x = L_{v1}^-$:

$$\frac{d\theta_x}{dx} = \frac{\theta_{i1}m_{v1} \cosh(m_{v1}L_{v1}) - \theta_{bv}m_{v1}}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.23)$$

Então, o fluxo de calor na interface é:

$$q''_{Lv1^-} = -km_{v1} \frac{\theta_{i1} \cosh(m_{v1}L_{v1}) - \theta_{bv}}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.24)$$

A taxa de calor resultante na interface é, portanto,

$$q_{Lv1^-} = -km_{v1}A_{stv} \frac{\theta_{i1} \cosh(m_{v1}L_{v1}) - \theta_{bv}}{\sinh(m_{v1}L_{v1})} \quad (3.25)$$

Em vez de usar uma expressão um tanto complicada para a transferência de calor em uma ponte de calor plana retangular com uma extremidade ativa, pode-se convenientemente aproximar por uma ponte com ponta adiabática, quando a extremidade da ponte é muito pequena. A expressão que define a condição de contorno na ponta da ponte de calor adiabática:

$$\left. \frac{dT}{dx} \right|_{(em x = L_v)} = 0 \quad (3.26)$$

Para começar a transformação de extremidade ativa em ponta adiabática faz-se uma correção no comprimento da ponte de calor da forma:

$$L_c = L_v + \frac{t_v}{2} \quad (3.27)$$

A correção mostrada na Equação 3.27 está baseada na hipótese de equivalência entre a transferência de calor na ponta da aleta real, com convecção na extremidade, e a transferência de calor em uma aleta hipotética, mais longa e com a extremidade adiabática. A condição para a validade da aproximação é:

$$\frac{h_{c2}t_v}{k} \leq 0,0625 \quad (3.28)$$

Isolando o termo da convecção, obtém-se:

$$h_{c2} \leq \frac{0,0625k}{t_v} \quad (3.29)$$

Agora a Equação 3.18 representa uma condição aproximada de ponta adiabática para o trecho vertical inferior imerso no fluido 2 (L_{v2}) (ver Figura 3.8) sob a ótica do sistema de equações seguinte:

$$\begin{cases} x' = x - L_{v1} \\ L_{v2c} = L_{v2} + \frac{t_v}{2} \\ x' = L_{v2c} \rightarrow -k \frac{dT}{dx'} = 0 \end{cases} \quad (3.30)$$

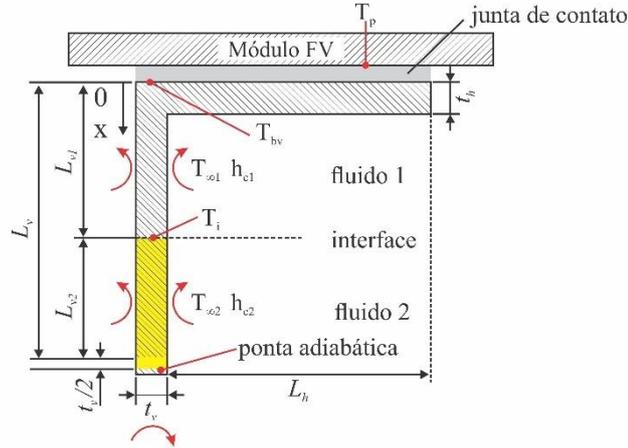
A primeira expressão da Equação 3.30 mostra a mudança de variável da posição x para x' para possibilitar a utilização da solução da condução unidimensional em ponte de calor com ponta adiabática.

A equação de distribuição de temperatura para o trecho inferior da aba vertical sem considerar a situação da ponta adiabática é da forma:

$$\theta_{x'} = \theta_{i2} \frac{\cosh [m_{v2}(L_{v2c} - x')] + \frac{h_{c2}}{m_{v2}k} \sinh [m_{v2}(L_{v2c} - x')]}{\cosh(m_{v2}L_{v2c}) + \frac{h_{c2}}{m_{v2}k} \sinh(m_{v2}L_{v2c})} \quad (3.31)$$

Onde $\theta_{i2} = T_i - T_{\infty 2}$ e $m_{v2} = \sqrt{\frac{h_{c2} P_v}{k A_{stv}}}$.

Figura 3.8 – Aleta com ponta adiabática



Fonte: Elaborado pelo autor.

Satisfazendo-se a condição da Equação 3.29 para aproximação por uma ponta adiabática, a Equação 3.31 torna-se:

$$\theta_{x'} = \theta_{i2} \frac{\cosh [m_{v2}(L_{v2c} - x')]}{\cosh(m_{v2}L_{v2c})} \quad (3.32)$$

O gradiente de temperatura em função de x' é:

$$\frac{d\theta_{x'}}{dx'} = -m_{v2}\theta_{i2} \frac{\sinh [m_{v2}(L_{v2c} - x')]}{\cosh(m_{v2}L_{v2c})} \quad (3.33)$$

Portanto, o fluxo de calor fica na forma:

$$q''_{L_{v2}x'} = km_{v2}\theta_{i2} \frac{\sinh [m_{v2}(L_{v2c} - x')]}{\cosh(m_{v2}L_{v2c})} \quad (3.34)$$

Considerando que $q_{L_{v2}x'} = q''_{L_{v2}x'} A_{stv}$ e $M_{v2} = km_{v2}\theta_{i2} A_{stv}$, a taxa de calor dissipada no trecho da aba vertical imerso no fluido 2 passa a ser:

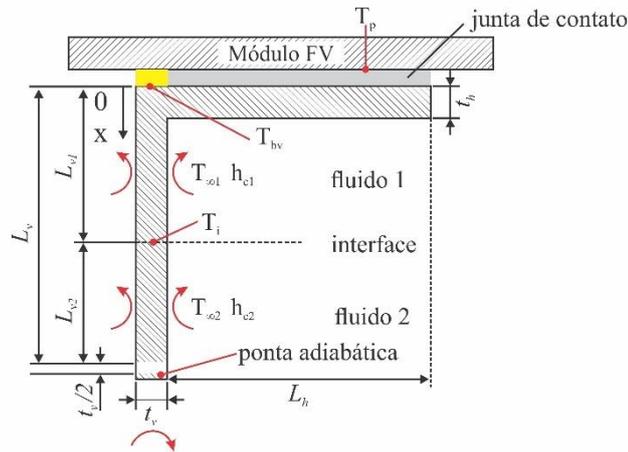
$$q_{L_{v2}x'} = M_{v2} \frac{\sinh [m_{v2}(L_{v2c} - x')]}{\cosh(m_{v2}L_{v2c})} \quad (3.35)$$

Avaliando a taxa de calor na interface entre os fluidos quando $x' = 0$ ou $x = L_{v1}$, obtém-se a expressão:

$$q_{v2} = M_{v2} \tanh (m_{v2}L_{v2c}) \quad (3.36)$$

Antes de finalizar a solução da condução de calor da ponte de calor, é preciso considerar R_{TC}'' correspondente ao trecho vertical (representada na Figura 3.9).

Figura 3.9 – Junta de contato do trecho vertical da ponte de calor



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$R_{TC}'' = \frac{T_p - T_{bv}}{q_{bv}''} \quad (3.37)$$

O termo desconhecido T_{bv} da Equação 3.37 pode ser expressado em função de T_p , q_{bv}'' e R_{TC}'' :

$$T_{bv} = T_p - q_{bv}'' R_{TC}'' \quad (3.38)$$

3.3.3 Balanço de energia no módulo FV com pontes de calor “L” fixadas e imersas em dois fluidos

O calor total transferido através de uma ponte de calor (q_f) é a combinação da taxa de calor dissipada na aba vertical e horizontal de cada ponte de calor.

$$q_f = q_{bv} + q_{bh} \quad (3.39)$$

Já o termo q_n da Equação 3.5 é uma combinação das perdas de calor por radiação para a superfície do fluido 2 e por convecção para o fluido 1:

$$q_n = W_p(L_p - N_f L_h)[\epsilon_i \sigma (T_p^4 - T_{\infty 2}^4) + h_{C1}(T_p - T_{\infty 1})] \quad (3.43)$$

Onde W_p (em m) é a dimensão do módulo FV paralela ao eixo longitudinal das pontes de calor fixadas.

De posse das Equações 3.2, 3.5, 3.7 e 3.43, substitui-se e rearranja-se os termos da Equação 3.1 obtendo o balanço de energia completo do módulo FV flutuante com pontes de calor:

$$\begin{aligned} (\tau\alpha - \eta_{el})GA_p - h_{C1}A_p(T_p - T_{\infty 1}) - F_{S-c\u00e9u}\epsilon_s\sigma A_p(T_p^4 - T_{c\u00e9u}^4) \\ - W_p(L_p - N_f L_h)[\epsilon_i \sigma (T_p^4 - T_{\infty 2}^4) + h_{C1}(T_p - T_{\infty 1})] \\ - N_f q_f = 0 \end{aligned} \quad (3.44)$$

A Tabela 3.1 é uma tabela resumo que relaciona as equações do modelo apresentado na presente Seção com seus respectivos parâmetros conhecidos e incógnitas a determinar.

Tabela 3.1 – Tabela resumo das equações da modelagem

Parâmetros conhecidos	Incógnitas	Equação
$h_{C1}, A_p, T_{\infty 1}, F_{S-c\u00e9u}, \epsilon_s, \sigma$	T_p	Equação 3.2
η_{NOCT}, C	T_p, η_{el}	Equação 3.8
$T_{\infty 1}, A_{sth}, R''_{TC}, t_h, k, h_{C1}$	q_{bh}, T_p	Equação 3.15
$k, m_{v1}, T_{\infty 1}, L_{v1}$	$T_p, T_{bv}, T_i, q''_{bv}$	Equação 3.21
R''_{TC}	q''_{bv}, T_{bv}, T_p	Equação 3.38
$W_p, L_p, N_f, L_h, \epsilon_i, \sigma, T_{\infty 2}, h_{C1}, T_{\infty 1}$	q_n, T_p	Equação 3.43
$\tau, \alpha, G, A_p, h_{C1}, T_{\infty 1}, F_{S-c\u00e9u}, \epsilon_s, \sigma, T_{c\u00e9u}$	η_{el}, T_p, q_f	Equação 3.44
$W_p, L_p, N_f, L_h, \epsilon_i, T_{\infty 2}$		

Fonte: Elaborado pelo autor.

4 METODOLOGIA

As atividades da presente dissertação foram divididas em duas etapas. Na Primeira Etapa, ocorreu a modelagem do módulo FV flutuante sem aletas e com aletas. Essa modelagem é flexível e adaptável para módulos FV de diversas potências e dimensões. Primeiro foi feita a configuração do módulo FV sem aletas implementada em uma planilha de cálculo eletrônica do LibreOffice Calc para verificar a validade do modelo desenvolvido e prever a viabilidade da solução proposta.

Depois de realizar a simulação com o auxílio de um *solver*, então, foi feita a comparação com os dados apresentados por Alencar Filho (2018) e foram obtidos os parâmetros de ajuste da modelagem. Em seguida foi feita a estimativa do comportamento elétrico e térmico de um módulo FV flutuante com ponte de calor nas condições meteorológicas de Fortaleza.

Na Segunda Etapa, experimentos foram realizados com módulo FV flutuante com pontes de calor fixadas em sua parte posterior e com módulo FV convencional para comparação do desempenho térmico-elétrico dos dois. Além da validação da modelagem de módulo FV flutuante com pontes de calor.

Nas duas etapas, dados meteorológicos como irradiância, temperatura ambiente, temperatura da água e velocidade do vento foram colhidos para avaliação das condições ambientais que influenciam no comportamento térmico e, conseqüentemente, no desempenho do módulo FV. A avaliação ocorrerá pela comparação das curvas de comportamento térmico e elétrico dos dois módulos FV em teste na Seção 5.

Tanto na Primeira como na Segunda Etapa, os dados obtidos foram classificados segundo a categorização proposta na Tabela 4.1, que propõe uma divisão dos dias de acordo com o nível de irradiação. A categorização é baseada no cálculo da área sob as respectivas curvas de irradiância. Essa classificação visa avaliar de forma mais detalhada a representatividade do modelo sob diferentes níveis de irradiação, o que não ocorre na literatura.

Tabela 4.1 – Classificação dos dias de acordo com o nível de irradiação

Faixa de irradiação diária	Classificação
0 a 2.500 Wh/m ²	Mínima irradiação
2.501 a 5.000 Wh/m ²	Média irradiação
5.001 Wh/m ² ou mais	Máxima irradiação

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além das informações meteorológicas também foram monitorados os valores de temperatura de operação dos módulos FV, temperatura da aleta e tensão e corrente.

4.1 Primeira Etapa

A fase inicial da Primeira Etapa consistiu na modelagem do balanço de energia para um módulo FV flutuante sem aletas sobre água em repouso, esta configuração pode ser vista na Figura 2.11 (b).

A modelagem apresentada na Seção 3 foi implementada em uma planilha eletrônica de cálculo do *software* LibreOffice Calc que é de código aberto e uso livre. O componente *solver* do Calc permite resolver problemas de otimização no qual o valor ideal de uma célula específica da planilha deve ser calculado com base nas restrições previstas em outras células (LibreOffice, 2018). O solucionador não-linear DEPS (*Differential Evolution and Particle Swarm Optimization* ou Evolução Diferencial baseada em Enxame de Partículas), que é aplicado pelo *software* LibreOffice Calc, foi escolhido para realizar o procedimento iterativo de solução das equações não-lineares do modelo.

DEPS, um método de otimização estocástico baseado em população, já foi aplicado com sucesso em uma ampla variedade de problemas. Este método mantém um enxame de partículas, onde cada partícula representa um candidato à solução. Partículas seguem um comportamento muito simples: imitam o sucesso das partículas vizinhas, assim o próprio sucesso é conquistado. A posição de uma partícula é desta maneira influenciada pela melhor partícula na vizinhança, assim como a melhor solução encontrada para a partícula (Omran *et al.*, 2017).

As equações representativas do modelo são não-lineares e as incógnitas presentes nessas equações são implícitas, portanto, a solução das equações requer o procedimento numérico iterativo realizado pelo *solver* DEPS para encontrar o zero da função. Para o procedimento iterativo alcançar uma solução razoável definiu-se um valor de tolerância para o resíduo da ordem de 10^{-6} .

O primeiro equacionamento testado foi para um módulo FV flutuante sobre um espelho d'água sem uso de pontes de calor e nenhum contato direto com a água. Portanto, a simulação foi feita com a entrada referente ao número de aletas com valor nulo ($N_f = 0$). As condições de contorno consideraram o módulo em regime estacionário de trocas de calor. A escolha por um módulo sem pontes de calor para ajuste permitiu a calibração de parâmetros que tornaram o modelo mais próximo da realidade.

Os parâmetros envolvidos na simulação desse módulo FV foram transmissividade, absortividade, irradiância, velocidade do vento, coeficiente convectivo, emissividade,

temperatura do céu, do módulo FV, da água e do ambiente. As temperaturas foram medidas por sensores de temperatura descritos na Subseção 4.3.1.

A validação da Primeira Etapa dependeu de ajustes feitos após comparações com as medições realizadas no LEA/UFC por Alencar Filho (2018). Essas medições foram feitas com o auxílio de sensores e de um Sistema de Aquisição de Dados (SAD) que serão apresentados na Seção 4.3.

Os dados utilizados para a calibração do modelo foram coletados continuamente no período de 28/03/2018 a 02/05/2018. Deve-se ressaltar que os meses de março, abril e maio de 2018 foram típicos do período chuvoso em Fortaleza, com precipitação mensal de 255,7, 275,4 e 253,6 milímetros, respectivamente (FUNCEME, 2018).

Os experimentos utilizados durante esta etapa empregaram um módulo FV flutuante com inclinação de 0° suspenso sobre a água com o auxílio de um flutuador de PVC. A água estava armazenada em um tanque de 12.000 L. Na Figura 2.11(b) pode-se visualizar o experimento da Primeira Etapa.

Após ajustados os parâmetros do modelo, o objetivo era determinar a temperatura que um módulo FV flutuante com pontes de calor fixadas apresentaria. Para tal, três incógnitas variaram durante o processo de iteração, essas incógnitas e suas respectivas equações são mostradas na Tabela 4.2. Contudo, a simulação de um módulo FV flutuante sem ponte de calor utilizou apenas uma incógnita (T_p) durante o processo iterativo.

As principais informações obtidas ao final da Primeira Etapa dizem respeito aos valores do coeficiente convectivo, da absorvidade e da resistência térmica na junta de contato, à adequação do modelo para previsão de temperatura do módulo FV flutuante e à quantidade de pontes de calor a ser utilizada nos experimentos da Segunda Etapa.

Tabela 4.2 – Incógnitas do processo iterativo

Incógnita	Parâmetro	Equação
T_i	Temperatura da ponte de calor na interface entre dois fluidos	Equação 3.22
T_{bv}	Temperatura na base do trecho vertical da ponte de calor	Equação 3.38
T_p	Temperatura na superfície inferior do módulo FV	Equação 3.44

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Segunda Etapa

Já de posse de todos os parâmetros e com o número de pontes de calor definido, partiu-se para a Segunda Etapa do projeto da presente dissertação. Na Segunda Etapa, comparou-se a redução na temperatura de operação de um módulo FV com pontes para arrefecimento com a temperatura de um módulo FV convencional, classificado assim por ser um módulo FV instalado no telhado, forma comum de instalação. Então, a validação do balanço de energia de um módulo FV flutuante com pontes de calor foi realizada. Outro objetivo dessa etapa foi a determinação da diferença entre o desempenho elétrico de um módulo FV com pontes de calor e o desempenho de um módulo FV convencional.

O período em estudo na Segunda Etapa corresponde de 09/02/2019 a 07/07/2019 em que um módulo FV flutuante disposto conforme a Figura 4.2 e um módulo FV convencional disposto conforme a Figura 4.3, alocados no LEA/UFC, tiveram seus dados coletados. Apenas os dados coletados entre 6:00 e 18:00 horas, pois fora desse intervalo de tempo a irradiância é nula. Deve-se ressaltar que os meses de fevereiro, março, abril, maio, junho e julho de 2019 foram chuvosos em Fortaleza, com precipitação mensal de 362,4, 519,8, 517,0, 341,2, 217,5 e 79,0 milímetros, respectivamente (FUNCEME, 2019).

A Tabela 4.3 mostra a frequência dos dias distribuída pela classificação dada na Tabela 4.1.

Tabela 4.3 – Frequência dos dias com níveis mínimo, médio e máximo de irradiação

Classificação da irradiação diária	Quantidade de dias	Frequência dos dias
Mínima irradiação	18	14,4%
Média irradiação	61	48,8%
Máxima irradiação	46	36,8%
Total	125	100%

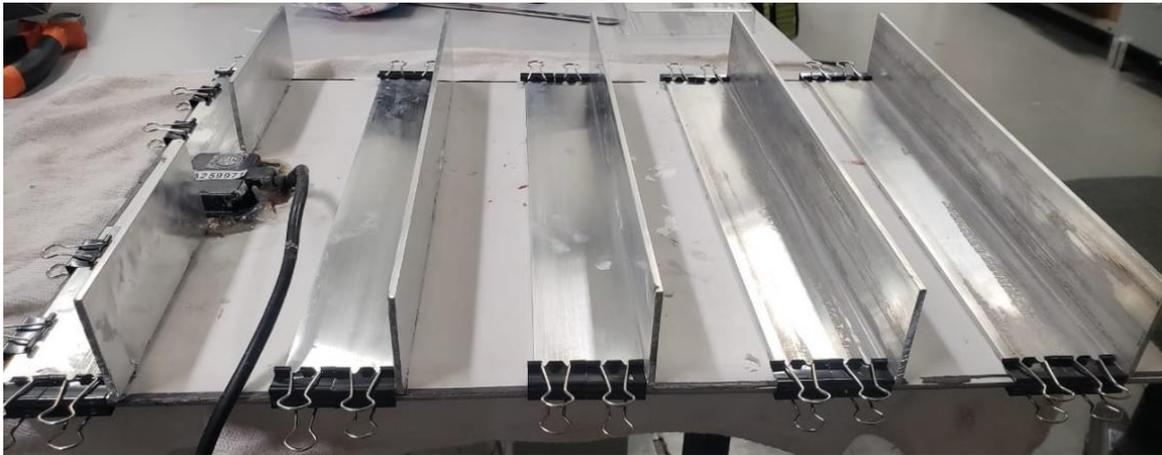
Fonte: Elaborado pelo autor.

As comparações do comportamento térmico e elétrico da proposta flutuante com o módulo convencional dependeram de experimentos realizados no LEA/UFC utilizando basicamente a mesma estrutura da Primeira Etapa. Porém, com um tanque de 310 L de capacidade. A estrutura aproveitada pela Segunda Etapa incluiu os módulos FV, os sensores de medição de temperatura, o piranômetro, os sensores de tensão e corrente e o SAD.

A principal diferença entre a aquisição de dados da Primeira Etapa e da Segunda foi a aferição da temperatura na ponte de calor de alumínio. Essa medição foi importante para acompanhar a condução de calor pela estrutura de alumínio até o contato com a água. A Figura 4.1 apresenta as pontes com os fixadores de alumínio, que servem para garantir o contato entre a superfície posterior do módulo FV e a aba horizontal da ponte de calor.

Para os experimentos desenvolvidos no LEA/UFC utilizou-se o módulo FV de silício policristalino sem moldura de 20 Wp modelo KS20T cujas especificações são apresentadas na Tabela 4.4.

Figura 4.1 – Disposição das aletas de alumínio na parte posterior do módulo FV



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.4 – Especificações do módulo FV modelo KS20T

Característica	Valor
Potência nominal	20 Wp
Tensão de circuito aberto	21,7 V
Corrente de curto-circuito	1,26 A
Irradiância NOCT	1.000 W/m ²
Temperatura NOCT	25°C
Eficiência de conversão FV	14%
Comprimento do módulo sem moldura	0,512 m
Largura do módulo sem moldura	0,344 m
Massa do módulo sem moldura	1,76 kg

Fonte: Adaptado de KYOCERA SOLAR (2018).

O dimensionamento da aleta em formato “L” de abas simétricas (Figura 4.1) com 40% da aba vertical submersa em água levou em consideração a largura do módulo FV e as opções de cantoneiras disponíveis comercialmente a nível local. A distância existente entre a superfície inferior do módulo FV e o espelho d’água impede o contato direto da água com o módulo FV, o que pode vir a prejudicar o mesmo a longo prazo. A Tabela 4.5 expõe algumas características da ponte de calor de alumínio utilizada.

Como a aba vertical da ponte de calor mede 50 mm e a caixa de saída elétrica tem 15 mm de altura, o contato entre esta última e a superfície da água só será impedido se a imersão máxima da ponte de calor em água for de 30 mm. Após uma análise da sensibilidade do modelo de acordo com a profundidade de imersão, constatou-se que se a imersão for de apenas 5 mm a

temperatura do módulo FV será 3,4°C acima da temperatura de um módulo com 30 mm de imersão. Já quando 20 mm está imerso, a temperatura do módulo fica apenas 0,7°C acima da situação com imersão de 30 mm. Conforme mostra a Tabela 4.5 decidiu-se pela imersão de 20 mm da ponte de calor em água.

O alumínio, por sua vez, é escolhido como material das pontes de calor devido à condutividade térmica, peso e baixo custo. Segundo a revista “Valor Econômico” no dia 26 de abril de 2019 na Bolsa de Metais de Londres, o alumínio custava US\$ 1.832,00 por tonelada, enquanto o cobre custava US\$ 6.393,00 por tonelada (VALOR ECONÔMICO, 2019). Ou seja, a tonelada do alumínio custava cerca de 29% da tonelada do cobre.

Tabela 4.5 – Ponte de calor de alumínio utilizada

Característica	Valor
Aba horizontal	50 mm
Aba vertical	50 mm
Espessura	3 mm
Comprimento	344 mm
Profundidade imersa na água	20 mm
Massa	0,29 kg

Fonte: Elaborado pelo autor.

Algumas características do alumínio são apresentadas na Tabela 4.6, entretanto apenas as propriedades de condutividade térmica e massa específica foram utilizadas na modelagem. Como não houve caracterização do alumínio da ponte de calor, adotou-se valores típicos encontrados na literatura.

Tabela 4.6 – Especificações do alumínio

Propriedade	Valor
Massa atômica	26,98 g/mol
Densidade	2,77 kg/m ³
Calor específico	944 J/kg.K
Condutividade térmica	190 W/m.K

Fonte: AZO Materials.

O contato das pontes de calor com a parte posterior do módulo FV foi feito com o auxílio da pasta térmica MGZ-NDSG-N15M-R1 que proporciona boa condutibilidade térmica na junta de contato (representada na Figura 3.3). Importante aspecto durante a instalação foi assegurar que a espessura dessa junta fosse menor possível para que, juntamente com a característica de boa condutibilidade térmica da pasta, obtivesse uma resistência térmica mínima que foi de $5 \times 10^{-4} \text{ m}^2\text{K/W}$. O valor da resistência térmica foi resultante de ajustes na

simulação considerando tanto a condutividade térmica da pasta térmica como do ar intersticial.

As especificações da pasta térmica a ser empregada e da resistência térmica de contato entre a superfície inferior do módulo FV e a aba horizontal da ponte de calor encontram-se na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Pasta térmica MGZ-NDSG-N15M-R1

Propriedade	Valor
Condutividade térmica	11 W/mK
Massa específica (a 25 °C)	2,6 g/cm ³
Resistência de contato devido à pasta térmica e ao ar intersticial	5×10^{-4} m ² K/W

Fonte: COOLER MASTER (2018).

Esperou-se determinar na Segunda Etapa a adequação do modelo desenvolvido na Seção 3 e de sua modelagem no LibreOffice Calc. Pois, os resultados experimentais serviram como referência para avaliar o grau de representatividade pelo valor de tolerância estipulado que o modelo possui. Além de provar a efetividade do uso de aletas como pontes de calor.

A conclusão da Segunda Etapa deu-se com a avaliação nos ganhos de desempenho do módulo FV flutuante com pontes de calor (apresentado na Figura 4.2) comparado a um módulo FV convencional (apresentado na Figura 4.3).

Figura 4.2 – Módulo de 20 Wp flutuante com pontes de calor apoiado em suporte no LEA/UFC



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.3 – Módulo de 20 Wp instalado no telhado do LEA/UFC



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Sensores

Sensores foram utilizados para realizar medições de temperatura de operação do módulo FV, da aleta, da água, ambiente, irradiância, tensão e corrente elétrica, cujos dados foram exportados e tratados como gráficos.

4.3.1 Sensor de temperatura

Os sensores aplicados no presente estudo foram do tipo PT100 à prova d'água, como pode ser visto na Figura 4.4. O PT100 é um detector de temperatura por resistência de platina, possuindo modo de conexão de 3 fios e realizando medições de temperatura ao correlacionar essas com a resistência elétrica. A faixa de temperatura lida pelo PT100 utilizado varia de 0°C a 100°C (Alencar Filho, 2018; TERMOPARES, 2018).

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 (esses ajustes foram realizados no início do experimento);
- Dispensa o uso de cabos de extensão e compensação para ligação;
- Aplicável em diversos ambientes incluindo a água;
- Pouco influenciável por ruídos elétricos;
- Estável a longo prazo.

Figura 4.4 – Sensor de temperatura PT100



Fonte: Elaborado pelo autor.

Mas o emprego do termorresistor 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.

Para aferição da temperatura de operação do módulo FV, o PT100 foi posicionado no centro da parte traseira do módulo FV. O sensor utilizado para medir a temperatura da água foi apoiado em uma placa de isopor para manter sua flutuabilidade e apenas o seu corpo de platina entrou em contato com o fluido. A fixação dos sensores de temperatura foi feita com fita adesiva reforçada de alumínio comumente utilizada em reparos provisórios em materiais náuticos. A Tabela 4.8 mostra as variáveis medidas.

Tabela 4.8 – Variáveis medidas pelos sensores PT100

Temp. ambiente	Temperatura ambiente no LEA/UFC
Temp. água	Temperatura da água no tanque
Temp. módulo convencional	Temperatura sob a superfície posterior do módulo FV convencional
Temp. módulo flutuante	Temperatura sob a superfície posterior do módulo FV flutuante
Temp. aleta	Temperatura na aba vertical exposta ao ar da ponte de calor de alumínio

Fonte: Elaborado pelo autor.

A calibração dos PT100 foi realizada por determinação da escala de temperatura do sensor. Para tal, foram escolhidos três pontos de temperatura da água: temperatura de congelamento, temperatura da água ambiente e temperatura de ebulição. Após isso, a equação de escala do PT100 foi aplicada em planilha para correção dos valores medidos.

4.3.2 Piranômetro

O piranômetro é um sensor usado para medir a irradiação solar. As medições da irradiância solar global horizontal incidente dadas em W/m^2 foram realizadas pelo piranômetro modelo LP02. As especificações do piranômetro instalado no LEA/UFC são fornecidas na Tabela 4.9. Este modelo cumpre com as especificações para piranômetros de segunda classe conforme padrão ISO 9060. O LP02 (Figura 4.5) é largamente utilizado em monitoramento de performance de sistemas FV.

Tabela 4.9 – Especificação do piranômetro LP02

Propriedade	Valor
Classe	C (segunda classe)
Saída	V
Incerteza de calibração	< 1,8%
Sensibilidade nominal	$15 \times 10^{-6} V/(W/m^2)$
Tempo de resposta (95%)	18 s
Faixa de medição	0 a 2.000 W/m^2

Fonte: Adaptado de Hukseflux (2018).

Figura 4.5 – Piranômetro modelo LP02



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3 Sensores de corrente e tensão

O sensor de corrente modelo ACS712 realiza medições na faixa de $-30 A - +30 A$ com tempo de resposta de $5\mu s$ e erro de 1,5% a uma temperatura de $25^{\circ}C$. 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 4.6 mostra os sensores de tensão-corrente conectados ao módulo de comunicação.

As informações obtidas de corrente e tensão foram utilizadas para determinar a potência instantânea do módulo FV. De posse do valor da potência instantânea e da irradiância incidente absorvida, foram obtidos os valores de eficiência instantânea do módulo FV.

Figura 4.6 – Sensor de corrente conectado ao módulo remoto



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.4 Anemômetro

O anemômetro utilizado para medir a velocidade do vento no teto do LEA/UFC é do modelo NRG #40C (Figura 4.7).

Figura 4.7 – Anemômetro digital NRG #40C



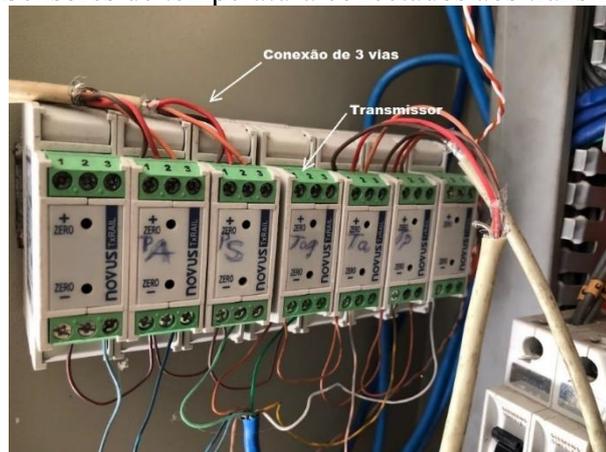
Fonte: NRG SYSTEMS, 2010.

Este sensor trabalhava na faixa de velocidade de 1 – 96 m/s com 0,35 m/s de precisão (NRG SYSTEMS, 2010) e enviava os dados coletados para um sistema online de monitoramento de dados desenvolvido no LEA/UFC.

4.4 Sistema de aquisição e monitoramento 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 4.8). A saída de cada módulo FV, por sua vez, estava conectada a uma carga composta por duas lâmpadas incandescentes em série (Figura 4.9) de 4 W e 12 V, lâmpadas chamadas de 1 Polo comumente utilizadas em faróis automotivos.

Figura 4.8 – Sensores de temperatura conectados aos transmissores



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.9 – Lâmpadas conectadas aos terminais de saída do módulo FV

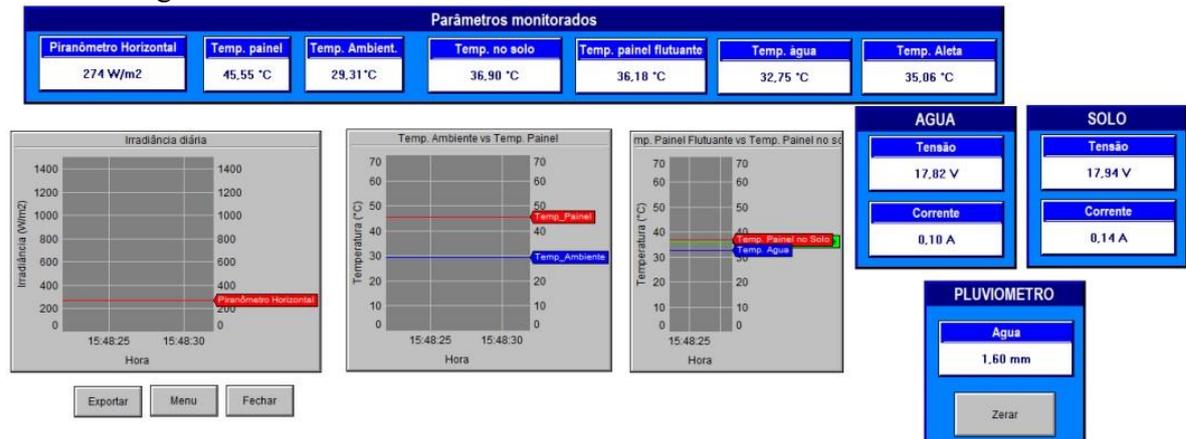


Fonte: Elaborado pelo autor.

Além da conexão à carga, os módulos FV estavam conectados diretamente aos

sensores de corrente que, por sua vez, estavam interligados ao módulo de comunicação. Tanto o módulo de comunicação quanto os transmissores foram conectados ao sistema supervisorio composto por controladores lógicos programáveis (CLP) que enviava os dados para o SAD TeamViewer presente no computador do LEA/UFC (Alencar Filho, 2018). Na Figura 4.10 está representada a tela de interface com o usuário do SAD referente ao dia 20 de agosto de 2019.

Figura 4.10 – Tela de interface do Sistema de monitoramento de dados



Fonte: Elaborado pelo autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A presente Seção é subdividida entre os resultados obtidos na Primeira e Segunda Etapa. Inicialmente, dados de um módulo FV flutuante sem pontes de calor são utilizados para ajuste de alguns parâmetros da modelagem apresentada na Seção 3. Em seguida, tendo como referência os resultados da Primeira Etapa é feita uma estimativa do efeito do arrefecimento passivo em um módulo FV flutuante com pontes de calor. Depois os resultados da Segunda Etapa são apresentados e é verificada a representatividade da modelagem apresentada na Seção 3. No presente estudo, opta-se apenas pelos dados coletados entre 6:00 e 18:00 horas na construção dos gráficos e das tabelas, pois fora desse intervalo de tempo a irradiância é nula.

5.1 Configuração do modelo para módulo FV flutuante sem pontes de calor

5.1.1 Características meteorológicas da Primeira Etapa do projeto

Para o período em estudo foram selecionados três dias representativos, baseados na categorização dada na Tabela 4.1, representados na Tabela 5.1. Os Gráficos 5.1, 5.2 e 5.3 retratam o comportamento da irradiância ao longo dos dias selecionados.

Tabela 5.1 – Classificação como nível mínimo, médio e máximo de irradiação diária para os dias sob análise

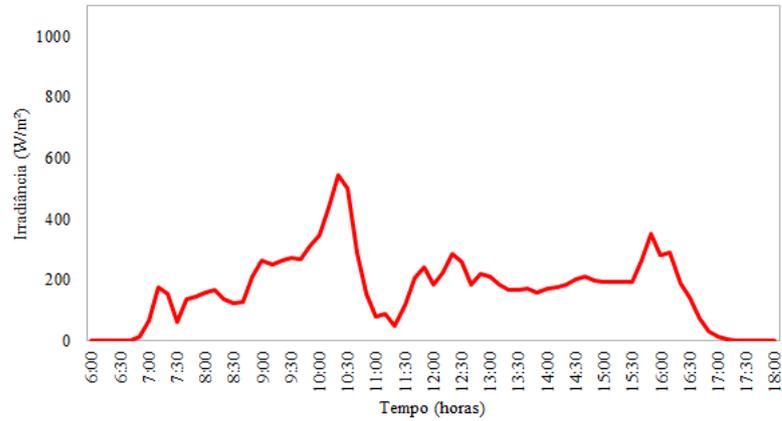
Data	Irradiação diária	Nível
29/03/2018	2,06 kWh/m ²	Mínimo
02/05/2018	4,55 kWh/m ²	Médio
27/04/2018	6,41 kWh/m ²	Máximo

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para continuar a avaliação dos dados meteorológicos do período em estudo na Primeira Etapa, traça-se o gráfico de temperatura ambiente. O Gráfico 5.4 apresenta três curvas com o comportamento da temperatura ambiente para os dias do período classificados como de nível baixo, médio e alto de irradiação.

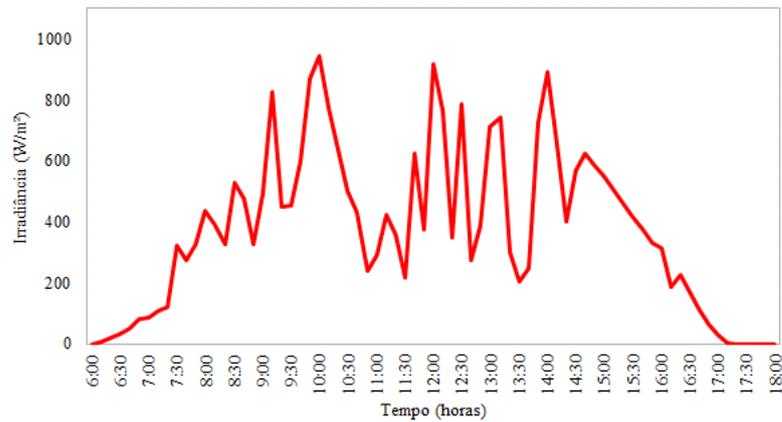
O Gráfico 5.5 apresenta a temperatura da água do tanque de 12.000 L com curvas separadas pelo nível de irradiação diária.

Gráfico 5.1 – Irradiância ao longo do dia com nível mínimo de irradiação solar (29/03/2018)



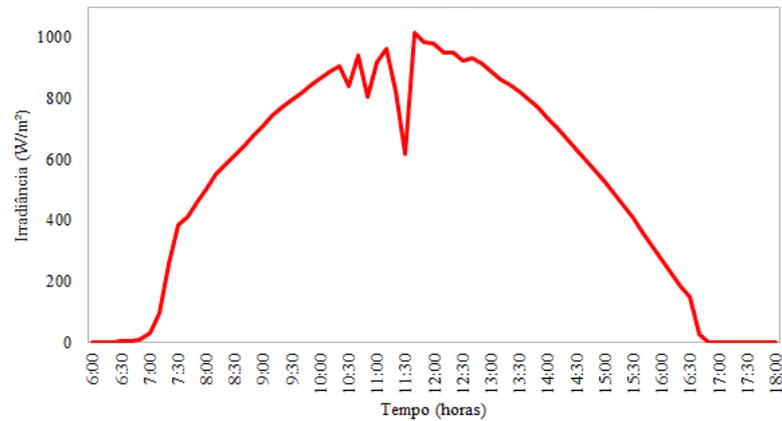
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.2 – Irradiância ao longo do dia com nível médio de irradiação solar (02/05/2018)



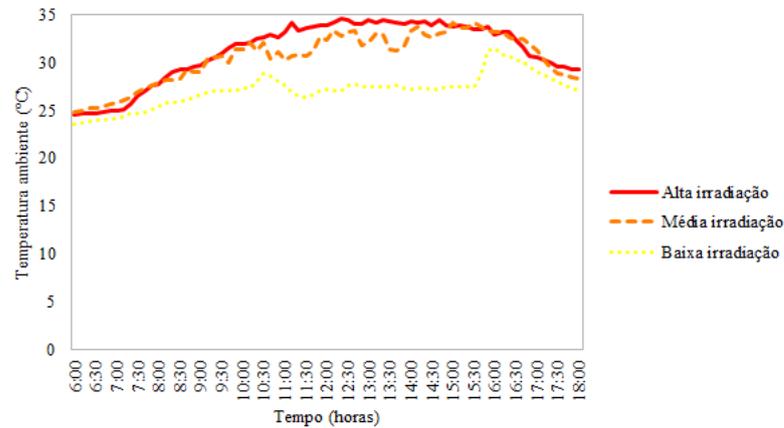
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.3 – Irradiância ao longo do dia com nível máximo de irradiação solar (27/04/2018)



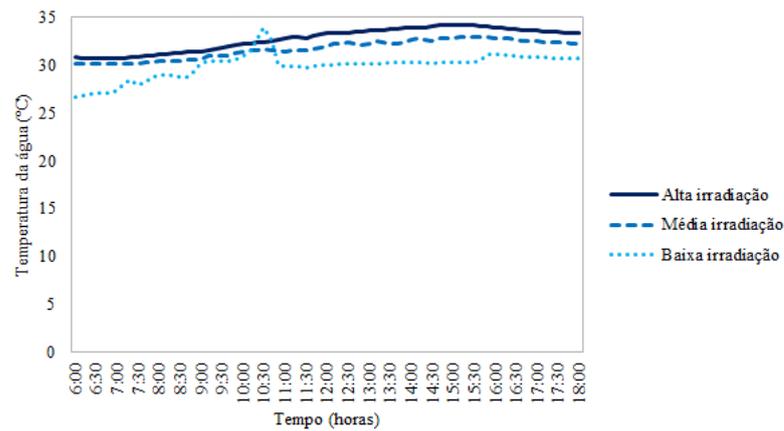
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.4 – Temperatura ambiente para o período em estudo da Primeira Etapa



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.5 – Temperatura da água para o período em estudo da Primeira Etapa



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1.2 Configuração do modelo para módulo FV flutuante sem pontes de calor

As principais informações de entrada para realizar a simulação são:

- Comprimento e largura do módulo FV;
- NOCT do módulo FV;
- Absortividade da superfície superior;
- Emissividade das superfícies superior e inferior do módulo FV;
- Características da pasta térmica;
- Condições meteorológicas (temperatura ambiente, irradiação, velocidade do vento);
- Temperatura da água do tanque;

- Fator de forma do módulo FV;
- Temperatura do céu;
- Número de pontes de calor (se houver).

Alguns dos parâmetros mencionados foram variados para verificar o valor mais adequado a ser aplicado na situação em estudo: temperatura do céu, velocidade do vento, absorvidade, resistência da junta de contato e número de pontes de calor.

O primeiro ajuste foi feito para o parâmetro $T_{céu}$. Segundo Incropera *et al.* (2008), este parâmetro pode assumir valores entre 230 K (-43°C) e 285 K (12°C) dependendo das condições de nebulosidade e umidade local. Andrade (2008) mediu com o auxílio de um pirgeômetro temperaturas do céu entre 282 K (9°C) e 292 K (19°C). Por ser uma característica de análise, o valor foi ajustado de forma que representasse as características meteorológicas do dia em estudo. Assim, utilizando a umidade relativa média diária coletada pela FUNCEME (2018) e aplicando-a na Equação 3.4 no *software* Coolprop, obtém-se as temperaturas do céu para os dias com nível mínimo, médio e máximo de irradiação diária.

Foram definidos os valores de 292 K (19°C) para o dia de irradiação mínima, 296 K (23°C) para o dia de irradiação média e 296 K (23°C) para o dia de irradiação máxima. Mas esses valores variam de dia para dia, servindo apenas como uma representação geral de $T_{céu}$.

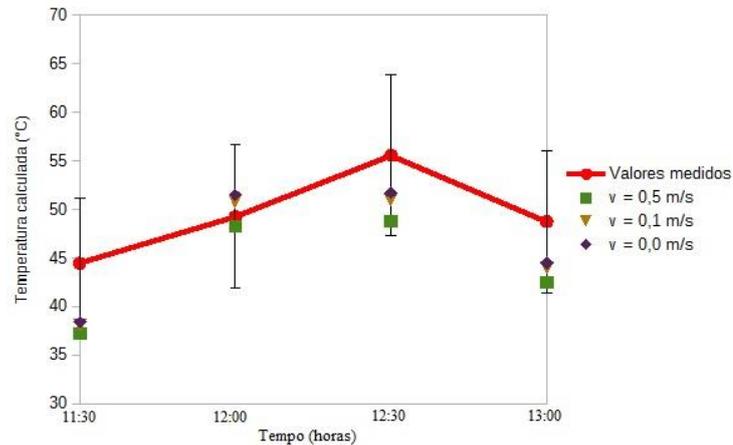
Nesta Subseção a temperatura calculada pela simulação em função da temperatura medida pelos sensores PT100 considera uma margem de tolerância de $\pm 15\%$. Essa faixa de tolerância é adotada devido ao desvio relativo médio encontrado entre os valores medidos e calculados da temperatura do módulo ter sido de 13,3% para o dia com baixo nível de irradiação solar.

Foram selecionados 4 pontos do Gráfico 5.2 (irradiação diária mais frequente), representando a temperatura de operação FV para períodos de 30 minutos entre 11:00 e 13:00 horas, pois este foi o período de maior irradiância incidente no dia classificado como nível médio de irradiação segundo a Tabela 5.1. A presente dissertação propõe esta metodologia apenas como uma representação de um intervalo de tempo do dia em análise.

Como mencionado na Seção 3.2, a convecção é uma das formas de perda de calor do módulo FV que leva a uma redução na temperatura de operação. A convecção ocorre pelas trocas de calor entre um fluido e uma superfície que é intensificada quando este fluido está em movimento. No caso dos experimentos realizados, envolvendo módulo FV flutuante em um tanque, a convecção do tipo forçada ocorre pela ação do vento. Com o intuito de verificar a influência desse parâmetro, o Gráfico 5.6 mostra a influência da velocidade do vento para 4

pontos de temperatura do módulo FV. Barras de erro de $\pm 15\%$ são representadas no gráfico para permitir a visualização da temperatura calculada no intervalo de tolerância.

Gráfico 5.6 – Influência da convecção na previsão da temperatura do módulo FV flutuante para nível médio de irradiação diária (02/05/2018)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme os dados, o aumento da velocidade do vento é retratado pelo modelo como uma redução na temperatura prevista. Apesar da velocidade do vento variar bastante ao longo do dia em curtos intervalos de tempo, costuma estar abaixo de 1,0 m/s. Assim, após uma análise de sensibilidade do modelo e da distribuição dos valores de velocidade do vento, optou-se pela velocidade de 0,5 m/s para ser utilizada no ajuste dos outros parâmetros do modelo.

De posse da velocidade do vento de 0,5 m/s, o coeficiente convectivo na superfície do módulo FV foi calculado segundo a Equação 3.3 para os dias com nível mínimo, médio e máximo de irradiação diária. Para tal, também foram consideradas as características do ar local (umidade relativa, massa específica, viscosidade dinâmica) e o comprimento característico (valor a ser aplicado em fórmula de números adimensionais típicos de equacionamento de transferência de calor) do módulo FV resultando na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Coeficiente convectivo na superfície do módulo FV

Classificação do dia	Coeficiente convectivo
Mínima	6,31 W/m ² K
Média	6,54 W/m ² K
Máxima	6,60 W/m ² K

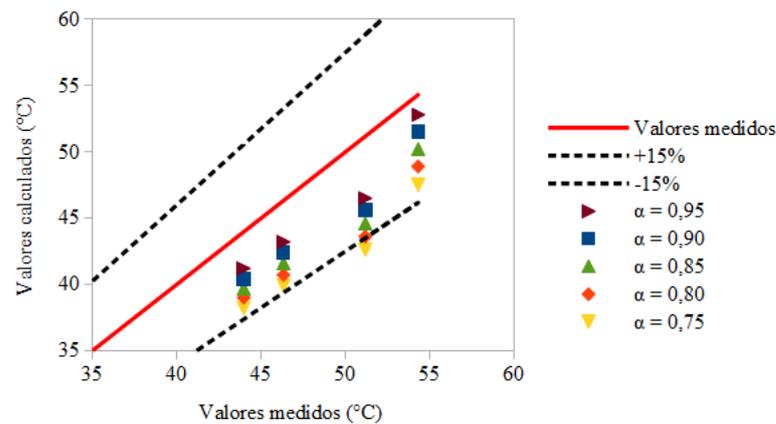
Fonte: Elaborado pelo autor.

A absorvidade à irradiação solar da superfície superior do módulo FV foi tomada inicialmente como 0,905, baseada nas análises feitas por Santbergen e Van Zolingen (2008). Contudo, esse parâmetro varia com a temperatura de operação do módulo FV e o comprimento

de onda da irradiação incidente. No entanto, por ser um parâmetro sensível na modelagem e que causa grande influência na quantidade de irradiação incidente absorvida pelo módulo FV, como indica a Equação 3.1, precisa ter a adequação do seu valor conferida.

O Gráfico 5.7 mostra a influência da absorvidade na aproximação dos valores simulados em relação aos valores medidos de temperatura pelo sensor PT100. Os pontos em análise vêm da faixa de horário de 11:00 a 13:00 horas do Gráfico 5.2.

Gráfico 5.7 – Influência da absorvidade na estimativa da temperatura do módulo FV flutuante com nível médio de irradiação (02/05/2018)



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5.7 mostra que o aumento nos valores da absorvidade conduz a uma crescente no valor estimado para a temperatura de operação do módulo FV. Porém, a variação da absorvidade de 0,75 a 0,95 ainda mantém a estimativa dentro da faixa de tolerância de $\pm 15\%$. A Tabela 5.3 expõe a diferença média entre os valores estimados de temperatura para cada absorvidade e os valores de temperatura medida.

Tabela 5.3 – Erro percentual absoluto médio entre as temperaturas estimada e medida segundo diferentes valores de absorvidade

Absorvidade	Erro médio
$\alpha = 0,75$	14,1%
$\alpha = 0,80$	12,0%
$\alpha = 0,85$	10,1%
$\alpha = 0,90$	8,2%
$\alpha = 0,95$	6,2%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A menor diferença percentual média entre a temperatura simulada e a medida, segundo a Tabela 5.3, é aquela com absorvidade igual a 0,95. Apesar da literatura fornecer o valor de 0,905 para a temperatura da célula igual a 300 K (SANTBERGEN E VAN

ZOLINGEN, 2008). A escolha será prosseguir com o valor de 0,95 (menor erro percentual absoluto médio segundo a Tabela 5.3) que coloca a absorvidade da superfície superior do módulo FV igual a sua emissividade.

Até aqui o modelo teve seus parâmetros verificados para se chegar aos valores usados na próxima etapa (designada Segunda Etapa na Seção 4.2). As grandezas assumidas a partir da Primeira Etapa da presente dissertação são listadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Parâmetros de entrada da simulação no LibreOffice Calc

Parâmetro	Valor
Transmissividade	1
Emissividade da superfície superior	0,95
Emissividade da superfície inferior	0,90
Condutividade térmica da pasta térmica	11 W/mK
Resistência térmica na junta de contato	$5 \times 10^{-4} \text{ m}^2\text{K/W}$
Fator de forma	1
Temperatura do céu	292 a 296 K (19°C a 23°C)
Velocidade do vento local	0,5 m/s
Coefficiente convectivo	6,31 a 6,60 W/m ² K
Absortividade	0,95

Fonte: Elaborado pelo autor.

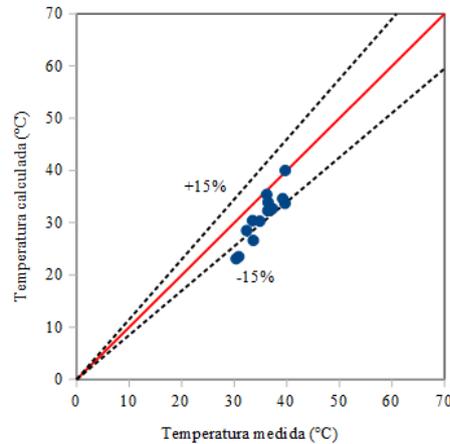
5.2 Temperatura calculada de operação do módulo FV flutuante sem pontes de calor

Seguindo as especificações de parâmetros tomadas na Tabela 5.4, são registrados os pontos de temperatura fornecidos pela simulação ao longo dos dias com nível mínimo, médio e máximo de irradiação diária. Os dados que estão nos gráficos correspondem às medições realizadas entre 6:00 e 18:00 horas.

O Gráfico 5.8 apresenta o comportamento ao longo do dia com nível mínimo de irradiação diária da temperatura calculada pela simulação segundo uma $T_{\text{céu}}$ de 292 K (19°C), velocidade do vento igual a 0,5 m/s e absorvidade de 0,95. Três pontos encontram-se fora da faixa de tolerância, correspondendo às temperaturas nos horários de 6:00 às 7:00 horas e 17:00 às 18:00 horas quando a irradiância está abaixo de 50 W/m². No início da manhã, a diferença entre as temperaturas calculada e medida chegou a 24%.

No início e no fim do dia, as temperaturas ambiente e da água estavam na faixa de 23°C a 29°C e 26°C a 31°C, respectivamente, o que contribuiu para manter o módulo FV com temperaturas acima do NOCT. Conseqüentemente, causando uma redução na eficiência de conversão FV.

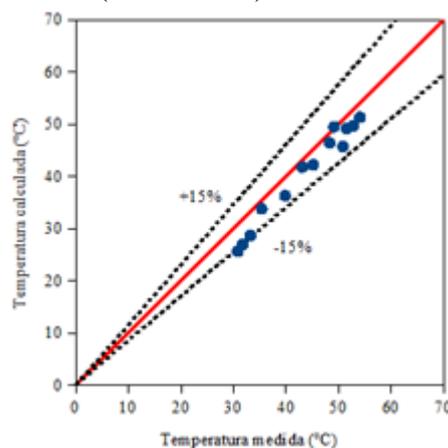
Gráfico 5.8 – Gráfico QQ da temperatura de operação no dia com nível mínimo de irradiação solar (29/03/2018)



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5.9 mostra o comportamento ao longo do dia com nível médio de irradiação diária da temperatura calculada segundo uma $T_{c\acute{e}u}$ de 296 K (23°C), velocidade do vento igual a 0,5 m/s e absorvidade de 0,95. Um ponto encontra-se fora da faixa de tolerância de $\pm 15\%$. No início da manhã, a diferença entre a temperatura calculada e a medida chegou a um máximo de 17%. Quando as temperaturas ambiente e da água estavam na faixa de 25°C a 31°C, respectivamente, o que contribuiu para manter o módulo FV com temperaturas acima de 30°C.

Gráfico 5.9 – Gráfico QQ da temperatura de operação no dia com nível médio de irradiação solar (02/05/2018)

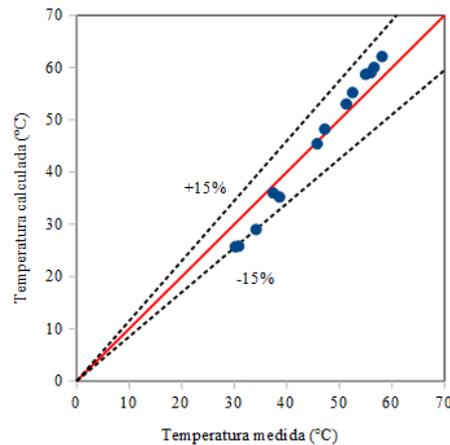


Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5.10 mostra o comportamento ao longo do dia com nível máximo de irradiação diária da temperatura calculada segundo $T_{c\acute{e}u}$ de 296 K (23°C), velocidade do vento

igual a 0,5 m/s e absorvidade de 0,95. Um ponto está fora da faixa de tolerância de $\pm 15\%$, quando a irradiância é inferior a 50 W/m^2 . No início da manhã, a maior diferença entre a temperatura calculada e a medida chegou a 16%.

Gráfico 5.10 – Gráfico QQ da temperatura de operação no dia com nível de máxima irradiância solar (27/04/2018)



Fonte: Elaborado pelo autor.

No início dos dias com nível máximo e médio de irradiância, nos horários com irradiância inferior a 50 W/m^2 , o modelo não é representativo, pois apresenta pontos fora da faixa de tolerância estipulada. Já para o dia com nível mínimo de irradiância, o modelo não é representativo no início e fim do dia quando a irradiância também é inferior a 50 W/m^2 . A Tabela 5.5 apresenta a diferença entre as temperaturas medida e calculada no início e fim do dia para os três níveis de irradiância; os horários representados são os horários em que o modelo mais se afasta do comportamento real da temperatura.

Tabela 5.5 – Horários com maior diferença entre as temperaturas nos dias 29/03/2018, 02/05/2018 e 27/04/2018

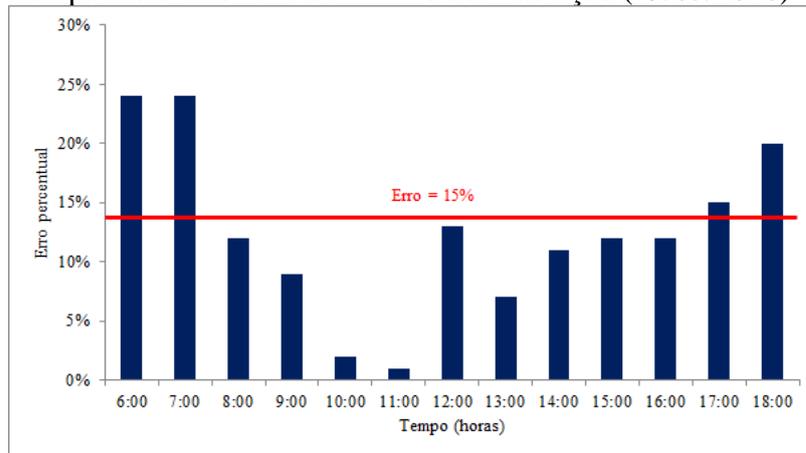
Irradiância	Horário	Temp. medida – Temp. estimada
Mínima	6:00	7,3°C
	7:00	7,4°C
	18:00	7,0°C
Média	6:00	5,2°C
Máxima	6:00	4,5°C

Fonte: Elaborado pelo autor.

Outra característica importante dos dados é o fato de que no fim do dia as temperaturas da água e ambiente não seguem a mesma tendência de redução que a irradiância. Assim, em torno do módulo FV existe um ambiente capaz de manter a temperatura do módulo FV na faixa de 30°C a 40°C .

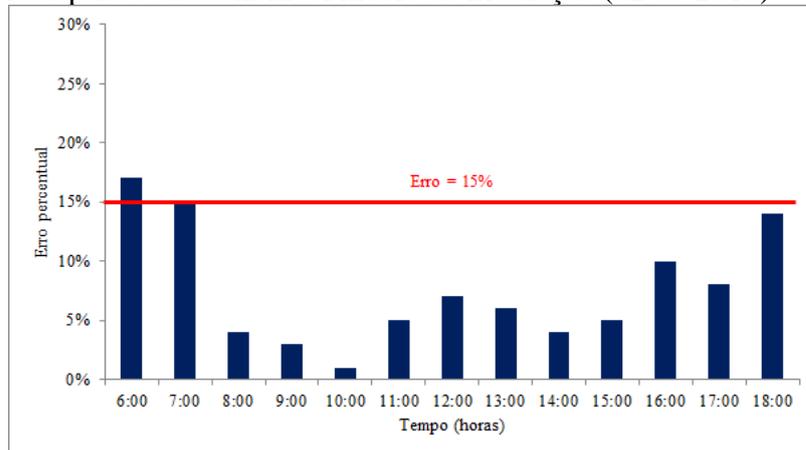
Para verificar o erro percentual entre as temperaturas medida e estimada de 6:00 – 18:00 horas, são traçados os Gráficos 5.11, 5.12 e 5.13. Esses gráficos confirmam o que foi observado nos Gráficos 5.8, 5.9 e 5.10, pois mostram que os valores fornecidos pela simulação se distanciam mais dos valores medidos quando os níveis de irradiação estão abaixo de 50 W/m².

Gráfico 5.11 – Erro percentual absoluto entre as temperaturas medida e calculada para o dia com nível mínimo de irradiação (29/03/2018)



Fonte: Elaborado pelo autor.

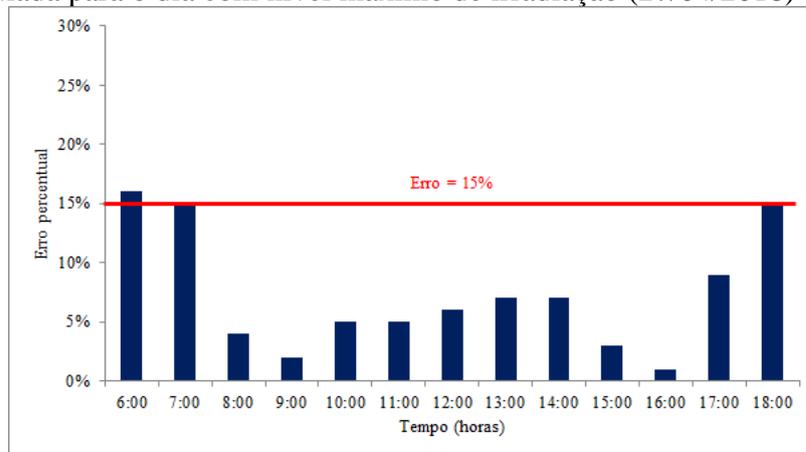
Gráfico 5.12 – Erro percentual absoluto entre as temperaturas medida e calculada para o dia com nível médio de irradiação (02/05/2018)



Fonte: Elaborado pelo autor.

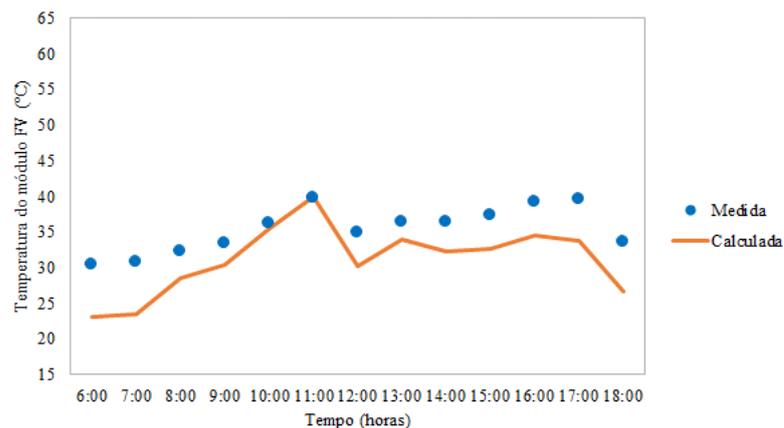
Os Gráficos 5.14, 5.15 e 5.16 reproduzem a temperatura de operação do módulo FV flutuante medida confrontada com a temperatura calculada sob as mesmas condições meteorológicas. Os pontos nos gráficos são os valores RMS (*Root Mean Square* ou raiz do valor quadrático médio) das temperaturas a cada hora.

Gráfico 5.13 – Erro percentual absoluto entre as temperaturas medida e calculada para o dia com nível máximo de irradiação (27/04/2018)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.14 – Temperatura medida do módulo FV flutuante sem pontes de calor x temperatura calculada para dia com nível mínimo de irradiação solar

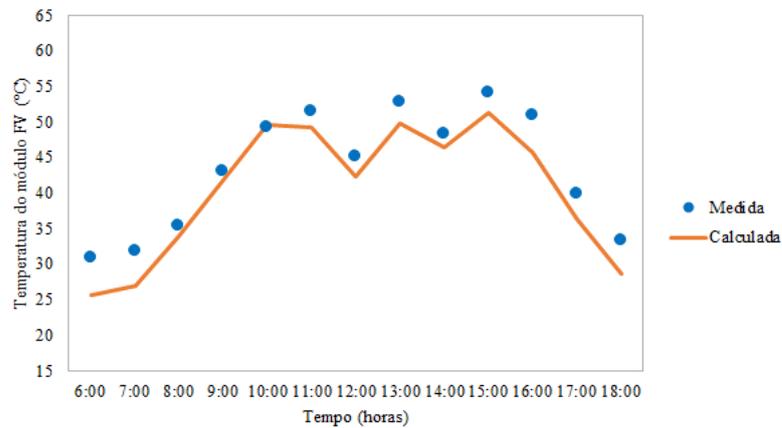


Fonte: Elaborado pelo autor.

O dia com nível mínimo de irradiação diária (Gráfico 5.14) apresenta uma média de 4,3°C de diferença absoluta entre as temperaturas medida e estimada. Contudo, ao levar em consideração os horários de 6:00 às 7:00 horas e 17:00 às 18:00 horas, a diferença entre as temperaturas passa a ser de 7,2°C. O modelo superestima 8% dos valores de temperatura, superestimando em 0,3°C às 11:00 horas.

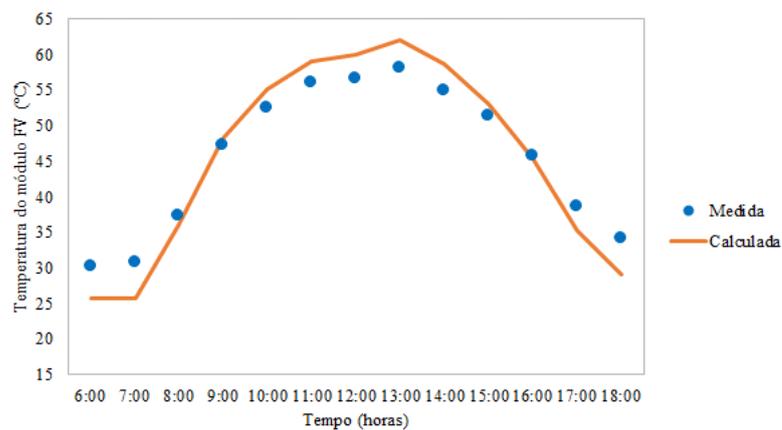
O dia de média irradiação diária (Gráfico 5.15) apresenta uma média de 3,0°C de diferença absoluta entre as temperaturas medida e estimada. Contudo, ao levar em consideração o horário de 6:00 horas, a diferença entre as temperaturas passa a ser de 5,2°C. O modelo superestima 8% dos valores de temperatura, superestimando em 0,4°C às 10:00 horas.

Gráfico 5.15 – Temperatura medida do módulo FV flutuante sem pontes de calor x temperatura calculada para dia com nível médio de irradiação solar



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.16 – Temperatura medida do módulo FV flutuante sem pontes de calor x temperatura calculada para dia com nível máximo de irradiação solar



Fonte: Elaborado pelo autor.

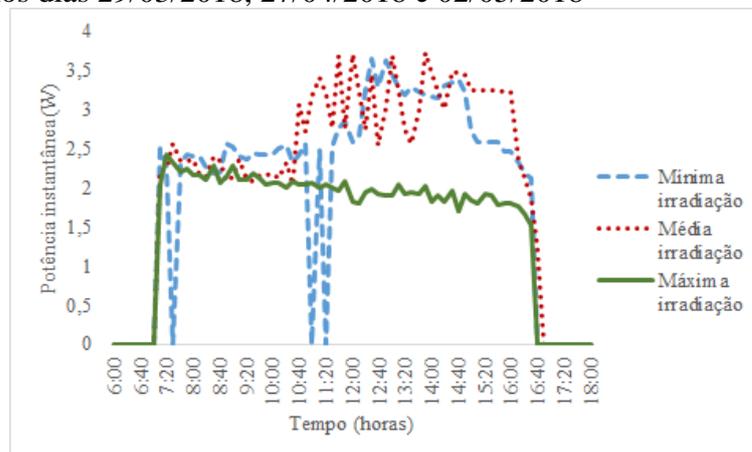
O dia de máxima irradiação diária (Gráfico 5.16) apresenta uma média de 3,0°C de diferença absoluta entre as temperaturas medida e estimada. Contudo, entre 9:00 e 15:00 horas o modelo superestima a temperatura em 5%, em média, e em 4,0°C, no máximo.

O comportamento das curvas correspondentes às medições atesta uma tendência da temperatura do módulo FV flutuante nas condições meteorológicas locais de se manter acima dos 30°C. Mesmo nas primeiras horas do dia, antes da irradiância solar começar a incidir sobre o módulo FV, a sua temperatura não alcança a temperatura dada pelo NOCT. Assim, os módulos FV flutuantes instalados em Fortaleza não apresentam, em condições normais de operação na região, a eficiência NOCT fornecida pelos fabricantes. Esse processo evidencia a

importância do arrefecimento passivo dos módulos flutuantes pela aplicação de pontes de calor na sua estrutura.

O Gráfico 5.17 mostra os valores de potência instantânea do módulo FV, que alimentava uma carga de lâmpadas fluorescentes, nos dias classificados como nível mínimo, médio e máximo de irradiação diária. Percebe-se que para esses dias 100% da produção de eletricidade ocorre nos horários em que a modelagem reproduz adequadamente o comportamento térmico do módulo FV. A adequação depende de que os valores estimados para temperatura de operação do módulo FV em relação aos valores medidos pelos sensores PT100 estejam dentro da faixa de tolerância estipulada na Primeira Etapa ($\pm 15\%$).

Gráfico 5.17 – Potência medida do módulo FV flutuante sem pontes de calor nos dias 29/03/2018, 27/04/2018 e 02/05/2018



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 Configuração do modelo para módulo FV flutuante com pontes de calor

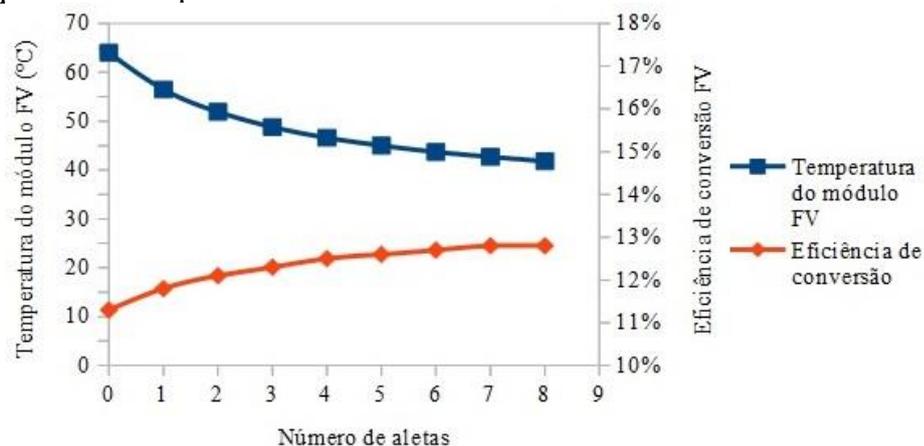
A partir dos parâmetros da Tabela 5.4 localizada na Subseção 5.1.2, é analisado o comportamento térmico que o módulo FV flutuante apresenta quando utiliza pontes de calor para realizar seu arrefecimento. As dimensões das aletas foram definidas baseadas em cantoneiras de alumínio disponíveis no mercado local e nas dimensões do módulo FV descritas na Tabela 4.4.

A motivação para a escolha do dia de irradiação superior a 6 kWh/m^2 (27/04/2018) na presente análise deve-se ao fato de que dentro do período referido esse foi o dia de maior irradiação, teoricamente com a maior temperatura de operação do módulo FV. Após a decisão pelo dia, escolheu-se o horário em que a medição apontava o maior valor de irradiância incidente. A escolha foi pelas condições meteorológicas de 11:40 horas com irradiância de $1.014,1 \text{ W/m}^2$, temperatura ambiente de $33,7^\circ\text{C}$, temperatura da água de $33,0^\circ\text{C}$ e temperatura

do módulo FV flutuante de 55,9°C. Nas condições dadas, a modelagem de um módulo FV flutuante sem pontes de calor fornece uma temperatura de operação calculada de 64,0°C, ou seja, superestima a temperatura em 8,1°C (ou superestima em 14,5%). Além disso, a simulação fornece uma eficiência elétrica igual a 11,3%, enquanto a medida foi de 9,7%.

Como o objetivo é obter a quantidade de pontes de calor a serem fixadas na parte inferior do módulo FV para que ocorra redução na temperatura de operação e, conseqüentemente, aumento da eficiência, o Gráfico 5.18 mostra a relação teórica entre a temperatura do módulo FV e a eficiência de conversão com o número de aletas. Para facilitar as análises dessa etapa, considera-se como valor de referência o módulo FV operando sem pontes de calor com temperatura de operação de 64,0°C e eficiência de 11,3%.

Gráfico 5.18 – Temperatura e eficiência do módulo FV calculada x quantidade de pontes de calor



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme a quantidade de aletas fixadas sob o módulo FV aumenta, diminui a temperatura de operação e aumenta a eficiência de conversão FV. Todavia, há um comportamento assintótico tanto da temperatura do módulo FV como da eficiência elétrica. Isto é, somente aumentar o número de pontes de calor não garante um crescimento contínuo na eficiência de conversão, pois a curva tende a uma saturação.

A Tabela 5.6 relaciona a quantidade de pontes de calor com o aumento na massa do conjunto e na eficiência de conversão FV. A partir de 7 pontes de calor, a massa do conjunto supera o peso do módulo FV dado na Tabela 4.4. Além disso, a partir de 5 pontes de calor o incremento na eficiência de conversão FV é menor do que 1%.

Tabela 5.6 – Relação entre a massa do conjunto de pontes de calor e o aumento da eficiência de conversão FV

Número de pontes de calor	Massa do conjunto (kg)	Eficiência de conversão FV instantânea	Incremento na eficiência de conversão FV em relação à eficiência do módulo flutuante sem pontes de calor
0	0	11,3%	0%
1	0,29	11,8%	4,4%
2	0,57	12,1%	7,1%
3	0,86	12,3%	8,9%
4	1,14	12,5%	10,6%
5	1,43	12,6%	11,5%
6	1,72	12,7%	12,4%
7	2,00	12,8%	13,3%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observando o Gráfico 5.18, com o uso de 5 aletas a eficiência de conversão FV já aumentaria teoricamente 11,5% em relação à eficiência de um módulo FV sem pontes de calor, enquanto que a temperatura do módulo teoricamente reduziria para 45,0°C e o peso do conjunto fica em 1,43 kg. Então, para a Segunda Etapa da presente dissertação 5 pontes de calor foram escolhidas para serem fixadas sob o módulo FV.

5.4 Comportamento térmico de módulo FV flutuante com pontes de calor

Apesar da Primeira Etapa de simulação ter chegado à definição de 5 pontes de calor sob o módulo FV flutuante, isso não pôde ser plenamente cumprido por questões estruturais. O módulo FV apresentado na Tabela 4.4 e utilizado nos experimentos tem a superfície inferior da forma apresentada na Figura 5.1. A forma como a caixa de saída dos condutores está disposta impede que ao posicionar as pontes de calor com aba de 5 cm equidistantes caibam 5 aletas inteiras. Portanto as pontes de calor ficam na configuração mostrada na Figura 5.1 equivalente a 4,8 aletas.

Para avaliar a efetividade da fixação da ponte de calor sob o módulo FV são avaliados os comportamentos térmico e elétrico do módulo FV flutuante e do módulo FV convencional. Assim como já vem sendo feito, os dias são categorizados em dias com nível de mínima, média e máxima irradiação diária (Tabela 4.1). Essa escolha é feita para comparar a efetividade das pontes de calor em níveis diferentes de irradiação.

Figura 5.1 – Superfície posterior de módulo FV KS20T com pontes de calor

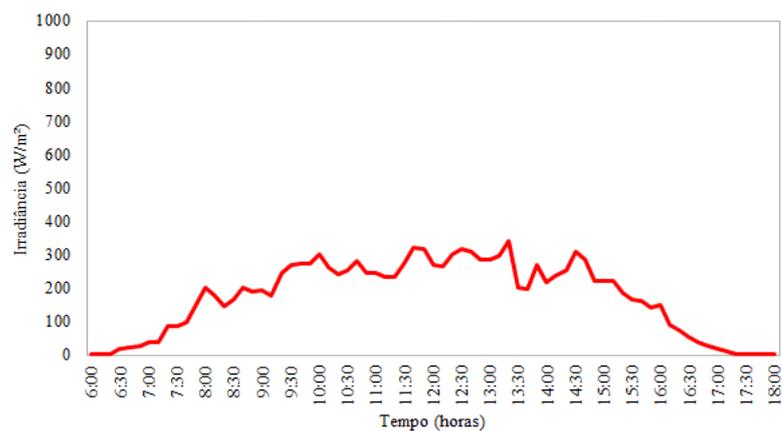


Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.1 Características meteorológicas da Segunda Etapa do projeto

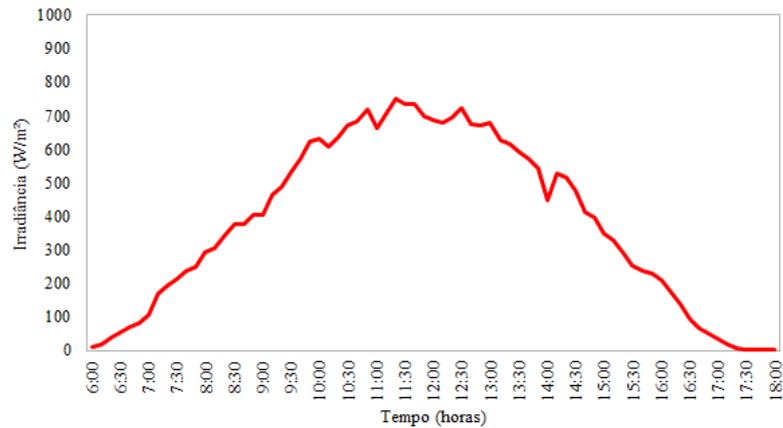
Os gráficos apresentam pontos que são RMS de 10 minutos. De início são apresentados os Gráficos 5.19, 5.20 e 5.21, onde estão representadas as curvas de irradiância diária correspondente aos dias classificados como de nível mínimo, médio e máximo de irradiação dentro do período analisado.

Gráfico 5.19 – Irradiância para os dias com nível mínimo de irradiação diária



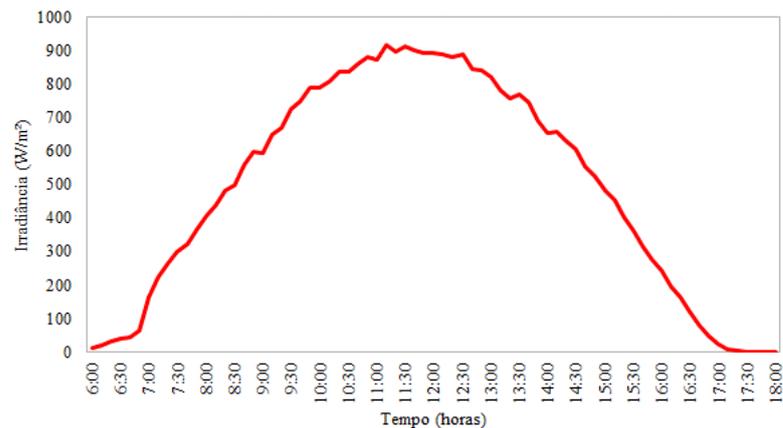
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.20 – Irradiância para os dias com nível médio de irradiação diária



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.21 – Irradiância para os dias com nível máximo de irradiação diária



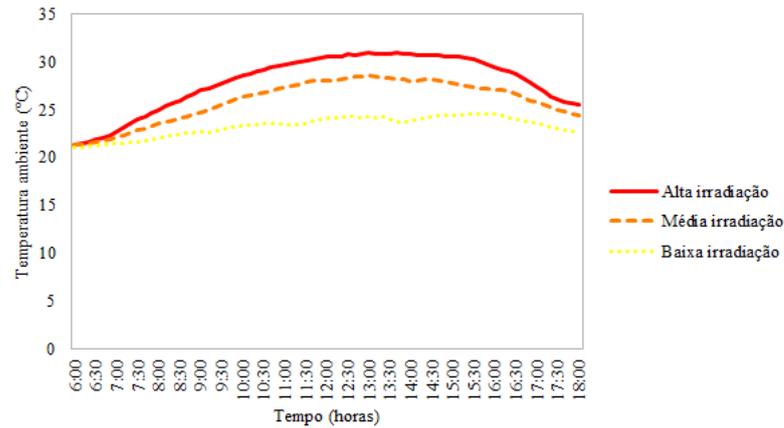
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para continuar a avaliação dos dados meteorológicos do período em estudo na Segunda Etapa, traça-se o gráfico de temperatura ambiente. O Gráfico 5.22 apresenta três curvas com o comportamento da temperatura ambiente para todos os dias do período classificados de acordo com o nível de irradiação. Quanto maior a irradiação, maior a temperatura ambiente, com pico de temperatura às 13:00 horas quando a irradiação incidente era 830 W/m² (dia de alta irradiação), 678 W/m² (dia de média irradiação) e 286 W/m² (dia de baixa irradiação). Após às 16:00 horas, a temperatura ambiente começa a reduzir.

O Gráfico 5.23 apresenta a temperatura da água do tanque de 310 L durante o período de 09/02/2019 a 07/07/2019 com curvas separadas pelo nível de irradiação diário. Como esperado, quanto maior a irradiação diária maior a temperatura da água. A inércia térmica da água do tanque é maior do que a inércia do ar ambiente, como pode ser observado ao

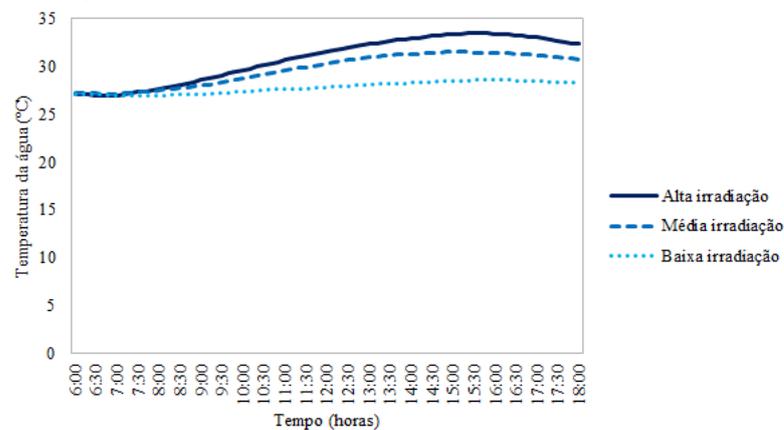
comparar os Gráficos 5.22 e 5.23. Por exemplo, na curva de alta irradiação para a água às 16:00 horas (irradiância inferior a 200 W/m^2) a temperatura é de $33,4^\circ\text{C}$, enquanto às 18:00 horas a temperatura é de $32,3^\circ\text{C}$ (redução de $0,9^\circ\text{C}$). Ao mesmo tempo, a temperatura ambiente nesses horários é de, respectivamente, $29,2^\circ\text{C}$ e $25,5^\circ\text{C}$ (redução de $3,7^\circ\text{C}$).

Gráfico 5.22 – Temperatura ambiente para o período considerado na Segunda Etapa



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.23 – Temperatura da água para o período considerado na Segunda Etapa



Fonte: Elaborado pelo autor.

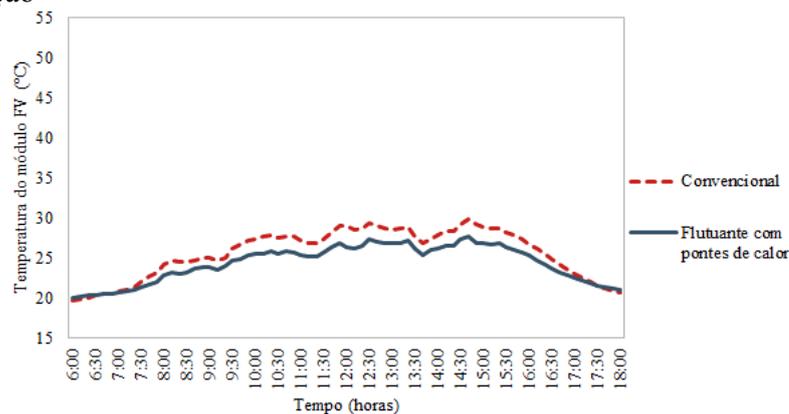
5.4.2 Comportamento térmico do módulo FV convencional e do módulo FV flutuante com pontes de calor

Dois módulos de 20 Wp , um flutuante com pontes de calor sobre um tanque de 310 L (Figura 4.2) e outro sobre uma configuração de telhado plano (Figura 4.3), têm seu comportamento térmico avaliado. As curvas contendo os valores RMS da temperatura dos

módulos FV foram traçadas para dias com nível mínimo, médio e máximo de irradiação solar de acordo com a Tabela 4.1.

O Gráfico 5.24 apresenta as curvas com as temperaturas de operação dos dois módulos FV em teste para os dias em que o nível de irradiação é inferior ou igual a 2.500 Wh/m². A diferença máxima entre as temperaturas dos módulos FV flutuante e convencional foi de 2,5°C às 12:00 horas. A temperatura do módulo FV flutuante fica abaixo da temperatura do módulo FV convencional entre 6:30 e 17:40 horas, ou seja, durante 90% do horário com irradiação incidente. Porém entre 6:00 e 6:30 horas e entre 17:40 e 18:00 horas, quando a temperatura do módulo convencional estava abaixo da temperatura do módulo flutuante, a temperatura da água estava, em média, 5,9°C acima da temperatura ambiente.

Gráfico 5.24 – Temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor e temperatura do módulo FV convencional para dia com nível de mínima irradiação



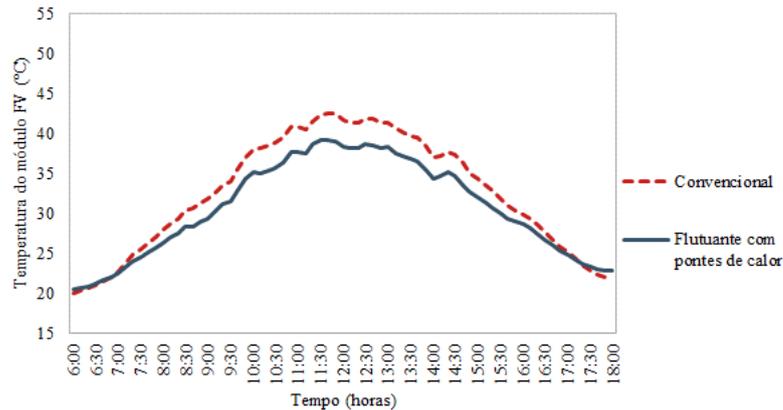
Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5.25 apresenta as curvas com as temperaturas de operação dos dois módulos FV em teste para os dias em que o nível de irradiação estava entre 2.500 e 5.000 Wh/m². A diferença máxima entre as temperaturas dos módulos FV flutuante e convencional foi de 3,3°C às 11:50 horas. A temperatura do módulo FV flutuante encontra-se abaixo da temperatura do módulo FV convencional entre 6:30 e 17:30 horas, ou seja, durante 88% do horário com irradiação incidente. Entre 6:00 e 6:30 horas e entre 17:30 e 18:00 horas a situação invertia-se e a temperatura da água estava, em média, 5,9°C acima da temperatura ambiente.

O Gráfico 5.26 apresenta as curvas das temperaturas de operação dos dois módulos FV em teste para os dias em que o nível de irradiação estava acima de 5.000 Wh/m². A diferença máxima entre as temperaturas dos módulos FV flutuante e convencional foi de 3,9°C às 13:10 horas. A temperatura do módulo FV flutuante encontra-se abaixo da temperatura do módulo FV

convencional entre 6:30 e 17:30 horas, ou seja, durante 89% do horário com irradiação incidente. Porém entre 6:00 e 6:30 horas e entre 17:30 e 18:00 horas, a temperatura da água estava, em média, 6,0°C acima da temperatura ambiente.

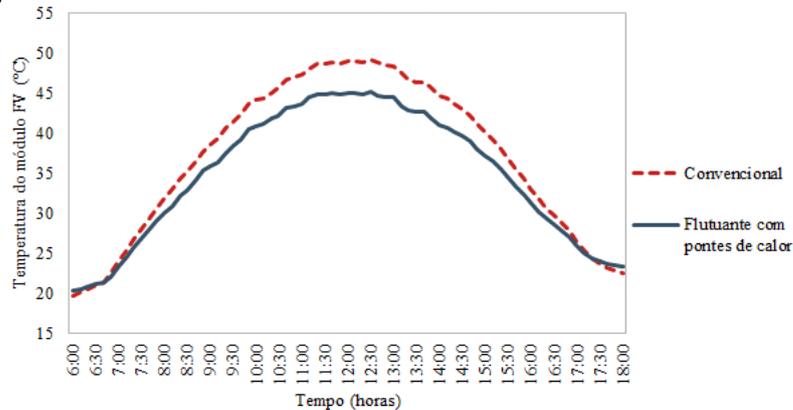
Gráfico 5.25 – Temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor e temperatura do módulo FV convencional para dia com nível de média irradiação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Dos Gráficos 5.24, 5.25 e 5.26 é possível concluir que as maiores diferenças entre as temperaturas do módulo FV convencional e flutuante ocorrem dentro do período de maior incidência de irradiação solar. No geral, a temperatura de operação do módulo convencional está acima da temperatura do módulo flutuante, invertendo a situação durante o início e fim do dia quando a temperatura da água é cerca de 6,0°C acima da temperatura ambiente.

Gráfico 5.26 – Temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor e temperatura do módulo FV convencional para dia com nível de máxima irradiação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma característica importante da estrutura flutuante apresentada na presente dissertação é o efeito inverso causado pela relação da água e das pontes de calor quando incide uma irradiância inferior a 100 W/m^2 sobre o módulo FV flutuante. A ponte de calor realiza a transferência de calor da água para a superfície posterior do módulo FV flutuante mantendo-o aquecido e com a temperatura acima da temperatura do módulo FV convencional como pode ser verificado na Tabela 5.7. Contudo, esse fenômeno ocorre em período no qual há produção mínima de eletricidade, o que diminui seu impacto sobre os resultados de arrefecimento alcançado pelo módulo que utiliza pontes de calor.

Tabela 5.7 – Efeito inverso na relação módulo FV, ponte de calor e água

Horário	Temp. da água – Temp. ambiente	Temp. do módulo FV flutuante com pontes de calor – Temp. do módulo FV convencional
6:00	5,9°C	0,4°C
6:10	5,8°C	0,4°C
6:20	5,7°C	0,3°C
6:30	5,5°C	0,2°C
17:30	6,0°C	0,3°C
17:40	6,1°C	0,4°C
17:50	6,2°C	0,6°C
18:00	6,3°C	0,7°C

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5 Temperatura calculada de operação do módulo FV flutuante com pontes de calor

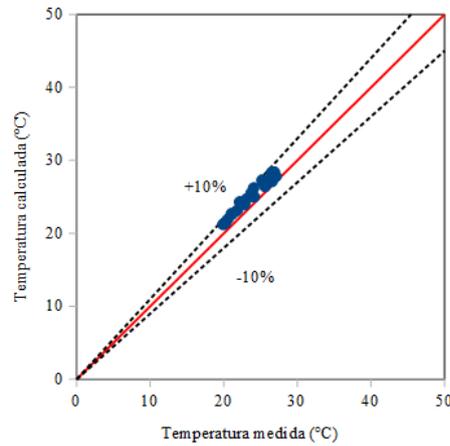
Seguindo as especificações de parâmetros das Tabelas 4.3 e 5.4, são obtidas as temperaturas fornecidas pela simulação ao longo dos dias com níveis mínimo, médio e máximo de irradiação solar. Os dados que estão nos gráficos desta Seção correspondem às medições realizadas entre 6:00 e 18:00 horas.

Todos os gráficos apresentam a temperatura calculada pela simulação em função da temperatura medida pelos sensores PT100 considerando uma margem de tolerância de $\pm 10\%$, intervalo de tolerância inferior ao utilizado na Seção 5.2, pois os ajustes realizados nos parâmetros tornaram o modelo mais preciso no caso de módulos FV flutuantes com pontes de calor.

O Gráfico 5.27 apresenta o comportamento ao longo do dia com nível mínimo de irradiação da temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor calculada pela simulação segundo $T_{c\acute{e}u}$ igual a 292 K (19°C). Nenhum ponto encontra-se fora da faixa de tolerância e a média do erro relativo entre as temperaturas medida e calculada foi de 6%. A

maior diferença entre a temperatura medida e estimada ocorre quando a temperatura calculada está 2,2°C acima da medida, às 8:00 horas.

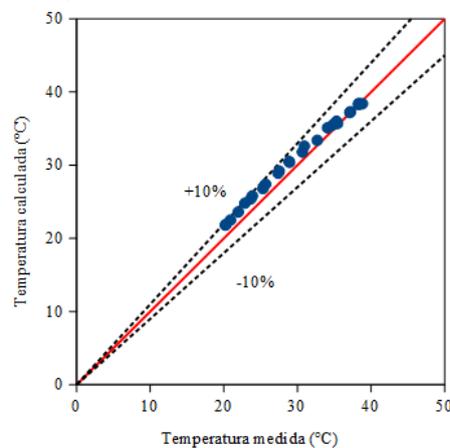
Gráfico 5.27 – Gráfico QQ da temperatura de operação para os dias com nível mínimo de irradiação



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5.28 apresenta o comportamento ao longo do dia com nível médio de irradiação da temperatura do módulo FV flutuante com pontes calculada pela simulação segundo $T_{c\acute{e}u}$ de 296 K (23°C). Nenhum ponto encontra-se fora da faixa de tolerância estipulada e o erro relativo médio entre as temperaturas medida e calculada foi de 4%. A maior diferença entre as temperaturas ocorre quando a temperatura calculada está 1,9°C acima da medida, às 18:00 horas.

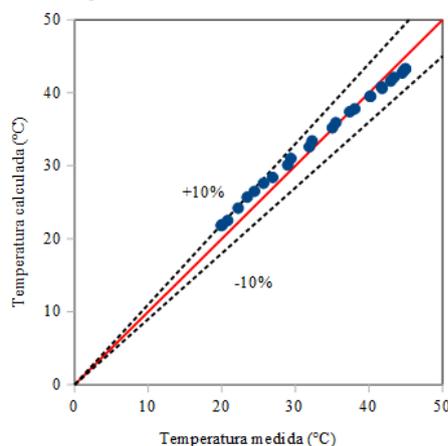
Gráfico 5.28 – Gráfico QQ da temperatura de operação para os dias com nível médio de irradiação



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5.29 apresenta o comportamento ao longo do dia com nível máximo de irradiação da temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor calculada pela simulação segundo $T_{c\acute{e}u}$ igual a 296 K (23°C). Nenhum ponto encontra-se fora da faixa de tolerância e o erro relativo médio entre as temperaturas medida e calculada foi de 5%. A maior diferença entre as temperaturas medida e estimada ocorre quando a temperatura calculada está 2,2°C acima da medida, às 18:00 horas.

Gráfico 5.29 – Gráfico QQ da temperatura de operação para os dias com nível máximo de irradiação



Fonte: Elaborado pelo autor.

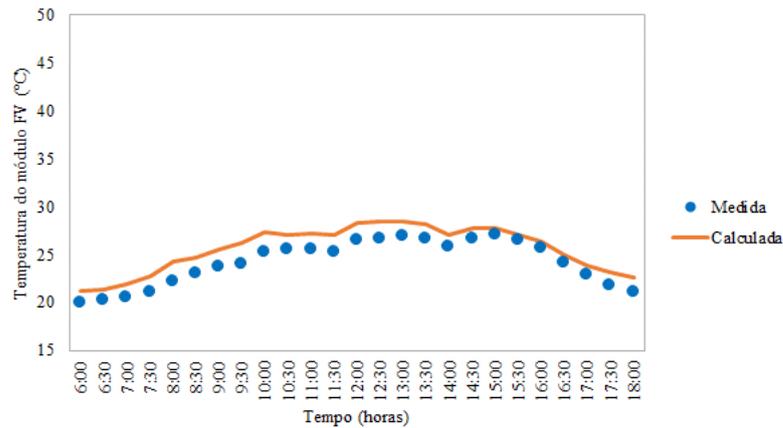
Os Gráficos 5.30, 5.31 e 5.32 reproduzem a temperatura de operação do módulo FV flutuante com pontes de calor medida confrontada com a temperatura calculada sob as mesmas condições meteorológicas para melhor visualização da representatividade do modelo para módulo FV flutuante. Os pontos nos gráficos são os valores RMS das temperaturas a cada 30 minutos.

O dia com nível mínimo de irradiação (Gráfico 5.30) apresenta uma média de 1,4°C de diferença absoluta entre as temperaturas medida e estimada. O modelo superestimou 100% dos valores de temperatura.

O dia com nível médio de irradiação (Gráfico 5.31) apresenta uma média de 1,1°C de diferença absoluta entre as temperaturas medida e estimada. O modelo superestimou 89% dos valores de temperatura.

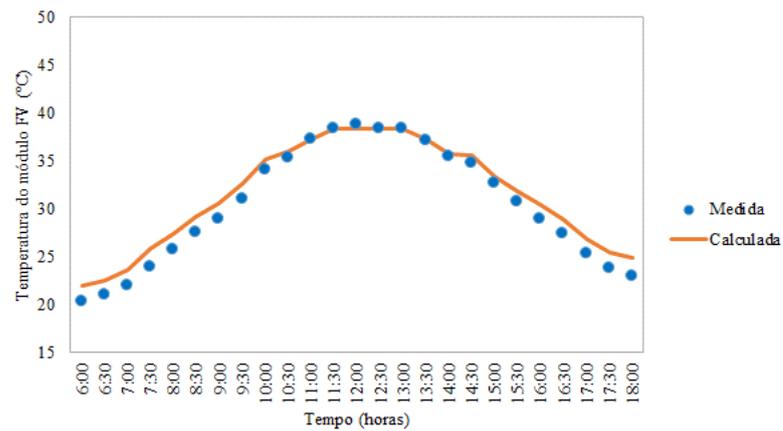
O dia com nível máximo de irradiação (Gráfico 5.32) apresenta uma média de 0,3°C de diferença absoluta entre as temperaturas medida e estimada. O modelo superestimou 59% dos valores de temperatura.

Gráfico 5.30 – Temperatura medida do módulo FV flutuante com pontes de calor x temperatura calculada para nível mínimo de irradiação diária



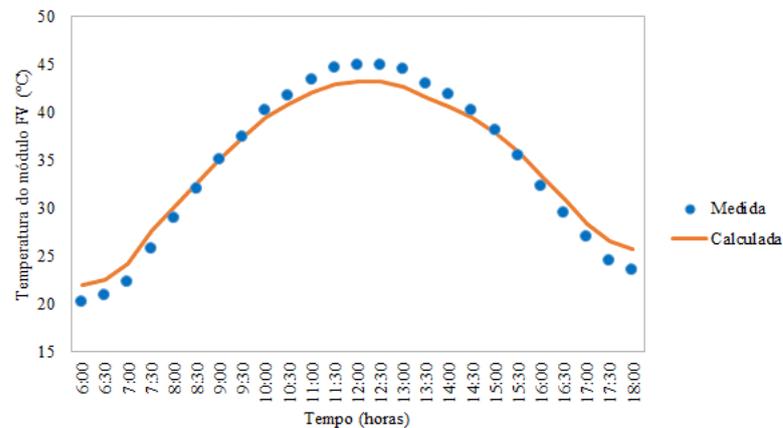
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.31 – Temperatura medida do módulo FV flutuante com pontes de calor x temperatura calculada para nível médio de irradiação diária



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 5.32 – Temperatura medida do módulo FV flutuante com pontes de calor x temperatura calculada para nível máximo de irradiação diária



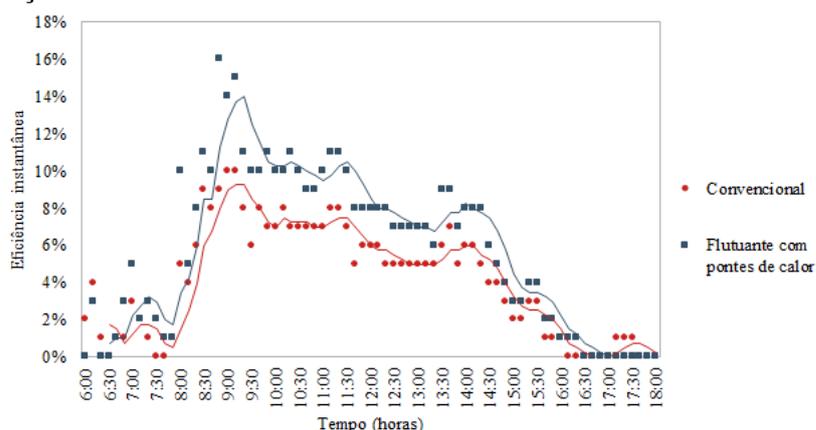
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.6 Desempenho de módulo FV flutuante com pontes de calor

Para avaliar a melhora no desempenho do módulo FV flutuante com pontes de calor (Figura 4.2) em relação ao módulo FV convencional (Figura 4.3) são apresentados os Gráficos 5.33, 5.34 e 5.35 com a eficiência de conversão FV instantânea medida (segundo mostra a Subseção 4.3.3) entre 01/06/2019 e 07/07/2019. Essas curvas representam os valores RMS da eficiência. Em qualquer dos gráficos a eficiência de conversão instantânea do módulo FV flutuante é, na maior parte do tempo, superior à do módulo FV convencional.

Entretanto, os valores de eficiência de conversão FV apresentados nos Gráficos 5.33, 5.34 e 5.35 e na Tabela 5.8 são influenciados pela carga de 8 W conectada na saída dos módulos FV, que limita os valores apresentados.

Gráfico 5.33 – Eficiência de conversão instantânea do módulo FV flutuante com pontes de calor x convencional para nível mínimo de irradiação diária

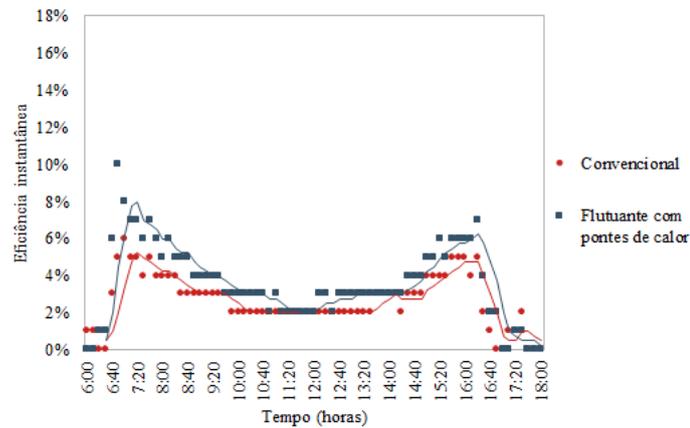


Fonte: Elaborado pelo autor.

Em dias com nível baixo de irradiação diária o módulo FV flutuante com pontes de calor esteve mais próximo das condições NOCT, o que causou uma eficiência de conversão instantânea máxima de 16,0%, mais próxima daquela apresentada na Tabela 4.4 (14%). O nível mínimo de irradiação diário foi aquele com a maior média de eficiência elétrica FV (6,9%) dentre os três níveis de irradiação.

Como pode ser observado no Gráfico 5.34, a eficiência de conversão FV do módulo FV flutuante com pontes de calor (4,0%, em média) é, no geral, superior à eficiência do módulo FV convencional (2,9%, em média). No caso do módulo FV flutuante com pontes de calor a eficiência de conversão máxima alcançada é de 10,0% que é abaixo da eficiência NOCT.

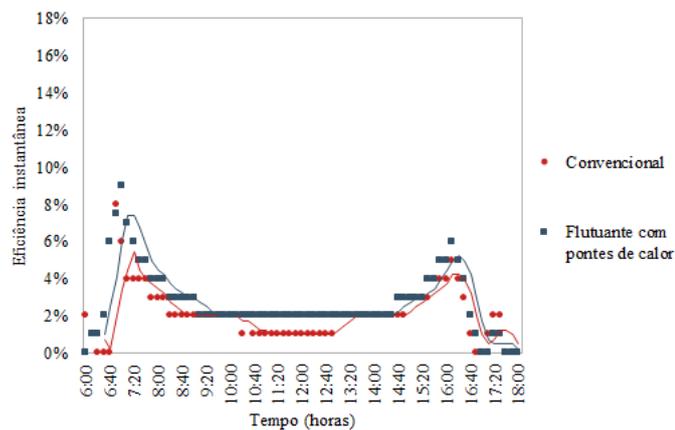
Gráfico 5.34 – Eficiência de conversão instantânea do módulo FV flutuante com pontes de calor x convencional para nível médio de irradiação diária



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5.35 mostra a eficiência média de conversão do módulo FV flutuante com pontes de calor igual a 3,1% enquanto do módulo FV convencional é de 2,4%. No caso do módulo FV flutuante, a eficiência máxima alcançada é de 9,0% que é quase metade da eficiência NOCT.

Gráfico 5.35 – Eficiência de conversão instantânea do módulo FV flutuante com pontes de calor x convencional para nível máximo de irradiação diária



Fonte: Elaborado pelo autor.

No período de maior irradiação, nos Gráficos 5.34 e 5.35, a eficiência FV reduziu tanto na situação de módulo FV flutuante com pontes de calor como na situação de módulo FV convencional quando a temperatura de operação aumentava. Portanto, a curva de eficiência instantânea é inversamente proporcional à curva de temperatura do módulo FV (apresentada nos Gráficos 5.25 e 5.26), o que confirma a necessidade do arrefecimento dos módulos FV.

A Tabela 5.8 apresenta os valores RMS da eficiência instantânea dos módulos FV convencional e flutuante com pontes de calor para diferentes níveis de irradiação, comparando a eficiência média e a máxima.

Tabela 5.8 – Eficiência FV instantânea dos módulos FV no período de 01/06/2019 a 07/07/2019

Classificação da irradiação diária	Eficiência média do convencional	Eficiência média do flutuante com pontes de calor	Eficiência máxima do convencional	Eficiência máxima do flutuante com pontes de calor
Mínima	4,9%	6,9%	10,0%	16,0%
Média	2,9%	4,0%	6,0%	10,0%
Máxima	2,4%	3,1%	8,0%	9,0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nos dias com nível médio de irradiação há um melhor desempenho do módulo FV do que nos dias de alta irradiação, pois as temperaturas de operação encontram-se mais baixas nos dias com nível médio do que nos dias com nível alto, mesmo com o arrefecimento passivo. Portanto, para os dados analisados, quanto maior o nível de irradiação e a temperatura ambiente, maior será a temperatura de operação FV e menor a eficiência de conversão FV (atestando a Equação 3.8).

A Tabela 5.9 mostra a geração de eletricidade média dos módulos FV convencional e flutuante com pontes de calor em dias com diferentes níveis de irradiação e os respectivos ganhos (incremento na geração FV do módulo flutuante em relação ao módulo convencional).

Tabela 5.9 – Geração de eletricidade dos módulos FV no período de 01/06/2019 a 07/07/2019

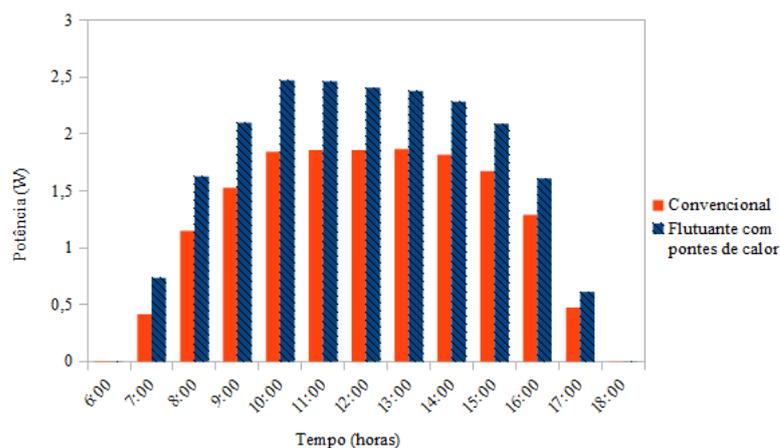
Classificação da irradiação diária	Módulo FV convencional	Módulo FV flutuante com pontes de calor	Incremento na geração FV
Mínima	14,8 Wh	21,1 Wh	42%
Média	17,8 Wh	23,3 Wh	31%
Máxima	19,1 Wh	23,7 Wh	24%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados da Tabela 5.9 mostram que durante o período analisado houve incremento na geração de eletricidade do módulo FV flutuante com pontes de calor em relação ao módulo FV convencional. A geração diária do módulo flutuante com pontes apresenta ganhos em relação à do módulo convencional de 42% para irradiação inferior a 2,5 kWh/m², de 31% para irradiação entre 2,5 kWh/m² e 5,0 kWh/m² e de 24% para irradiação superior a 5,0 kWh/m².

O Gráfico 5.36 mostra os valores RMS da geração de eletricidade diária de 01/06/2019 a 07/07/2019, confirmando que o módulo FV flutuante ao longo de todo o dia produz mais do que o módulo FV convencional.

Gráfico 5.36 – Valores médios de geração de eletricidade diária no período de 01/06/2019 a 07/07/2019



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, a modelagem desenvolvida para módulo FV flutuante com pontes de calor consegue prever o comportamento térmico desse tipo de módulo com erro relativo máximo de 10%. Ao mesmo tempo, os resultados mostram que o módulo FV flutuante apresenta ganhos na eficiência de conversão e na geração de eletricidade em relação ao módulo FV convencional, sem ter gastos extras com energia. Assim, é verificada a efetividade do arrefecimento passivo por pontes de calor. Ou seja, sob as condições meteorológicas locais do LEA/UFC o uso de aletas como pontes calor para realizar arrefecimento passivo é efetivo e aumenta a geração em até 42%.

6 CONCLUSÃO

Módulos FV convertem apenas parte da energia solar incidente, o restante é acumulado, principalmente, na forma de calor que eleva a temperatura de operação do módulo FV. Esse fenômeno causa uma redução na eficiência de conversão FV, pois esta e a temperatura de operação são grandezas inversamente proporcionais.

Com o objetivo de diminuir as perdas causadas pelo aumento da temperatura de operação, surgiram diversas propostas para arrefecimento de módulos FV. A proposta de arrefecimento passivo aplicada foi de módulos FV flutuantes que não utilizam bombeamento de água, ocupam corpos d'água já existentes e não mantêm contato direto com a água. Para intensificar o efeito de redução da temperatura de operação FV foi proposto o uso de aletas como pontes calor. O objetivo das pontes era reduzir a temperatura do módulo através do contato indireto com a água.

Uma modelagem para previsão da temperatura de um módulo FV flutuante com pontes de calor foi desenvolvida com o propósito de estimar a efetividade desse arrefecimento passivo. Os ajustes no modelo começaram com a simulação de um módulo flutuante sem pontes de calor após comparação com as medições de um módulo FV flutuante sobre um flutuador de PVC. Ao final os parâmetros obtidos diziam respeito às temperaturas do céu, à velocidade do vento, à absorvidade e à resistência térmica na junta de contato.

O modelo conseguiu representar adequadamente (dentro de uma faixa de tolerância de 15%) o comportamento do módulo FV flutuante sem pontes de calor durante o período em que ocorreu 100% da geração de eletricidade diária.

Depois de validado o modelo sem aletas, fez-se uma estimativa da redução da temperatura e dos ganhos com a eficiência após aplicação de pontes de calor. A conclusão desta etapa ocorreu com a determinação do uso de 5 pontes de calor a serem fixadas na parte posterior do módulo FV flutuante.

A efetividade do arrefecimento passivo proposto ocorreu pela análise do comportamento térmico e elétrico de um módulo FV flutuante com pontes de calor e um módulo FV convencional instalado em telhado plano. Primeiramente, foi verificada a diferença de temperatura entre os dois módulos, depois a representatividade da modelagem com pontes de calor e, por último, os ganhos na geração de eletricidade de um módulo em relação ao outro.

A temperatura de operação do módulo FV convencional esteve acima da temperatura do módulo FV flutuante com pontes de calor por cerca de 90% do horário com irradiação incidente. A diferença máxima alcançada entre a temperatura do módulo

convencional e do flutuante foi de 2,5°C, 3,3°C e 3,9°C para os níveis mínimo, médio e máximo de irradiação solar, respectivamente. As maiores diferenças de temperatura ocorreram no período de maior incidência de irradiação, entre 11:00 e 13:00 horas.

Independentemente do nível de irradiação solar diário, o modelo para módulo FV flutuante com pontes de calor não forneceu pontos de temperatura de operação fora da faixa de tolerância estipulada de $\pm 10\%$. O erro relativo médio entre as temperaturas medida e calculada apresenta valores de 6% para nível de irradiação mínimo, 4% para nível de irradiação médio e 5% para nível de irradiação máximo. O modelo para módulo flutuante com pontes superestimou a maioria dos pontos de temperatura de operação calculados. A média de diferença absoluta entre as temperaturas para os dias com nível de irradiação mínimo, médio e máximo foram, respectivamente, 1,4°C, 1,1°C e 0,3°C.

Como esperado, os dois módulos apresentavam uma redução da eficiência de conversão conforme a temperatura de operação aumentava. Atestando, assim, a necessidade do arrefecimento passivo dos módulos FV, com o objetivo de compensar as perdas na eficiência de conversão e, conseqüentemente, na geração de eletricidade, sem gastos extras com energia.

A geração de eletricidade diária do módulo FV flutuante com pontes de calor, por sua vez, apresentou ganhos em relação à geração de eletricidade do módulo FV convencional de 42% para irradiação inferior a 2,5 kWh/m², de 31% para irradiação entre 2,5 kWh/m² e 5,0 kWh/m² e de 24% para irradiação superior a 5,0 kWh/m².

O módulo com pontes de calor fixadas conseguiu reduzir sua temperatura de operação em relação ao módulo convencional por conduzir calor da superfície posterior até a água. Mas se as pontes de calor fossem integradas a estrutura do módulo FV, a resistência de contato na junta térmica possivelmente diminuiria o que proporcionaria maiores trocas de calor entre a superfície posterior e o material da ponte de calor. Futuros trabalhos poderiam considerar essas e outras formas de pontes de calor para realizar o arrefecimento passivo do módulo FV.

REFERÊNCIAS

ABID, M.; ABID, Z.; SAGIN, J.; MURTAZA, R.; SARBASSOV, D.; SHABBIR, M. Prospects of floating photovoltaic technology and its implementation in Central and South Asian Countries. **International Journal of Environmental Science and Technology**, v. 16, n. 3, p. 1755–1762, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR**. Março de 2019. Disponível em: <<https://mailchi.mp/absolar/infografico-absolar-n-5-confira-os-dados-atualizados-do-setor-solar-fotovoltaico-2183109?e=a004c706a0>>. Acesso em: 23 abr. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**. Brasília, 2012.

ALDIFER. Distribuidora de ferro e aço. **Cantoneira**. 2016. Disponível em: <<http://www.aldifer.com.br/cantoneira.php>>. Acesso em: 08 dez. 2018.

ALENCAR FILHO, A. A. R. **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 nov. 2018.

AL-SABOUNCHI, A. M.; YALYALI, S. A.; AL-THANI, H. A. Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions. **Renewable Energy**, v. 53, n. 2013, p. 71–78, 2012.

ANDRADE, A. C. **Análise e Simulação de Temperaturas em Módulos Fotovoltaicos**. 2008. 125 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

AZO MATERIALS. **Aluminium - Advantages and Properties of Aluminium**. Disponível em: <<https://www.azom.com/properties.aspx?ArticleID=1446>>. Acesso em: 26 set. 2018.

BORBA, R. A.; NOVAK, L. H. Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: Aspectos positivos e desafios. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7. **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: CBENS, 2018. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/viewFile/151/151>>. Acesso em: 20 jun. 2018. p. 1–7.

BUSSON, B. O.; DIAS, P. H. F.; DUPONT, I. M.; CAMPOS, P. H. M.; CARVALHO, P. C. M.; BARROSO, E. A. Q. Capítulo 2 – Validação de modelos de comportamento térmico de painéis fotovoltaicos para o semiárido brasileiro. **Energia solar e eólica**. Volume 1. Atena Editora. 431 p. 2019.

BUSSON, B. O.; DIAS, P. H. F.; DUPONT, I. M.; CAMPOS, P. H. M.; CARVALHO, P. C. M.; BARROSO, E. A. Q. Validação de modelos de comportamento térmico de painéis fotovoltaicos para o semiárido brasileiro. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7. **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: CBENS, 2018. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/385/385>>. Acesso em: 20 ago. 2018. p. 1–9.

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.

CAMPANA, P. E.; WÄSTHAGE, L.; NOOKUEA, W.; TAN, Y.; YAN, J. Optimization and assessment of floating and floating-tracking PV systems integrated in on- and off-grid hybrid energy systems. **Solar Energy**, v. 177, n. November, p. 782–795, 2019.

CHOI, Y. K. 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.

COOLER MASTER. **MasterGel Maker**. Disponível em: <<http://www.coolermaster.com/cooling/thermal-compound/mastergel-maker/>>. Acesso em: 24 out. 2018.

COOLPROP. **Welcome to CoolProp**. Disponível em: <<http://www.coolprop.org/>>. Acesso em: 03 out. 2019.

COSTA, A. R.; BUSSON, B. O.; CARNEIRO, B. A.; LIMA, C. W. S.; OLIVEIRA FILHO, E. R.; VERDE NETO, F. T. G. L.; NASCIMENTO, J. W. F.; LIMA, M. A. F. B.; CARVALHO, P. C. M.; MARSYLLE, P. A. M.; DIAS, P. H. F.; ARAÚJO, P. H. Análise da sustentabilidade da geração de eletricidade do Ceará. **Revista Tecnologia**, p. 1–17, 2018.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. Quarta edição. Editora Wiley. 910 p. 2013.

DUPONT, I. M.; PEREIRA, R. I. S.; CARVALHO, P. C. M.; JUCÁ, S. C. S. Sistema embarcado Linux aplicado ao monitoramento em nuvem de planta de microgeração fotovoltaica. In: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6. **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belo Horizonte: CBENS, 2016. p. 1–8.

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.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2018 ano base 2017**. Rio de Janeiro, 2018.

FARFAN, J.; BREYER, C. Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: A virtual battery of great global potential. **Energy Procedia**, v. 155, p. 403–411, 2018.

FESHARAKI, V. J.; DEGHANI, M.; FESHARAKI, J. J.; TAVASOLI, H. The Effect of Temperature on Photovoltaic Cell Efficiency. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EMERGING TRENDS IN ENERGY CONSERVATION, 1., 2011, Teerã. **Proceeding of the 1st International Conference on Emerging Trends in Energy Conservation**. Teerã: ETEC, 2011. Disponível em: < http://research.iaun.ac.ir/pd/jjfesharakiold/pdfs/PaperC_4124.pdf>. Acesso em: 19 fev. 2018. p. 1-6.

FUNDAÇÃO CEARENSE DE METEOROLOGIA E RECURSOS HÍDRICOS – FUNCEME. **Gráfico de chuvas dos postos pluviométricos**. 2018. Disponível em: <<http://www.funceme.br/index.php/areas/23-monitoramento/meteorol%C3%B3gico/548-gr%C3%A1fico-de-chuvas-dos-postos-pluviom%C3%A9tricos>>. Acesso em: 02 dez. 2018.

GALDINO, M. A. E.; OLIVIERI, M. M. A. Some Remarks about the Deployment of Floating PV Systems in Brazil. **Journal of Electrical Engineering**, v. 5, n. 1, p. 10–19, 2017.

GISBERT, C. F.; GOZÁVELZ, J. J. F.; SANTAFÉ, M. R.; GISBERT, P. F.; ROMERO, F. J. S.; SOLER, J. B. T. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. **Renewable Energy**, v. 60, p. 63–70, 2013.

GUARRACINO, I.; MELLOR, A.; EKINS-DAUKES, N. J.; MARKIDES, C. N. Dynamic coupled thermal-and-electrical modelling of sheet-and-tube hybrid photovoltaic/thermal (PVT) collectors. **Applied Thermal Engineering**, v. 101, p. 778–795, 2016.

GREEN, M. A. **Solar cells: Operating principles, technology, and system applications**. 1 ed. Nova Jersey: Prentice-Hall, 1982, p. 288. USA, 1982.

HUIDE, F.; XUXIN, Z.; LEI, M.; TAO, Z.; QIXING, W.; HONGYUAN, S. A comparative study on three types of solar utilization technologies for buildings: Photovoltaic, solar thermal and hybrid photovoltaic/thermal systems. **Energy Conversion and Management**, v. 140, n. 2017, p. 1–13, 2017.

HUKSEFLUX. **LP02 pyranometer**. 2018. Disponível em: <<https://www.hukseflux.com/products/solar-radiation-sensors/pyranometers/lp02-pyranometer>>. Acesso em: 31 out. 2018.

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

INCROPERA, F. P.; DEWITT, D. P.; BERGMAN, T. L.; LAVINE, A. S. **Fundamentos de transferência de calor e massa**. 6 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008, p. 657. ISBN: 9788521615842.

KIM, S. H.; YOON, S. J.; CHOI, W. Design and construction of 1MW class floating PV generation structural system using FRP members. **Energies**, v. 10, n. 8, p. 1–14, 2017.

KRAUTER, S. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. **Solar Energy Materials & Solar Cells**. v. 82, p.131-137, 2004.

KYOCERA SOLAR. **Solartec KS20T**. Disponível em: <<https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/Solartec-KS20.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2018.

LIBREOFFICE. **LibreOffice Calc**. 2018. Disponível em: <<https://pt-br.libreoffice.org/descubra/calc/>>. Acesso em: 19 nov. 2018.

LIMA, L. C.; FERREIRA, L. A.; MORAIS, F. H. B. L. Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 79–85, 2017.

LIU, L.; WANG, Q.; LIN, H.; LI, H.; SUN, Q.; WENNERSTEN, R. Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems. **Energy Procedia**, v. 105, p. 1136–1142, 2017.

MAJID, Z. A. A.; SOPIAN, K. B.; RUSLAN, M. H.; AZMI, M. S. M.; OTHMAN, M. Y. Study on performance of 80 Watt floating photovoltaic panel. **Journal of Mechanical Engineering and Sciences (JMES)**, v. 7, p. 1150–1156, 2014.

MELO, M. A. **Monitoramento de módulo fotovoltaico flutuante com arrefecimento passivo por pontes de calor em contato com água**. 2019. 66 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

MITTAL, D.; SAXENA, B. K.; 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. **Proceedings of IEEE**. Kota: IEEE, 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8074182>>. Acesso em: 5 set. 2018. p. 1–7.

MOHARRAM, K. A.; ABD-ELHADY, M. S.; KANDIL, H. A.; EL-SHERIF, H. Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling. **Ain Shams Engineering Journal**, v. 4, n. 4, p. 869–877, 2013.

MOHRING, H. D.; STELLBOGEN, D.; SCHÄFFLER, R.; OELTING, S.; GEGENWART, R.; KONTTINEN, P.; CARLSSON, T.; CENDAGORTA, M.; HERMANN, W. Outdoor performance of polycrystalline thin film PV modules in different European climates. In: PROCEEDINGS OF 19TH EC PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 19. **Proceedings of Photovoltaic solar energy Conference**. Paris, 2004.

NRG SYSTEMS. **Specifications NRG #40C Anemometer**. 2010. Disponível em: <<https://www.nrgsystems.com/products/met-sensors/anemometers/detail/40c-anemometer>>. Acesso em: 13 nov. 2018.

OMRAN, M. G.H.; ENGELBRECHT, A. P.; SALMAN, A. Differential evolution based particle swarm optimization. In: PROCEEDINGS OF THE 2007 IEEE SWARM INTELLIGENCE SYMPOSIUM. **IEEE**, p. 112–119, 2007.

PAINEL SOLAR TÉRMICO. **Produza a sua energia e reduza seus custos energéticos**. 2018. Disponível em: <<http://www.painelsolartermico.com/sistemas-solares-termicos/>>. Acesso em: 9 set. 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **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, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL- CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Usina solar fotovoltaica flutuante começa a ser produzida na região do Amazonas**. 2017. 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: 10 set. 2018.

POURAN, H. M. From collapsed coal mines to floating solar farms, why China's new power stations matter. **Energy Policy**, v. 123, n. September, p. 414–420, 2018.

PREET, S. Water and phase change material based photovoltaic thermal management systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. September, p. 791–807, 2017.

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

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

SANTAFÉ, M. R.; GISBERT, P. S. F.; ROMERO, F. J. S.; SOLER, J. B. T.; GONZÁLVEZ, J. J. F.; GISBERT, C. M. F. Implementation of a photovoltaic floating cover for irrigation reservoirs. **Journal of Cleaner Production**, v. 66, p. 568–570, 2014.

SANTBERGEN, R.; VAN ZOLINGEN, R. J C. The absorption factor of crystalline silicon PV cells: A numerical and experimental study. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, n. 4, p. 432–444, 2008.

SIECKER, J.; KUSAKANA, K.; NUMBI, B. P. A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 192–203, 2017.

SILVA, G. D. P.; BRANCO, D. A. C.. Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? Assessing environmental impacts. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 36, n. 5, p. 390–400, 2018.

SILVÉRIO, N. M.; BARROS, R. M.; TIAGO FILHO, G. L.; REDÓN-SANTAFÉ, M.; SANTOS, I. F. S.; VALÉRIO, V. E. M. Use of floating PV plants for coordinated operation

with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin. **Energy Conversion and Management**, v. 171, p. 339–349, 2018.

TANJI, T. **Dossiê energia e crise no Brasil**. 2015. Disponível em: <<https://revistagalileu.globo.com/Revista/noticia/2015/03/dossie-energia-e-crise-no-brasil.html>>. Acesso em 23 abr. 2019.

TERMOPARES. **Vantagens e desvantagens da termorresistência x termopar**. Disponível em: <http://www.termopares.com.br/teoria_sensores_temperatura_termoresistencia_pt100_termoresvantag/>. Acesso em: 30 out. 2018.

TINA, G. M.; CAZZANIGA, R.; ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P. Geographic and technical floating photovoltaic potential. **Thermal Science**, v. 22, n. 3, p. 831–841, 2018.

TNN. **India's largest floating solar plant ready**. The times of India. 2017. Disponível em: <<https://timesofindia.indiatimes.com/city/kozhikode/indias-largest-floating-solar-plant-ready/articleshow/61112697.cms>>. Acesso em: 18 dez. 2018.

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

VALOR ECONÔMICO. **Metais: Bolsa de Metais de Londres, em US\$/ton.métrica**. 2019. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/valor-data/tabela/5851/metais>>. Acesso em 29 abr. 2019.

VORRATH, S. Australian made floating solar technology headed to California. **Renew Economy**. Publicado em: 4 dez. 2015. Disponível em: <<https://reneweconomy.com.au/au-99437/>>. Acesso em: 24 set. 2018.

WGSOL. **Efeito fotovoltaico**. 2018. Disponível em: <<https://wgsol.com.br/o-efeito-fotovoltaico-o-sol-fabricando-eletricidade/efeito-fotovoltaico/>>. Acesso em: 31 out. 2018.

WU, S.; ZHANG, Q.; XIAO, L.; GUO, F. A heat pipe photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid system and its performance evaluation. **Energy and buildings**, v. 43, n. 12, p. 3558–3567, 2011.

YESILYURT, M. K.; NASIRI, M.; ÖZAKIN, A. N. Techniques for Enhancing and Maintaining Electrical Efficiency of Photovoltaic Systems. **International Journal of New Technology and Research (IJNTR)**, v. 4, n. 4, p. 44–53, 2018.

ANEXO A – ARTIGO PUBLICADO NA REVISTA TECNOLOGIA

**Análise da sustentabilidade da geração de eletricidade do Ceará***Sustainability analysis of Ceará's electricity generation**Análisis de la sostenibilidad de la generación de electricidad del Ceará**Analyse de la durabilité de la production d'électricité de l'état du Ceará au Brésil*

André Ribeiro da Costa
andreibemcosta@gmail.com
Universidade de Fortaleza - Unifor

Bruna de Oliveira Bussan
bruna.bussan@yahoo.com.br
Universidade Federal do Ceará - UFC

Bruno de Alencar Carneiro
brunoalnki@hotmail.com
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Maranhão - IFMA

Claudio Wagner Santos Lima
claudiowsli@gmail.com
Instituto Federal do Ceará - IFCE

Elcid Rodrigues de Oliveira Filho
elcidrdof@gmail.com
Universidade Federal do Ceará - UFC

Francisco Tarcisio G. L. V. Neto
tarcisiofv@gmail.com
Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA

José Wilton F. do Nascimento
wilton@quanticonsultoria.com
Universidade de Fortaleza - Unifor

Marcello Anderson F. B. Lima
marcello@ifce.edu.br
Centro de Ensino Tecnológico - ICET

Paulo C. M. Carvalho
carvalho@fde.ufc.br
Universidade Federal do Ceará - UFC

Pedro Antoine Meireles Marsylle
pedro.marsylle@gmail.com
Universidade Federal do Ceará - UFC

Pedro Henrique Fonteles Dias
pedrohfdias18@gmail.com
Universidade Federal do Ceará - UFC

Pedro Hericson Machado Araújo
hericsonaraujo2013@gmail.com
Instituto Federal do Ceará - IFCE

Ronier Mesquita Lopes
roniermesquita@yahoo.com.br
Universidade Federal do Ceará - UFC

Wallason Farias de Souza
wallason.farias@gmail.com
Universidade Federal do Ceará - UFC

Resumo

A matriz elétrica cearense distingue-se da matriz elétrica brasileira por ser alicenciada, principalmente, em usinas eólicas e térmicas, que fornecem, juntas, 99% da produção de eletricidade do estado. Em relação à demanda por eletricidade do Ceará, do ano de 1981 até 2015, houve um crescimento de cerca de 747%, com um crescimento médio de 21,34% ao ano. O presente artigo tem como objetivo analisar o comportamento de índices de sustentabilidade para o setor de geração de energia elétrica cearense. Para isso, os seguintes multicritérios de análise da sustentabilidade na matriz elétrica são considerados: emissão de gases de efeito estufa; área imobilizada; uso de recursos de combustível; uso de água; morbidade; confiabilidade da geração e eficiência energética. A proposta desenvolvida divide os pesos dos multicritérios no aspecto social e técnico (40%) e nos parâmetros ambientais (60%). No Ceará, dentro dos parâmetros ambientais, o índice referente ao consumo de água, devido à inconstância de chuvas, recebeu a maior ponderação de impactos na sustentabilidade (30%). Segundo a metodologia proposta, o setor de geração de eletricidade do Ceará, em 2017, baseado principalmente em usinas termelétricas e eólicas, apresenta um índice de sustentabilidade de 1,351, que é 2,2 vezes acima do patamar de sustentabilidade brasileiro (índice de 0,614). Um elevado indicador de sustentabilidade demonstra baixa sustentabilidade da matriz de geração de eletricidade.

Palavras-chave: Setor elétrico do Ceará. Sustentabilidade energética. Matriz de energia elétrica.

Abstract

Ceará's electricity matrix is distinguished from the Brazilian one because it is mainly based on wind and thermal plants that together supply 99% of the state's electricity production. Considering the demand for electricity in Ceará, from 1981 to 2015, there was an increase of about 747%, with an average growth of 21.34% per year. The present paper has the goal of analyzing the behavior of sustainability indices for the electric power generation sector of Ceará. For this, the following multi-criteria of sustainability analysis in the electric matrix are considered: emission of greenhouse gases; Immobilized area; Use of fuel resources; Water use; Morbidity; Reliability of energy generation and energy efficiency. The developed proposal divides the weights of the multicriteria in the social and technical aspect (40%) and in the environmental parameters (60%). In Ceará, considering the environmental parameters, the index referring to water consumption, due to the inconstancy of the rainy season, received the greatest impact on sustainability (30%). According to the proposed methodology, Ceará's electricity generation sector in 2017, based mainly on thermoelectric and wind farms, has a sustainability index of 1.351, which is 2.2 times above the Brazilian sustainability threshold (index of 0.614). A high sustainability index demonstrates a low sustainability of the electricity generation matrix.

Keywords: Ceará's electrical sector. Energy sustainability. Electricity matrix

Resumen

La matriz eléctrica cearense se distingue de la matriz eléctrica brasileña por anclarse, principalmente, en parques eólicos y térmicos, que ofrecen, juntas, 99% de la producción de electricidad del Estado. En relación a la demanda de electricidad del Ceará, del año de 1981 hasta 2015, hubo un crecimiento de 747%, con un aumento medio de 21,34% al año. Este artículo objetiva analizar el comportamiento de los índices de sostenibilidad para el sector de generación de energía eléctrica cearense. Para eso,

ANEXO B – ARTIGO PUBLICADO NO VII CBENS

VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018

VALIDAÇÃO DE MODELOS DE COMPORTAMENTO TÉRMICO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PARA O SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Bruna de Oliveira Busson – bruna.busson@yahoo.com.br
Pedro Henrique Fonteles Dias – pedrohfdias18@gmail.com
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Mecânica
Ivonne Montero Dupont – ivonne.mdupont@gmail.com
Pedro Hassan Martins Campos – p.hassan@hotmail.com
Paulo Cesar Marques de Carvalho – carvalho@dee.ufc.br
Edylla Andressa Queiroz Barroso – edylla_andressa@hotmail.com
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. A temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos (FV) compromete o desempenho, pois quanto maior esta temperatura menor a tensão de circuito aberto e menor a potência máxima da célula. O objetivo do presente artigo é avaliar a adequação das equações desenvolvidas por Duffie e Beckman (2013), Ross (1976) e Chenni et al. (2007) para descrever o comportamento térmico de células FV nas condições climáticas do semiárido brasileiro. Os parâmetros utilizados nas três metodologias são captados pelo sistema de aquisição de dados (Sistema de Monitoramento Online - REMS) que realiza medições por meio de sensores a cada minuto. Os gráficos são construídos com base nas medições feitas e nas equações propostas, para as quinzenas de Agosto e Setembro de 2017. A visualização das curvas de temperatura de operação do painel FV mostram uma diferença acentuada entre a temperatura de operação real e a estimada pelos métodos em estudo, principalmente, nos horários de maior incidência de irradiação e temperatura ambiente entre 10:00 e 14:00 horas. Dentro da limitação de nossos resultados e para este caso, apesar de nenhum dos três métodos analisados ser adequado para a o diagnóstico da temperatura, percebe-se que o comportamento térmico é melhor descrito por Duffie e Beckman (2013). Este método apresenta menor diferença média (aproximadamente 13%) e menor erro máximo em Agosto (9 °C) entre as temperaturas de operação estimada e medida dentre as metodologias

Fonte: (BUSSON et al., 2018, p. 1).

ANEXO C – CAPÍTULO PUBLICADO NO LIVRO ENERGIA SOLAR E EÓLICA



Bruna de Oliveira Busson
Universidade Federal do Ceará, Departamento de
Engenharia Mecânica
Fortaleza- Ceará

Pedro Henrique Fonteles Dias
Universidade Federal do Ceará, Departamento de
Engenharia Mecânica
Fortaleza- Ceará

Ivonne Montero Dupont
Universidade Federal do Ceará, Departamento de
Engenharia Elétrica
Fortaleza- Ceará

Pedro Hassan Martins Campos
Universidade Federal do Ceará, Departamento de
Engenharia Elétrica
Fortaleza- Ceará

Paulo Cesar Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará, Departamento de
Engenharia Elétrica
Fortaleza- Ceará

Edylla Andressa Queiroz Barroso
Universidade Federal do Ceará, Departamento de
Engenharia Elétrica
Fortaleza- Ceará

RESUMO: A temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos (FV) compromete o desempenho, pois quanto maior esta temperatura menor a tensão de circuito aberto e

menor a potência máxima da célula. O objetivo do presente artigo é avaliar a adequação das equações desenvolvidas por Duffie e Beckman (2013), Ross (1976) e Chenni et al. (2007) para descrever o comportamento térmico de células FV nas condições climáticas do semiárido brasileiro. Os parâmetros utilizados nas três metodologias são captados pelo sistema de aquisição de dados (Sistema de Monitoramento Online - REMS) que realiza medições por meio de sensores a cada minuto. Os gráficos são construídos com base nas medições feitas e nas equações propostas, para as quinzenas de Agosto e Setembro de 2017. A visualização das curvas de temperatura de operação do painel FV mostram uma diferença acentuada entre a temperatura de operação real e a estimada pelos métodos em estudo, principalmente, nos horários de maior incidência de irradiação e temperatura ambiente entre 10:00 e 14:00 horas. Dentro da limitação de nossos resultados e para este caso, apesar de nenhum dos três métodos analisados ser adequado para a o diagnóstico da temperatura, percebe-se que o comportamento térmico é melhor descrito por Duffie e Beckman (2013). Este método apresenta menor diferença média (aproximadamente 13%) e menor erro máximo em Agosto (9,2°C) entre as temperaturas de operação estimada e medida dentre as metodologias investigadas.