

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

ELÓY ESTEVES GASPARIN

**INFLUÊNCIA DA DISTÂNCIA DA ÁGUA NA EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO DE
ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES**

Ilha Solteira

2017



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Câmpus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

ELÓY ESTEVES GASPARIN

**INFLUÊNCIA DA DISTÂNCIA DA ÁGUA NA EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO DE
ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de Conhecimento: Ciências Térmicas.

Prof. Dr. João Batista Campos Silva
Orientador

Ilha Solteira

2017

FICHA CATALOGRÁFICA

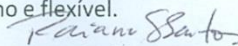
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

G249i Gasparin, Elóy Esteves.
Influência da distância da água na eficiência de conversão de energia em sistemas fotovoltaicos flutuantes / Elóy Esteves Gasparin. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017
62 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Ciências Térmicas, 2017

Orientador: João Batista Campos Silva
Inclui bibliografia

1. Plantas fotovoltaicas flutuantes. 2. Energia solar. 3. Eficiência elétrica. 4. Distância da superfície da água. 5. Módulos monocristalino e flexível.


Raiane da Silva Santos
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao Usuário e Documentação
Supervisora Técnica de Região
CRB CRB-6/9999



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: INFLUÊNCIA DA DISTÂNCIA DA ÁGUA NA EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES

AUTOR: ELÓY ESTEVES GASPARIN

ORIENTADOR: JOAO BATISTA CAMPOS SILVA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA MECÂNICA, área: CIÊNCIAS TÉRMICAS pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. JOAO BATISTA CAMPOS SILVA
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Profa. Dra. ELAINE MARIA CARDOSO
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. SANTIAGO DEL RIO OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Bauru

Ilha Solteira, 19 de dezembro de 2017

AGRADECIMENTOS

Agradeço,

Aos meus pais, José Maurício Gasparin e Elizabethe L. Esteves Gasparin, pelo apoio incondicional durante toda minha vida.

À minha irmã Noelle, pelos conselhos e exemplo.

À Débora, pelo companheirismo.

Ao Professor Dr. João Batista Campos Silva pela orientação neste trabalho.

Aos amigos do Grupo de Simulações Numéricas em Ciências Térmicas da UNESP campus de Ilha Solteira.

“Quem hoje é vivo corre perigo
E os inimigos do verde da sombra ao ar
Que se respira e a clorofila
Das matas virgens destruídas vão lembrar
Que quando chegar a hora
É certo que não demora
Não chame Nossa Senhora
Só quem pode nos salvar é

Caviúna, Cerejeira, Baraúna
Imbuia, Pau-d'arco, Solva
Juazeiro e Jatobá
Gonçalo-Alves, Paraíba, Itaúna
Louro, Ipê, Paracaúba
Peroba, Massaranduba
Carvalho, Mogno, Canela, Imbuzeiro
Catuaba, Janaúba, Aroeira, Araribá
Pau-Ferro, Angico, Amargoso, Gameleira
Andiroba, Copaíba, Pau-Brasil, Jequitibá”
Xangai

RESUMO

Devido à alta demanda da substituição de fontes de energia que utilizam combustíveis fósseis por fontes de energia renovável, a ciência atual busca maximizar a eficiência das fontes renováveis para que sejam economicamente competitivas no mercado. Grande parte da liderança brasileira neste campo se deve à fonte hidráulica, que impacta negativamente o meio ambiente e as populações ribeirinhas. Assim, outras fontes renováveis como a eólica e a solar têm aumentado sua participação na matriz energética do país. Diante deste contexto, sistemas fotovoltaicos com alta eficiência podem aumentar a participação da energia solar na matriz interna de energia elétrica do Brasil. Os sistemas fotovoltaicos flutuantes são 11% mais eficientes do que os sistemas instalados em terra devido às menores temperaturas de operação. Para determinar se a umidade relativa do ar tem influência na eficiência das plantas flutuantes, neste trabalho, a partir de uma análise numérica, avaliou-se a eficiência de conversão de energia é influenciada pela distância entre a superfície da água e o módulo fotovoltaico flutuante. Além disso, estudou-se dois tipos diferentes de módulos fotovoltaicos (monocristalinos e flexíveis) durante as quatro estações do ano, avaliando suas peculiaridades. A Planta Fotovoltaica de Rosana/SP foi utilizada como base para formulação dos modelos físicos, que resultaram em um modelo matemático solucionado através do Método de Volumes Finitos nos softwares *FLUENT*[®] e *MECHANICAL*[®] do pacote *ANSYS*[®]. As quatro distâncias simuladas (100, 300, 600 e 900mm) determinaram que os modelos físico e matemático adotados não captaram de forma conclusiva se as temperaturas de operação dos módulos diminuem com a aproximação da superfície da água. A potência gerada por um módulo monocristalino é 38,8% maior do que a gerada por um módulo flexível, no entanto os monocristalinos são dez vezes mais sensíveis à temperatura de operação. Para a mesma capacidade (25kW), a geração efetiva de energia da planta de módulos flexíveis é 9,1% maior devido à área de incidência receber 63,3% mais irradiação solar. As menores eficiências elétricas ocorrem no Verão/Primavera, entretanto, as plantas geram 30% mais energia em relação ao Outono/Inverno. Na atualidade, os módulos monocristalinos possuem melhor aplicabilidade do que os flexíveis, pois possuem maior eficiência elétrica, mesmo utilizando estruturas de suporte mais robustas.

Palavras-Chave: Plantas fotovoltaicas flutuantes. Energia solar. Eficiência elétrica. Distância da superfície da água. Módulos monocristalino e flexível.

ABSTRACT

Due to the high demand for the replacement of energy sources that use fossil fuels by renewable energy sources, the current science seeks to maximize the efficiency of renewable sources to them be economically competitive in the market. Much of the Brazilian leadership in this field is due to the hydraulic source, which negatively impacts the environment and the riverine populations. Thus, other renewable energy sources such as wind and solar energies have increased their participation in the country's energy matrix. Given this context, photovoltaic systems with high efficiency can increase the participation of solar energy in the internal matrix of electric energy of Brazil. Floating photovoltaic systems are 11% more efficient than onshore systems due to lower operating temperatures. To determine if the relative humidity of the air influences the efficiency of the floating plants; in this work, based on a numerical analysis, it was evaluated whether the energy conversion efficiency is influenced by the distance between the water surface and the floating photovoltaic module. In addition, it was studied two different types of photovoltaic modules (monocrystalline and flexible) during the 4 seasons of the year, evaluating its peculiarities. The Rosana/SP Photovoltaic Plant was used as the basis for the formulation of the physical models, which resulted in a mathematical model solved through the Finite Volume Method in the FLUENT[®] and MECHANICAL[®] softwares of the ANSYS[®] package. The four simulated distances (100, 300, 600 and 900mm) determined that the physical and mathematical models adopted did not capture in a conclusive way whether the operating temperatures of the modules decrease with the approximation of the water surface. The power generated by a monocrystalline module is 38.8% greater than that generated by a flexible module, however the monocrystalline is ten times more sensitive to the operating temperature. For the same capacity (25kW), the effective power generation of the flexible module plant is 9.1% higher due to the incidence area receiving 63.3% more solar irradiation. The lowest electrical efficiencies occur in the Summer/Spring season, but generate 30% more energy compared to Fall/Winter season. Currently, the monocrystalline modules have better applicability than the flexible ones because they have greater electrical efficiency, even using more robust support structures.

Keywords: Floating photovoltaic plants. Solar energy. Electrical efficiency. Distance from water surface. Monocrystalline and flexible module.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Eficiência elétrica de um módulo monocristalino.	16
Figura 2 - Esquematisação do sistema fotovoltaico/térmico integrado.....	17
Figura 3 - Modelo esquemático de um sistema fotovoltaico flutuante.....	18
Figura 4 - Comparação da geração diária média entre sistemas flutuantes e em terra.	19
Figura 5 - Modelo esquemático de uma junção PN.....	22
Figura 6 - Módulo fotovoltaico de células monocristalinas.	24
Figura 7 - Módulo fotovoltaico de células flexíveis.....	25
Figura 8 - Planta fotovoltaica da usina hidrelétrica de Porto Primavera.	26
Figura 9 - Planta fotovoltaica flutuante.	27
Figura 10 - Local da coleta de dados e da planta fotovoltaica.	27
Figura 11 - Geometria do domínio do fluido.....	32
Figura 12 - Relação entre a temperatura da água de rios e a temperatura ambiente.	33
Figura 13 - Geometrias dos módulos fotovoltaicos.....	34
Figura 14 - Esquema da transferência de calor em uma célula fotovoltaica típica.	35
Figura 15 - Distância entre um módulo fotovoltaico e a superfície da água.	38
Figura 16 - Fluxograma do Procedimento Computacional.	39
Figura 17 - Diagrama do método de solução do algoritmo acoplado.....	41
Figura 18 - Área de trabalho da simulação no ANSYS®.....	42
Figura 19 - Teste de convergência de malha.	43
Figura 20 - Influência da distância na temperatura de operação dos módulos.....	45
Figura 21 - Influência da distância na eficiência elétrica dos módulos.....	46
Figura 22 - Potência gerada nas plantas ao longo de um dia médio de Verão.	48
Figura 23 - Distribuições de temperaturas dos módulos fotovoltaicos (Verão – 14h).....	49
Figura 24 - Eficiência elétrica dos tipos de módulos estudados.....	51
Figura 25 - Geração por módulo durante o verão.....	52
Figura 26 - Potência total gerada à 300 mm no verão.	53
Figura 27 - Temperatura de operação dos módulos nas estações do ano.	55
Figura 28 - Comparação entre as eficiências elétricas das estações do ano.....	56
Figura 29 - Potência gerada por módulo durante as estações do ano.	57
Figura 30 - Geração da planta fotovoltaica durante os dias médios das estações.	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Oferta interna de energia elétrica do Brasil.....	13
Tabela 2 - Potencial de geração de energia solar.....	14
Tabela 3 - Materiais e propriedades térmicas.....	35
Tabela 4 - Datas das Estações do Ano.....	37
Tabela 5 - Simulações Realizadas	37
Tabela 6 - Potência gerada por módulo em um dia médio do Verão.	47
Tabela 7 - Temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.	50
Tabela 8 - Porcentagem média da capacidade de geração dos módulos.	53

LISTA DE SÍMBOLOS

η_p	Eficiência média de um módulo fotovoltaico.
η_r	Eficiência na temperatura de referência.
β_p	Coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico ($^{\circ}C^{-1}$).
T_c	Temperatura média das células ($^{\circ}C$).
T_r	Temperatura de referência ($^{\circ}C$).
u_i	Componentes da velocidade na notação de Einstein (m/s).
$\bar{u}_i$	Média da componente da velocidade na notação de Einstein (m/s).
u'_i	Flutuação da componente da velocidade na notação de Einstein (m/s).
ϕ	Grandeza escalar qualquer.
$\bar{\phi}$	Média da grandeza escalar qualquer.
ϕ'	Flutuação da grandeza escalar qualquer.
x_i	Componentes espacial em notação de Einstein (m).
t	Componente temporal (s).
ρ	Massa específica da mistura (kg/m^3).
$\bar{p}$	Pressão estática média (Pa).
ν	Viscosidade cinemática ($Pa \cdot s$).
ν_t	Viscosidade cinemática turbulenta ($Pa \cdot s$).
k	Energia cinética turbulenta (J).
δ_{ij}	Delta de Kronecker.
ω	Taxa de dissipação específica.
G_k	Geração de energia cinética turbulenta.
G_{ω}	Geração de taxa de dissipação específica.
Γ_k	Difusividade efetiva de energia cinética turbulenta.
Γ_{ω}	Difusividade efetiva da taxa de dissipação específica.
Y_k	Dissipação de energia cinética turbulenta.
Y_{ω}	Dissipação da taxa de dissipação específica.
D_{ω}	Termo de difusão cruzada.
$\bar{T}$	Temperatura média ($^{\circ}C$).
α	Difusividade térmica (m^2/s).
T'	Flutuação da temperatura ($^{\circ}C$).
J_e	Fluxo de difusão da espécie 'e'.

h_e	Entalpia da espécie 'e'.
Y_e	Fração de massa da espécie 'e'.
Sc_t	Número de Schmidt Turbulento.
$D_{i,m}$	Coeficiente de difusão de massa da espécie.
$D_{T,i}$	Coeficiente de difusão térmica da espécie.
$\vec{A}$	Vetor da superfície do volume de controle.
S_ϕ	Termo fonte por unidade de volume de uma grandeza qualquer.
N_{faces}	Número de faces da célula.
V	Volume da célula (m ³).

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	Energia Solar no Brasil e no Mundo.....	12
1.2	Eficiência Elétrica das Células Fotovoltaicas.....	15
1.3	Objetivos.....	20
2	MATERIAIS E MÉTODOS	21
2.1	Células Fotovoltaicas	21
2.1.1	<i>Módulos Monocristalinos</i>	23
2.1.2	<i>Módulos Flexíveis</i>	24
2.2	Planta Fotovoltaica de Rosana/SP.....	25
2.3	Modelos Físico e Matemático.....	28
2.3.1	<i>Modelo Matemático</i>	28
2.4	Discretização das Equações Governantes.....	35
2.5	Datas e Distâncias Simuladas	36
2.6	Procedimento Computacional	38
3	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	43
3.1	Teste de Convergência de Malha.....	43
3.2	Influência da Distância.....	44
3.3	Influência do Tipo de Módulo Fotovoltaico	50
3.4	Influência das Estações do Ano	54
4	CONCLUSÕES.....	59
	REFERÊNCIAS.....	60

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo se discorre sobre o uso de energia solar fotovoltaica no mundo e no Brasil; sobre a eficiência dos módulos fotovoltaicos e fatores que influenciam sobre ela; bem como sobre os objetivos do presente trabalho.

1.1 Energia Solar no Brasil e no Mundo

Devido ao crescimento da demanda energética mundial, a redução da oferta de combustíveis fósseis e a crescente preocupação com o meio ambiente, a comunidade científica inclinou-se a pesquisar e desenvolver fontes alternativas de energia pouco poluentes, renováveis e que produzam baixo impacto ambiental (PEREIRA et al., 2006). Levando em consideração os últimos 40 anos, as matrizes internas de energia elétrica do Brasil e dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) apresentaram uma redução da utilização de petróleo em favorecimento da utilização das demais fontes (BRASIL, 2016), sinalizando uma transformação nas matrizes de energia do mundo. O uso excessivo de combustíveis fósseis causou uma rápida mudança climática devido ao aquecimento global e, portanto, o acesso às fontes de energia ecológicas se tornou essencial para atender à crescente demanda por energia limpa. Energia solar é uma fonte renovável barata, abundante e eterna que pode ser integrada com diferentes sistemas de consumo de energia para superar a dependência da sociedade atual de combustíveis convencionais (SANSANIWAL; SHARMA; MATHUR, 2018).

A integração da energia solar com vários outros tipos de sistemas energéticos tem um papel importante no desenvolvimento de tecnologias sustentáveis. Por exemplo, eletricidade e calor podem ser obtidos da integração entre componentes térmicos solares e células fotovoltaicas para formar uma unidade híbrida (SANSANIWAL; SHARMA; MATHUR, 2018). As energias renováveis representam 75,5% da matriz interna de energia elétrica do Brasil, contra apenas 24,1% da média mundial. A fonte hidráulica é a mais participativa na matriz de energia elétrica brasileira com 58,4% do total (Tabela 1), seguida do gás natural com 12,9% e do bagaço de cana com 5,5%. As fontes eólica e solar se destacaram em crescimento percentual entre os anos de 2014 e 2015, tendo aumentado suas participações em

77,1% e 266,4%, respectivamente. No entanto, a energia solar ainda possui participação incipiente na matriz (0,01%), apesar da alta taxa de crescimento (BRASIL, 2016).

Tabela 1 - Oferta interna de energia elétrica do Brasil.

Fontes Energéticas	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2015/2014 (%)	Participação 2014 (%)	Participação 2015 (%)
Hidroelétrica	373439	359743	-3,7	59,8	58,4
Gás Natural	81075	79490	-2,0	13,0	12,9
Bagaço de Cana	32303	34163	5,8	5,2	5,5
Eólica	12210	21626	77,1	2,0	3,5
Solar	16	59	266,4	0,003	0,01

Fonte: Brasil (2016).

A fonte de energia hidroelétrica é a mais popular entre as renováveis, porém emite grandes quantidades de gases de efeito estufa devido ao alagamento de áreas cobertas por vegetação. Mesmo após sua construção, variações no nível do reservatório fazem com que uma nova vegetação se estabeleça, seja novamente submersa e decomposta sob condições anaeróbicas na qual metano é produzido. Na usina do rio Curuá-Una, no estado do Pará, a razão entre as emissões de gases por energia gerada é maior do que a de combustíveis fósseis (FEARNSIDE, 2004). Por esse motivo, aplicações de fontes eólicas e solares têm se destacado cada vez mais. A demanda energética especialmente para aplicações de refrigeração em construções comerciais e residenciais tende a aumentar com o crescimento da população mundial. Um sistema de refrigeração e condicionamento de ar através da energia solar pode ser uma solução sustentável para lidar com problemas vitais da crise energética em aplicações de resfriamento/aquecimento (SANSANIWAL; SHARMA; MATHUR, 2018).

Aquecimento solar de água é um dos meios mais populares e atraentes da utilização da energia solar nos setores domésticos e industriais. As viabilidades econômica e tecnológica destes sistemas têm se mostrado significativamente altas (SANSANIWAL; SHARMA; MATHUR, 2018). A Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA) estima que a energia solar constituirá cerca de 11% da produção de energia elétrica mundial em 2050. Países como Alemanha, Japão e EUA estão liderando projetos nacionais de

expansão da tecnologia fotovoltaica, o que resultará em aumento na capacidade de produção e redução de custos na implantação destes tipos de plantas de geração de energia (DINÇER, 2011).

Capturar energia solar através de painéis fotovoltaicos,, com o intuito de produzir eletricidade, é considerado um dos mercados mais promissores no campo das energias renováveis (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017). Países europeus lideram a produção de energia solar, sendo que cerca de 65% da produção mundial está localizada na Europa, tendo como maiores produtores a Espanha e a Alemanha. No entanto, a indústria fotovoltaica chinesa tem crescido mais rápido do que em qualquer outro país do mundo, com objetivos de atingir a marca de 1,8 GW de geração anual até 2020 (DINÇER, 2011). Devido à natureza contaminante da maioria das fontes energéticas (como petróleo, gás e carvão mineral), a energia solar encontrou um imenso espaço na geração de energia elétrica, principalmente, em aplicações integradas para geração de energia e calor. A tecnologia fotovoltaica é relativamente madura e tem desempenhado um papel maior na futura geração de eletricidade mundial (SANSANIWAL; SHARMA; MATHUR, 2018).

A energia solar fotovoltaica forneceu cerca de 0,87% da eletricidade mundial em 2013 e sustenta um substancial crescimento anual de capacidade instalada de 43% desde 2000. A tecnologia fotovoltaica é a que mais cresce na área de geração de eletricidade no mundo, enquanto os custos dos módulos fotovoltaicos continuam a cair rapidamente (JEAN et al., 2015). O Brasil possui grande potencial para geração de energia solar, os valores de irradiação solar global incidente no território brasileiro são superiores aos de países como Alemanha, França e Espanha (Tabela 2), onde projetos para aproveitamento de recursos solares têm fortes incentivos governamentais (PEREIRA et al., 2006).

Tabela 2 - Potencial de geração de energia solar.

País	Potencial de geração de energia solar (kWh/m²)
Brasil	4200 – 6700
Alemanha	900 – 1250
França	900 – 1650
Espanha	1200 – 1850

Fonte: Pereira et al. (2006).

O recurso solar é inevitavelmente intermitente e um desafio para abastecer as necessidades humanas com energia solar está em converter um recurso altamente intermitente em uma fonte de energia elétrica estável e confiável (JEAN et al., 2015).

Apesar do alto potencial de diversificação da matriz energética que possuem os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a energia solar é pouco utilizada para geração de energia elétrica no Brasil. A capacidade da rede de distribuição acomodar a geração distribuída ainda é um gargalo para o desenvolvimento dos sistemas fotovoltaicos (FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017). O mercado fotovoltaico está em rápido crescimento no mundo. Durante o período entre 2000 e 2015, a taxa de crescimento de instalações fotovoltaicas mundiais foi de 42%. China e Taiwan tiveram fortes taxas de crescimento em sua produção, atingindo ao final de 2015, 71% das vendas no mercado global (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017). O desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil tem sido lento, apesar da necessidade de diversificação da matriz de geração de energia elétrica e da boa radiação solar do país (FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017).

1.2 Eficiência Elétrica das Células Fotovoltaicas

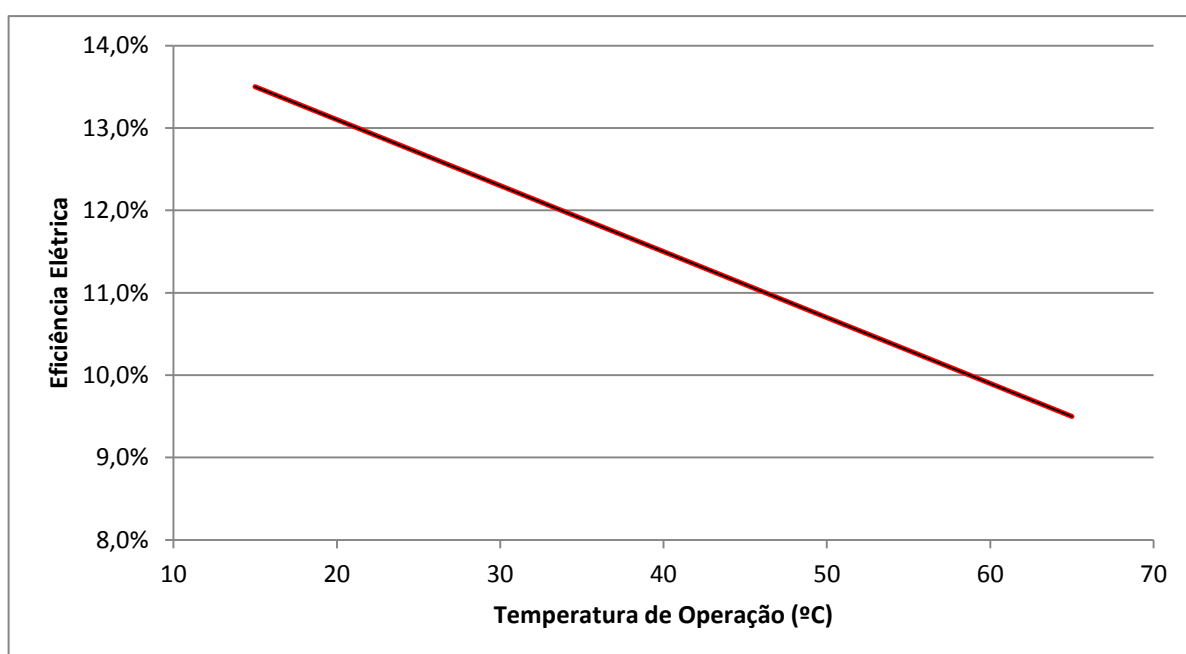
Células fotovoltaicas são produtos muito populares na geração de energia renovável, sendo capazes de converter diretamente radiação solar em eletricidade. Entretanto, durante sua operação, apenas aproximadamente 15% da radiação solar é convertida em energia elétrica, o resto é convertido em calor (TEO; LEE; HAWLADER, 2011). Assim, estudos que propõem meios de aumentar a eficiência da conversão em energia elétrica tem ganhado destaque no meio científico.

O impacto das condições ambientais no funcionamento das células tem sido investigado. Por exemplo, o acúmulo de poeira sobre a superfície dos módulos durante o período de um mês, em um país tropical como a Tailândia, levou à uma redução de 11% em sua eficiência. Módulos com ângulos de inclinação maiores permitem menor acúmulo de poeira em sua superfície, diminuindo a perda na geração (MEKHILEF; SAIDUR; KAMALISARVESTANI, 2012).

Outra causa de ineficiência na conversão de energia é a penetração de umidade na câmara da célula fotovoltaica. Medidas de precaução para reduzir o ingresso da umidade são selantes e materiais de encapsulamento com baixa condutividade iônica (MEKHILEF; SAIDUR; KAMALISARVESTANI, 2012).

A eficiência dos módulos fotovoltaicos é altamente sensível à temperatura de operação das células. Por sua vez, esta depende de diferentes variáveis climáticas: temperatura ambiente, velocidade do vento, irradiação solar e propriedades dos materiais que compõem o módulo são alguns exemplos. A temperatura é a variável que mais impacta a eficiência de conversão das células fotovoltaicas. A relação entre elas é exemplificada através da Figura 1. Assim, técnicas de resfriamento foram desenvolvidas para preservar uma baixa temperatura de operação (TEO; LEE; HAWLADER, 2011).

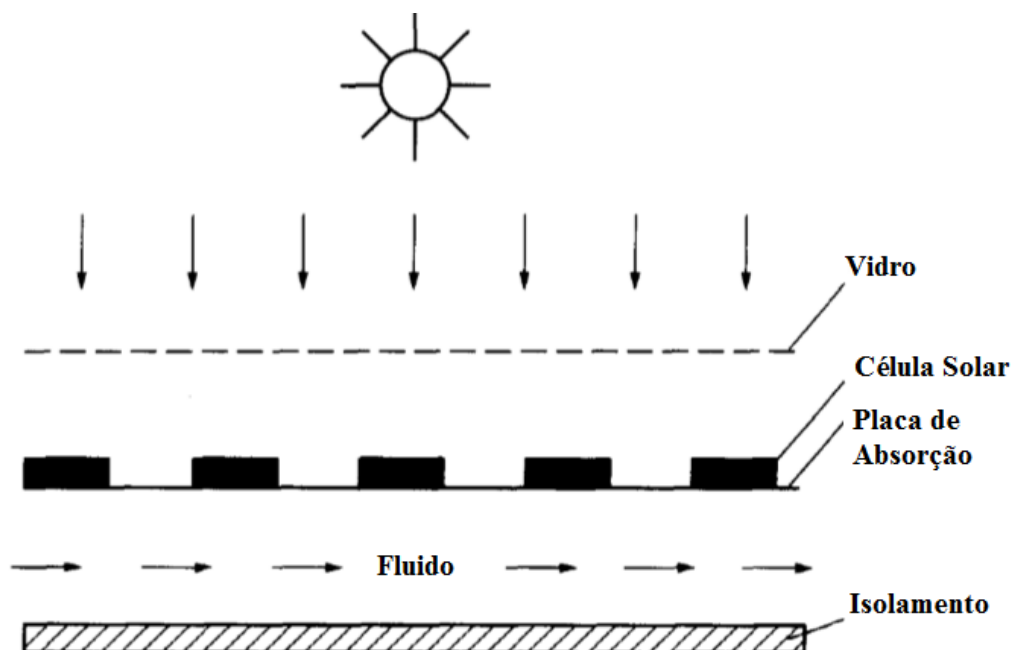
Figura 1 - Eficiência elétrica de um módulo monocristalino.



Fonte: Florschuetz (1978).

Uma maneira de resfriar os módulos é um sistema acoplado entre módulos fotovoltaicos e trocadores de calor usando ar ou água como fluido de arrefecimento. Esse sistema, como mostra a Figura 2, consiste em um módulo fotovoltaico para geração de energia elétrica e um duto no qual o fluido escoar colocado abaixo da superfície onde se encontra o módulo, resfriando as células fotovoltaicas e aproveitando o fluido aquecido para outras aplicações (PRAKASH, 1994).

Figura 2 - Esquematização do sistema fotovoltaico/térmico integrado.



Fonte: Prakash (1994).

Um modelo teórico para determinar a performance de cogeração desse sistema foi desenvolvido por Prakash (1994) no qual foi empregado o Método de Diferenças Finitas para calcular a temperatura de saída do fluido e dos módulos, e assim, determinar a eficiência das células e eficiência térmica do sistema. A eficiência térmica dos trocadores de calor é de 67% quando se utiliza água em vez de ar, com eficiência de 51%, devido ao maior coeficiente de transferência de calor do escoamento de água. Modificações nestes sistemas PV/T propostas por Tonui e Tripanagnostopoulos (2007), como alterações nas configurações dos trocadores de calor e inserção de aletas, aumentaram, respectivamente, em 12% e 20% a eficiência térmica.

Salem, Ali e Elshazly (2017) ensaiaram dois sistemas integrados entre trocadores de calor e painéis fotovoltaicos. Um deles, utilizando uma placa de alumínio com canais retos para passagem de água como fluido de refrigeração e, outro uma placa de alumínio com canais helicoidais. Os painéis refrigerados aumentaram a eficiência elétrica em até 31,1% com os canais retos e até 38,4% para configuração helicoidal.

As instalações fotovoltaicas são diversas. Podem ser montadas em terra, o tipo mais convencional de instalação, que geralmente são plantas de larga escala de produção de energia (atingindo até Megawatts de capacidade de geração), seus módulos fotovoltaicos utilizam suportes ou molduras que os mantêm presos ao solo (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Projetos solares na cobertura de edifícios têm se tornado comum para geração de eletricidade, tanto na cobertura de prédios comerciais quanto residenciais. Podem ser conectados a rede elétrica ou independentes. Estes sistemas são pequenos em comparação as plantas montadas em terra, geralmente com capacidade instaladas entre 5-20kW nos prédios residenciais e aproximadamente 100kW em prédios comerciais (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Outra maneira de resfriar os módulos é o sistema fotovoltaico flutuante, que é o resultado da combinação de módulos fotovoltaicos e um sistema de flutuação, como mostra a Figura 3. Esse sistema traz a vantagem de não utilizar espaço em terra, não afetando a utilização do solo para outras atividades. Deve ser composto por um flutuador, uma estrutura de suporte que permita a instalação dos módulos solares e cabeamento para ligação à uma subestação. Essa nova tecnologia de geração pode substituir plantas instaladas em terra (CHOI, 2014).

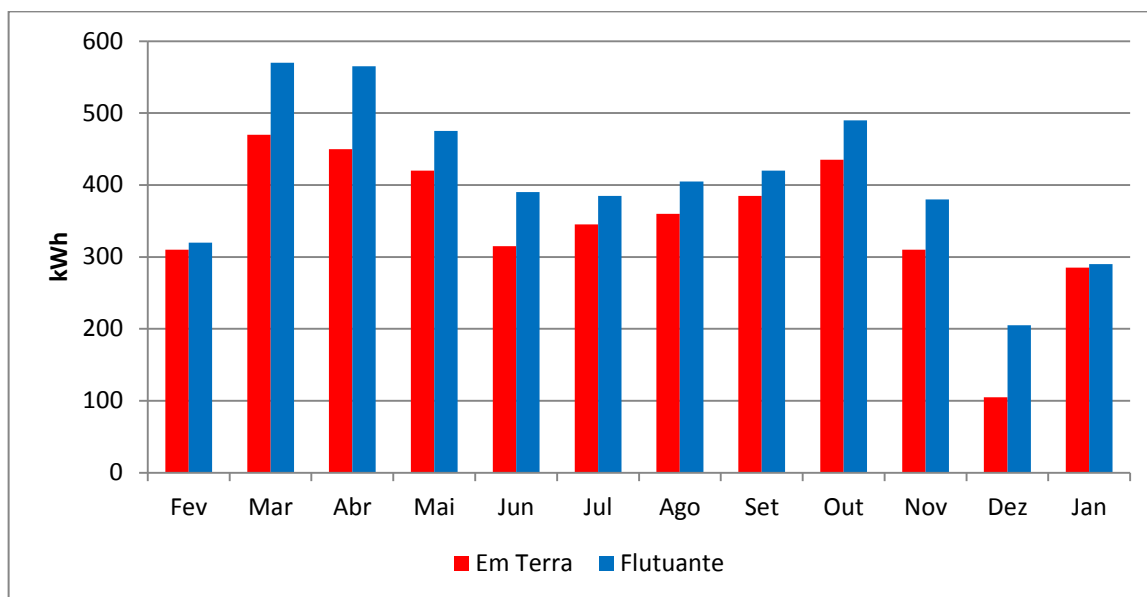
Figura 3 - Modelo esquemático de um sistema fotovoltaico flutuante.



Fonte: Choi (2014).

Instalações fotovoltaicas requerem grandes áreas de terra, que são sempre um valioso recurso. Para conservar este recurso, instalações de sistemas fotovoltaicos sobre corpos de água como oceanos, lagos, reservatórios, represas e canais podem ser uma opção atrativa (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). A Figura 4 mostra uma comparação entre dois sistemas fotovoltaicos, um flutuante (*off-shore*) e um em terra (*onshore*). Pode-se notar que a geração da planta flutuante foi 11% maior do que em terra ao longo do ano, devido às temperaturas de operação mais baixas dos módulos flutuantes (CHOI, 2014). A utilização de água de rios e lagos diminui os custos adicionais de refrigeração, como seria o caso com sistemas de resfriamento tradicionais.

Figura 4 - Comparação da geração diária média entre sistemas flutuantes e em terra.



Fonte: Choi (2014).

Plantas fotovoltaicas flutuantes também podem trazer outros benefícios. Produtores rurais, por exemplo, são fortemente afetados pelos custos com eletricidade e perdas em seus reservatórios de água por evaporação. Um sistema fotovoltaico flutuante juntamente com uma tecnologia de atenuação de evaporação pode ser aplicado nos reservatórios de água. Este sistema ajuda a balancear os custos de eletricidade e diminuir a evaporação, sendo uma solução para ambos os problemas citados (FERRER-GISBERT et al., 2013).

Sistemas flutuantes podem resolver o problema de ocupação de espaço em terra pelas plantas e espera-se que os painéis mantenham uma temperatura menor do que aqueles instalados em terra. No entanto, pesquisas ainda devem ser feitas no sistema de flutuação, no efeito da água salgada na estrutura e nos módulos e nas medidas de segurança necessárias para transportar a energia gerada para a terra (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Além de influenciar na eficiência de conversão de energia, as células fotovoltaicas também apresentam degradação a longo prazo se suas temperaturas excederem um determinado limite. Sistemas flutuantes geram mais eletricidade do que os montados em terra ou na cobertura de edifícios por causa do efeito de resfriamento da água (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Sistemas que borrifam água podem ser utilizados como alternativa para diminuir a temperatura de operação das células. Abdolzadeh e Ameri (2009), por exemplo, verificaram que a eficiência de conversão de energia das células aumentou 3,26% e a temperatura de operação diminuiu em até 23°C quando foi utilizado um sistema de

borrifamento. Demonstrando que o mecanismo de evaporação da água tem grande influência na diminuição da temperatura dos módulos.

1.3 Objetivos

Maximizar a eficiência de conversão das células fotovoltaicas pode garantir competitividade de custos para a geração de energia solar e aumentar sua participação na oferta interna de energia elétrica do Brasil, diminuindo a participação de fontes que utilizam combustíveis fósseis.

Para investigar a influência da evaporação das superfícies de rios e lagos na eficiência elétrica dos módulos flutuantes, um dos objetivos deste trabalho é avaliar se a alta umidade próxima à superfície da água diminui a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos. Para tanto, foram feitas simulações numéricas do escoamento ao redor dos modelos reais das placas fotovoltaicas e do seu ambiente contabilizando a umidade devido à evaporação dos lagos ao redor das placas.

Duas plantas fotovoltaicas flutuantes de mesma capacidade de geração foram estudadas. Uma composta por módulos monocristalinos e outra por módulos flexíveis, a fim de caracterizar a geração elétrica dos dois tipos de tecnologia. Isto implica em utilizar diferentes propriedades para os materiais e duas geometrias diferentes sujeitas às mesmas condições de contorno. As condições de contorno do problema foram selecionadas de acordo com as estações do ano, de forma a caracterizar a geração de energia elétrica ao longo do ano.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

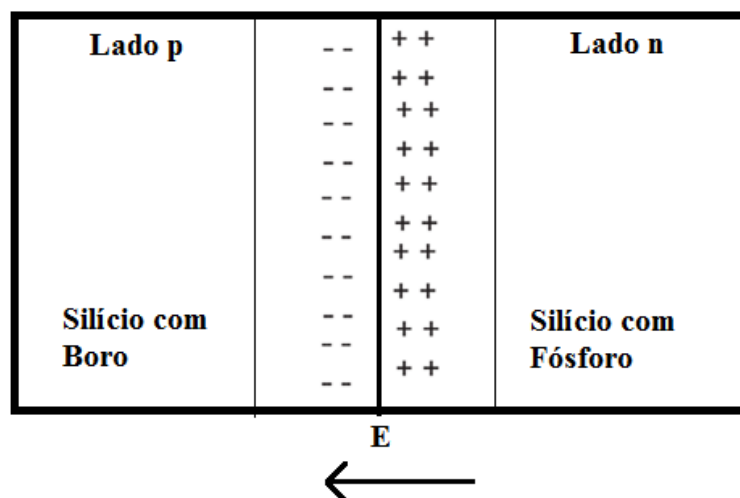
Neste capítulo são descritos os modelos geométricos e matemático que serviram de base para as simulações computacionais. São descritos os tipos de células fotovoltaicas e como se avalia sua eficiência em função da temperatura média dos painéis. São apresentados dados de uma planta fotovoltaica instalada próxima da Usina Hidrelétrica de Rosana – SP, a qual é controlada pela CESP.

2.1 Células Fotovoltaicas

Existem três tipos principais de células fotovoltaicas: monocristalinas, poli cristalinas e amorfas (flexíveis); todas de silício (semicondutor). As células cristalinas são frágeis e necessitam de uma estrutura rígida para se apoiarem, enquanto as flexíveis utilizam pouco material para fabricação, o que implica em menor custo e maior facilidade para instalação (TRAPANI, 2011).

Para produzir energia elétrica, as células fotovoltaicas utilizam uma tecnologia chamada de junção $p-n$ – veja a Figura 5. A partir de uma placa de silício puro, são introduzidos átomos de boro (três elétrons de ligação) em uma metade e átomos de fósforo (cinco elétrons de ligação) na outra metade, formando a chamada junção $p-n$. Nesta junção, elétrons livres do lado n passam para o lado p onde encontram lacunas que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p , tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n , que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p ; alcançando um equilíbrio quando o campo elétrico for capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n (GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR - GTES, 2004).

Figura 5 - Modelo esquemático de uma junção PN.



Fonte: Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES (2004).

Se uma junção $p-n$ for exposta a fótons com energia maior que a necessária para vencer esse campo elétrico, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de Efeito Fotovoltaico. Se as duas extremidades da célula forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas (GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR - GTES, 2004).

A redução do custo da tecnologia fotovoltaica levou à um rápido crescimento do mercado fotovoltaico que teve início na década de 1980 devido à instalação de plantas para geração de energia. Atualmente, o uso desta tecnologia continua a crescer à taxas aceleradas (30-40%) (RAZYKOV et al., 2011). Grandes seguimentos do mercado são abastecidos pelas indústrias fotovoltaicas, contendo desde consumidores particulares como produtores rurais à consumidores de escala industrial como países em desenvolvimento (RAZYKOV et al., 2011).

Varias tecnologias fotovoltaicas emergentes prometem diminuir os custos de fabricação e instalação dos sistemas fotovoltaicos, mas ainda não atingiram produção comercial em larga escala (JEAN et al., 2015). Dois tipos populares comercialmente entre as tecnologias fotovoltaicas são os módulos monocristalinos e os flexíveis.

2.1.1 Módulos Monocristalinos

A primeira célula solar de silício foi desenvolvida em 1954 com uma eficiência de 6% que rapidamente evoluiu para 10%, tendo principal aplicação como fonte de energia para veículos espaciais (GOETZBERGERA; HEBLINGA; SCHOCKB, 2002).

Os módulos monocristalinos (Figura 6) possuem maior eficiência e maior ciclo de vida em comparação às outras tecnologias fotovoltaicas. Os estudos para aumento de eficiência das células fotovoltaicas se concentram em desenvolver novos materiais e na determinação de melhores condições de operação (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011). Ao longo dos últimos 10 anos, a eficiência teve um lento e consistente aumento – entre 15 e 16%, fazendo seu custo diminuir lentamente. Neste panorama, uma grande parte do custo de um sistema fotovoltaico está na área utilizada para instalação, nas estruturas de suporte e na fiação elétrica necessária. Assim, aumentar a eficiência ainda é prioridade em laboratórios de pesquisa e fabricação, mas os custos com aparatos secundários também devem ser considerados (GOETZBERGERA; HEBLINGA; SCHOCKB, 2002).

A eficiência média de um módulo monocristalino foi estimada em RETScreen International (2004) como uma função da temperatura média da célula (T_c):

$$\eta_p = \eta_r \left[1 - \beta_p (T_c - T_r) \right] \quad (1)$$

na qual $\eta_r = 0,13$ é a eficiência na temperatura de referência $T_r = 25^\circ\text{C}$; $\beta_p = 0,004^\circ\text{C}^{-1}$ é o coeficiente de temperatura da eficiência do módulo.

Figura 6 - Módulo fotovoltaico de células monocristalinas.



Fonte: Sendy (2016).

Esta tecnologia é relativamente madura mas ainda mostra um grande potencial de redução de custos: os de fabricação, por exemplo, podem ser reduzidos em 20% se o volume de produção dobrar (GOETZBERGERA; HEBLINGA; SCHOCKB, 2002).

2.1.2 Módulos Flexíveis

Os módulos flexíveis (Figura 7) são compostos por silício amorfo (uma liga de silício e hidrogênio), que teve sua primeira aparição em uma conferência sobre efeito fotovoltaico em 1976. A alta expectativa neste material perdeu força por sua baixa eficiência obtida até os dias atuais (6-8%). No entanto, esta tecnologia tem potencial para atingir altas eficiências à medida que novos materiais são desenvolvidos e baixos custos de produção, uma vez que sua fabricação ocorre a baixas temperaturas (menores que 200°C) (GOETZBERGERA; HEBLINGA; SCHOCKB, 2002).

A eficiência média de um módulo flexível amorfo foi estimada em RETScreen International (2004) como uma função de sua temperatura média de célula (T_c), como na Equação (1), tendo $\eta_r = 0,05$ é a eficiência na temperatura de referência $T_r = 25^\circ\text{C}$ e $\beta_p = 0,0011\ ^\circ\text{C}^{-1}$ é o coeficiente de temperatura da eficiência do módulo.

Figura 7 - Módulo fotovoltaico de células flexíveis



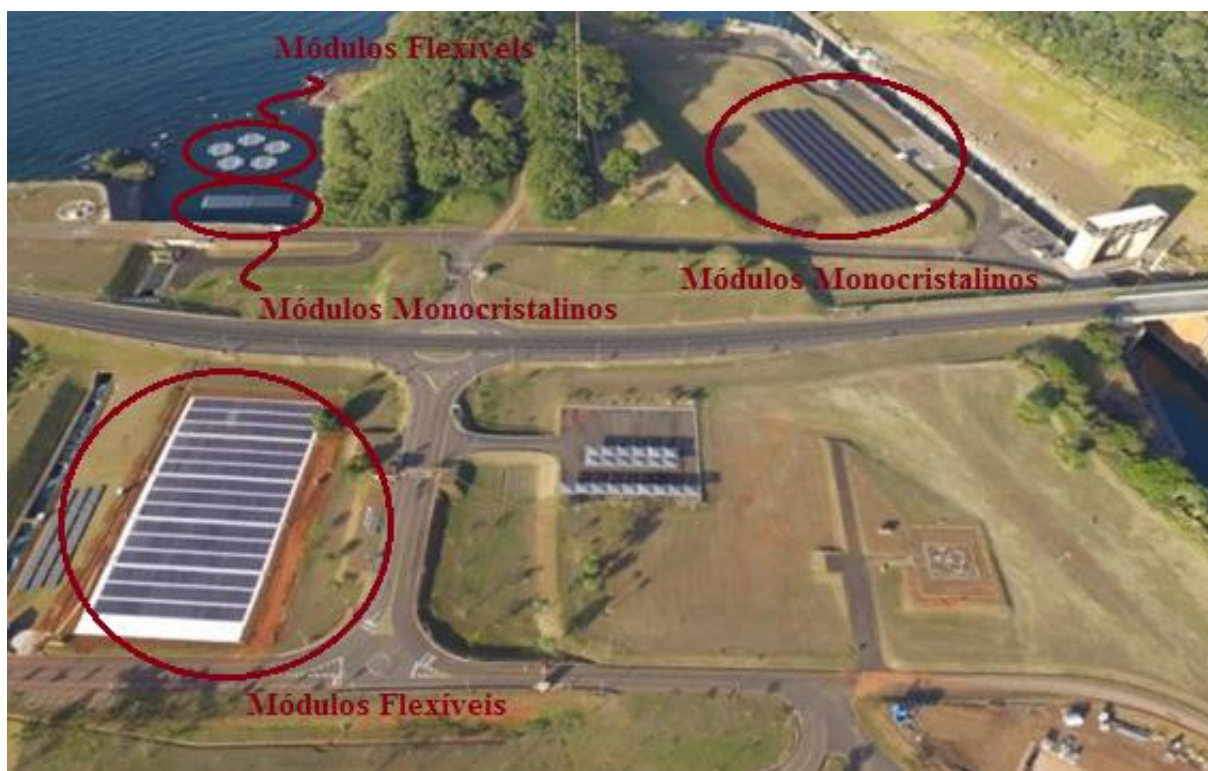
Fonte: Jim Young (2011).

Este módulo permite uma ampla variedade de aplicações, é quatro vezes mais leve que o módulo monocristalino, sua estrutura de suporte não precisa ser reforçada, não utiliza cobertura de vidro e possui resistência a maioria das condições climáticas (JIM YOUNG, 2011).

2.2 Planta Fotovoltaica de Rosana/SP

Próximo à Usina Hidrelétrica de Porto Primavera, situada no município de Rosana-SP, foi instalada uma planta de módulos fotovoltaicos flutuantes, como mostra a Figura 8, inaugurada pela Companhia Energética de São Paulo (CESP), em setembro de 2016. A capacidade de geração da planta em terra é de 500kW, na qual 250kW de módulos monocristalinos e 250kW de módulos flexíveis (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2016).

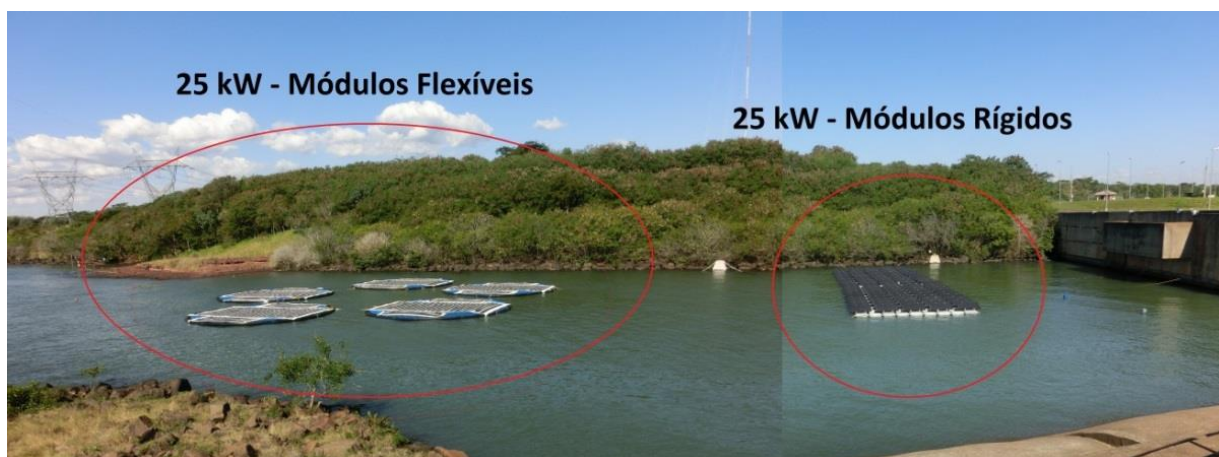
Figura 8 - Planta fotovoltaica da usina hidrelétrica de Porto Primavera.



Fonte: Governo Do Estado De São Paulo (2016).

No sistema flutuante, mostrado em detalhes na Figura 9, a capacidade total de geração é de 50 kW, sendo 25 kW de módulos monocristalinos e 25 kW de módulos flexíveis (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2016). Esta planta flutuante serviu como base para a elaboração do modelo físico deste estudo e é composta de 100 módulos monocristalinos de 250 W de capacidade de geração, totalizando uma capacidade total de 25 kW, e 180 módulos flexíveis de 144W de capacidade de geração, totalizando 25,92 kW.

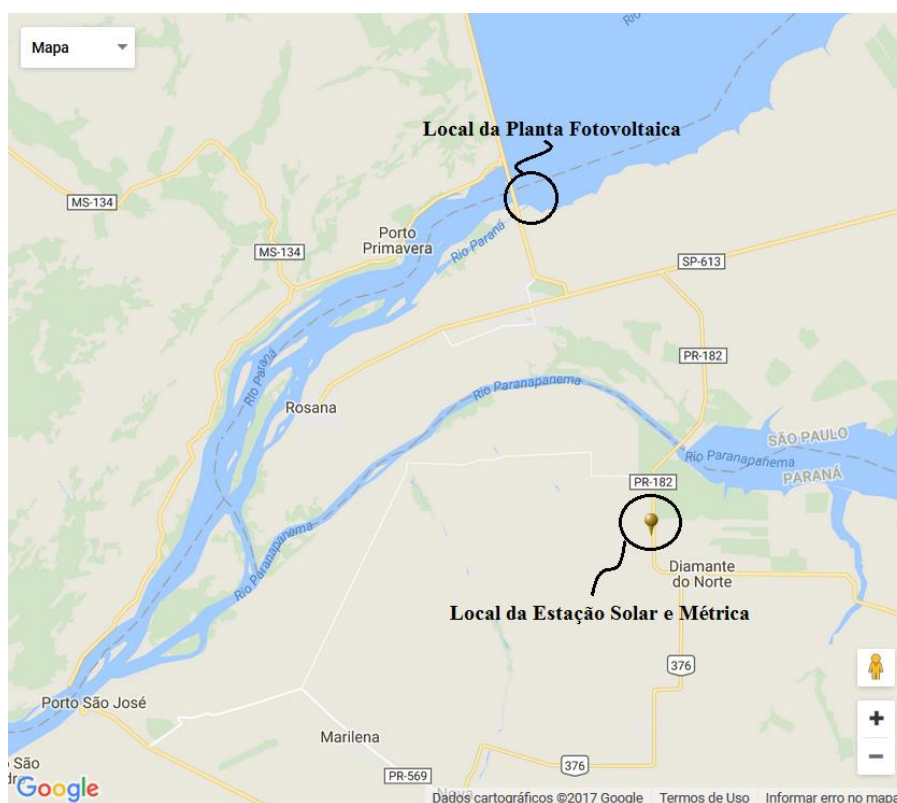
Figura 9 - Planta fotovoltaica flutuante.



Fonte: Próprio Autor (2016).

As condições de contorno do problema numérico, foram coletadas utilizando-se os dados do Instituto Nacional de Meteorologia, na Estação Solar e Métrica localizada na cidade de Diamante do Norte – PR (Figura 10), que possui características climáticas próximas à da cidade de Rosana – SP. A distância entre a estação meteorológica e a planta fotovoltaica flutuante é de aproximadamente 25km.

Figura 10 - Local da coleta de dados e da planta fotovoltaica.



Fonte: Brasil (2017).

2.3 Modelos Físico e Matemático

O escoamento em torno das placas fotovoltaicas possui as mesmas condições de contorno independentemente do tipo de módulo considerado, seja monocristalino ou flexível. Considera-se o escoamento da mistura ar e vapor d'água como sendo um escoamento incompressível de um gás ideal, devido à desprezível variação das propriedades do fluido na região de estudo. Além disso, o escoamento foi considerado em regime estatisticamente permanente para cada horário simulado.

O cálculo do número de Reynolds foi realizado para duas situações distintas. Numa delas, o comprimento característico com dimensões dos módulos para um escoamento livre sobre uma placa, tem valor em torno de 4×10^5 , o que não ultrapassa o limite de escoamento laminar para escoamentos externos, que é 5×10^5 .

No entanto, a convergência das equações governantes não era atingida sem um modelo de turbulência, pois quando o número de Reynolds é calculado tendo como comprimento característico o diâmetro hidráulico do canal do domínio o escoamento, obtém-se valores do número de Reynolds da ordem de 1×10^6 , que é maior que o limite de escoamento laminar para escoamentos internos, ou seja, 2300.

Portanto, resolveu-se as equações governantes juntamente com o modelo de turbulência, apresentados a seguir.

2.3.1 Modelo Matemático

O modelo matemático para o escoamento ao redor das placas, considerando os modelos citados, são as equações da continuidade e do balanço de *momentum*, cujas variáveis devem ser decompostas em uma componente média e uma flutuação, de acordo com o método da decomposição de Reynolds. Assim, as componentes da velocidade u_i são escritas, utilizando-se a notação de Einstein, na forma:

$$u_i = \bar{u}_i + u'_i \quad (2)$$

sendo $\bar{u}_i$ a velocidade do escoamento médio e u'_i , a flutuação em torno da média para $i = 1, 2, 3$, na qual $i = 1$ corresponde à componente x e $i = 2, 3$ às componentes y e z, respectivamente, de um sistema cartesiano de coordenadas.

Analogamente, para pressão ou qualquer outra grandeza escalar como energia e concentração de espécies, tem-se:

$$\phi = \bar{\phi} + \phi' \quad (3)$$

em que ϕ representa qualquer grandeza escalar.

Assim, as equações da continuidade e do *momentum* são:

- Continuidade

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (4)$$

- *Momentum*

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \frac{\partial (\bar{u}_j \bar{u}_i)}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\nu \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) - \overline{u'_i u'_j} \right] \quad (5)$$

em que ρ é a massa específica da mistura, ν é a viscosidade cinemática e p é a pressão estática média.

Essa abordagem requer um modelo apropriado para as tensões de Reynolds $(\overline{u'_i u'_j})$. Uma das abordagens mais comuns implementadas em *softwares* de simulação numérica utiliza a hipótese de Boussinesq que relaciona as tensões de Reynolds com os gradientes de velocidade média:

$$-\overline{u'_i u'_j} = \nu_t \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} k \delta_{ij} \quad (6)$$

em que $\nu_t = (\mu_t / \rho)$ é viscosidade cinemática turbulenta; k é a energia cinética turbulenta e δ_{ij} é o delta de Kronecker.

O modelo de turbulência que foi adotado neste estudo é chamado *Shear-Stress Transport $k-\omega$* . Este modelo une efetivamente a formulação robusta e precisa do modelo $k-\omega$ na região próxima a parede com a independência do escoamento livre do modelo $k-\varepsilon$ (ANSYS 14.5, 2014).

O modelo $k-\omega$ padrão e o modelo $k-\varepsilon$ convertido para uma formulação $k-\omega$ são multiplicados por uma função unificadora, que é designada de forma que seu valor seja um na

região próxima a parede, para ativar o modelo k - ω padrão, e zero distante da superfície, o que ativa o modelo k - ε transformado. (ANSYS 14.5, 2014).

Por este método, é necessário resolver duas equações diferenciais parciais extras: para a energia cinética turbulenta e para a taxa de dissipação específica, a saber:

- Energia cinética turbulenta (k)

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}_j \rho k)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k - Y_k \quad (7)$$

- Taxa de dissipação específica (ω)

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}_j \rho \omega)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_\omega \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right) + G_\omega - Y_\omega + D_\omega \quad (8)$$

Nas Equações (8) e (9) G_k representa a geração de energia cinética turbulenta devido a gradientes de velocidade média; G_ω representa a geração de ω ; Γ_k e Γ_ω representam, respectivamente, a difusividade efetiva de k e ω ; Y_k e Y_ω representam a dissipação de k e ω devido a turbulência; e D_ω é o termo de difusão cruzada (ANSYS 14.5, 2014).

A solução da equação da energia no escoamento é necessária para determinar a temperatura na interface entre a mistura e os módulos e calcular a transferência de calor por convecção. Desprezando-se efeitos de dissipação viscosa devido às baixas velocidades do escoamento ($< 5\text{m/s}$) e, lembrando do modelo de gás ideal, a equação da energia para este escoamento fica:

- Energia

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}_j \bar{T})}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\alpha \frac{\partial \bar{T}}{\partial x_j} - \sum_{e=1}^n J_e h_e - \overline{u'_j T'} \right) \quad (9)$$

em que α é a difusividade térmica da mistura, dada por $\alpha = k/\rho C_p$; C_p é o calor específico da mistura; $\bar{T}$ é a temperatura média; k é a condutividade térmica da mistura; $-\overline{u'_j T'}$ é o fluxo de

calor turbulento que é definido de acordo com o modelo de turbulência adotado; J_e é o fluxo de difusão da espécie e h_e é a entalpia da espécie.

A difusão do vapor d'água proveniente da evaporação é contabilizada através da Equação do Transporte de Espécies:

$$\frac{\partial(\rho Y_e)}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}_j \rho Y_e)}{\partial x_j} = - \frac{\partial J_e}{\partial x_j} \quad (10)$$

em que Y_e é a fração de massa local de cada espécie e J_e é o fluxo de difusão de massa turbulento, definido como:

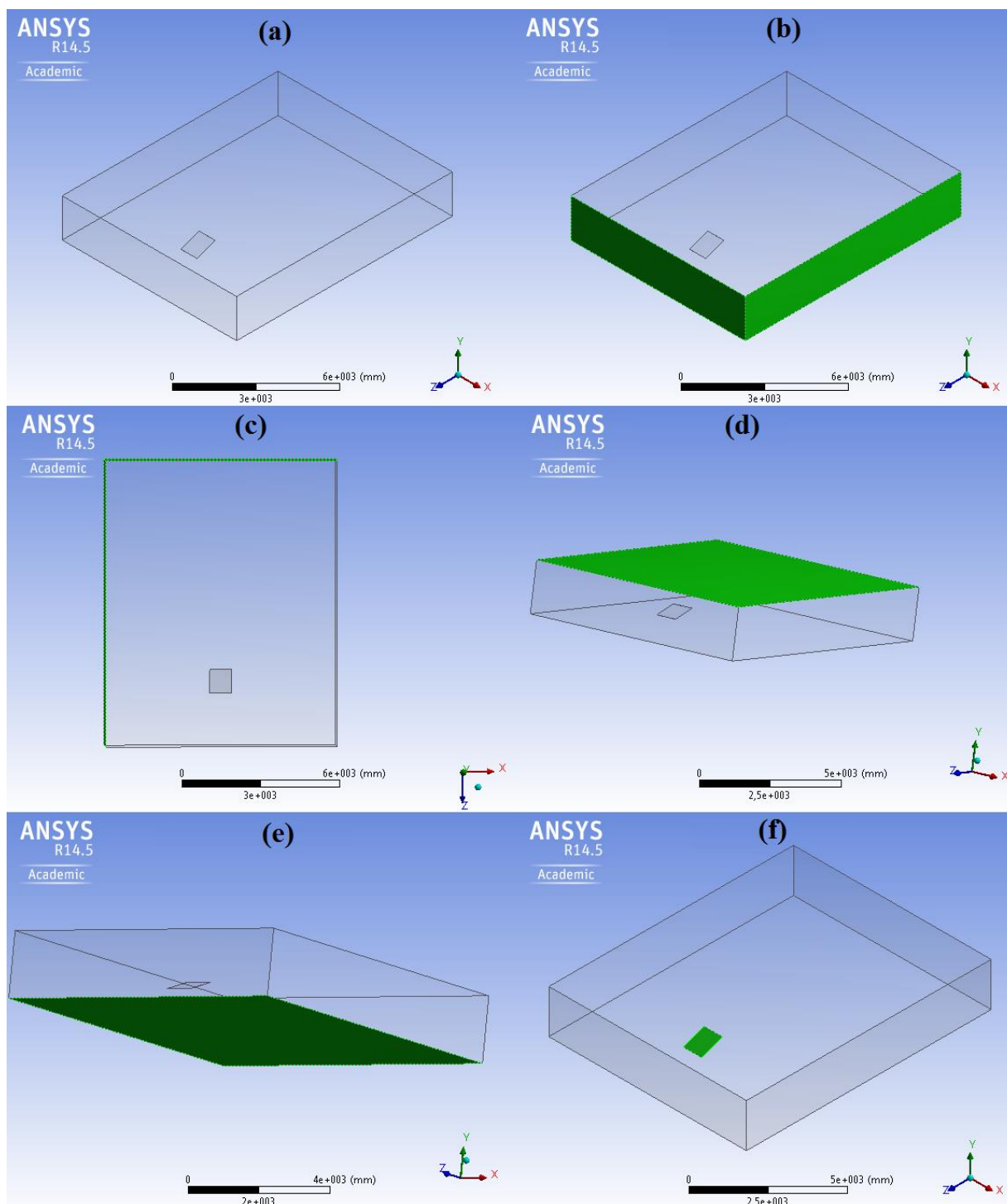
$$J_e = - \left(\rho D_{j,m} + \frac{\mu_t}{Sc_t} \right) \frac{\partial Y_e}{\partial x_j} - D_{T,j} \frac{1}{\bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial x_j} \quad (11)$$

em que Sc_t é o Número de Schmidt Turbulento ($\mu_t / \rho D_T$), sendo igual a 0,7 por padrão; μ_t é a viscosidade turbulenta; D_T é a difusividade turbulenta; $D_{i,m}$ é o coeficiente de difusão de massa da espécie na mistura e $D_{T,i}$ é o coeficiente de difusão térmica. Foram obtidas as soluções estatisticamente permanentes das equações descritas.

Para resolver as equações acima, precisa-se definir as condições de contorno do problema. Na Figura 11a, mostra-se a geometria do domínio do fluido e apresentam-se as fronteiras do domínio. As condições de contorno são:

1. Entradas (Figura 11.b): Condição de velocidade constante é imposta nessas superfícies de forma que os componentes do vetor velocidade resultem no valor nominal da velocidade do vento. A temperatura na entrada é igual a temperatura ambiente. A fração de massa do vapor d'água na entrada é calculada a partir da umidade relativa e da pressão de saturação da mistura.
2. Saídas (Figura 11.c): condição de pressão nula nas superfícies de saída e condição de gradiente nulo de velocidade. A temperatura e a fração de massa nas superfícies de saída são iguais às adotadas nas entradas.
3. Parede superior (Figura 11.d): Na parede superior do domínio foi especificada uma condição de tensão de cisalhamento nulo, fluxo de calor nulo e sem difusividade de vapor d'água através da mesma.

Figura 11 - Geometria do domínio do fluido.

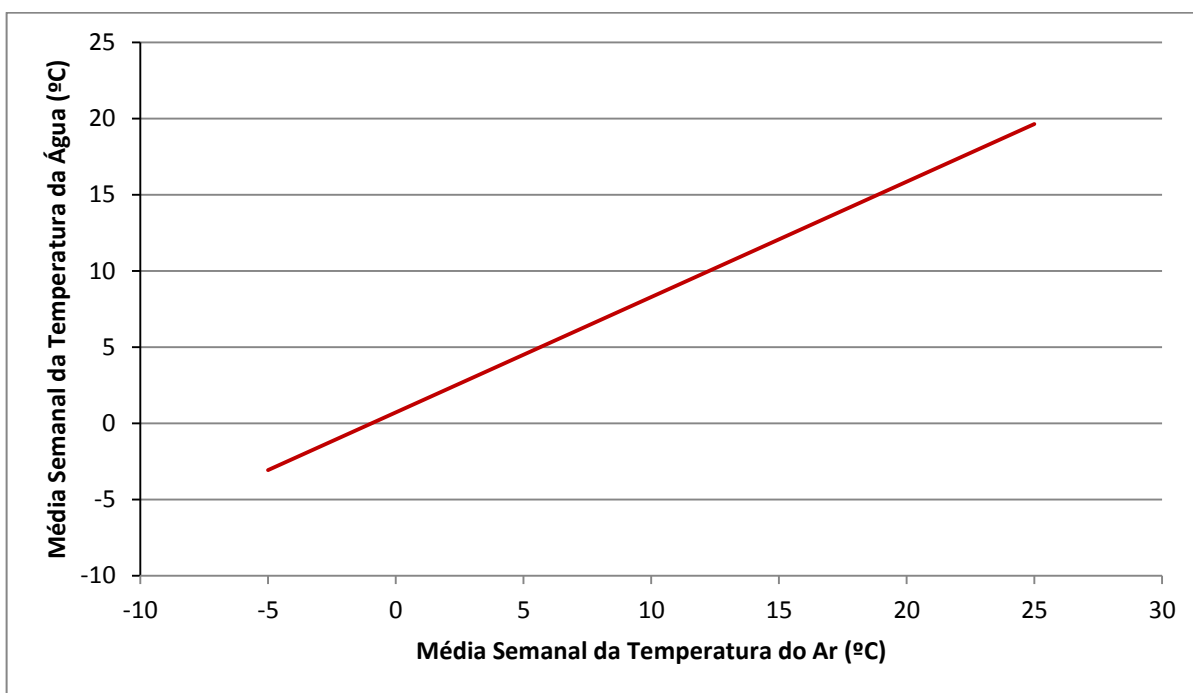


(a) – Domínio do fluido; (b) – Entradas em destaque; (c) – Saídas em destaque; (d) – Parede superior em destaque; (e) – Parede inferior em destaque; (f) – Módulo em destaque.

Fonte: Próprio autor (2017).

4. Parede Inferior (Figura 11.e): Na parede inferior foi imposta a condição de não-deslizamento, uma temperatura 5°C inferior à ambiente e uma fração de massa unitária, de forma que represente a superfície da água. A relação entre a temperatura da água de rios e do ar foi estudada por Webb, Clack e Walling (2003). Na Figura 12, quando a temperatura do ar está acima de 20°C, a temperatura da água do rio é 5°C mais baixa. Mesmo este estudo ocorrendo em uma localização que possui características climáticas diferentes, usamos este modelo em nossas simulações pois o rio de nosso estudo não possuía estes dados na literatura.

Figura 12 - Relação entre a temperatura da água de rios e a temperatura ambiente.



Fonte: Webb, Clack e Walling (2003).

5. Módulo (Figura 11.f): Na parede do módulo fotovoltaico foi imposta uma condição de não-deslizamento; no início a temperatura da superfície é a ambiente e, posteriormente, assume valores obtidos em outros passos da simulação; não há difusão de massa através dessa superfície.

Os dois tipos de módulos (monocristalinos e flexíveis) assumem muitas características comuns em seu modelamento físico. Ambos possuem propriedades independentes da temperatura; toda irradiação solar é absorvida pelos módulos, ou seja, os efeitos de reflexão

são desprezados. Não há geração de calor por Efeito Joule e o regime é permanente. Estas considerações são utilizadas amplamente na simulação de painéis fotovoltaicos, como no estudo feito por Lee, Y.; Tay, Andrew. A, (2015), no qual utilizaram o Método de Volumes Finitos para determinar a distribuição de temperatura em um módulo fotovoltaico.

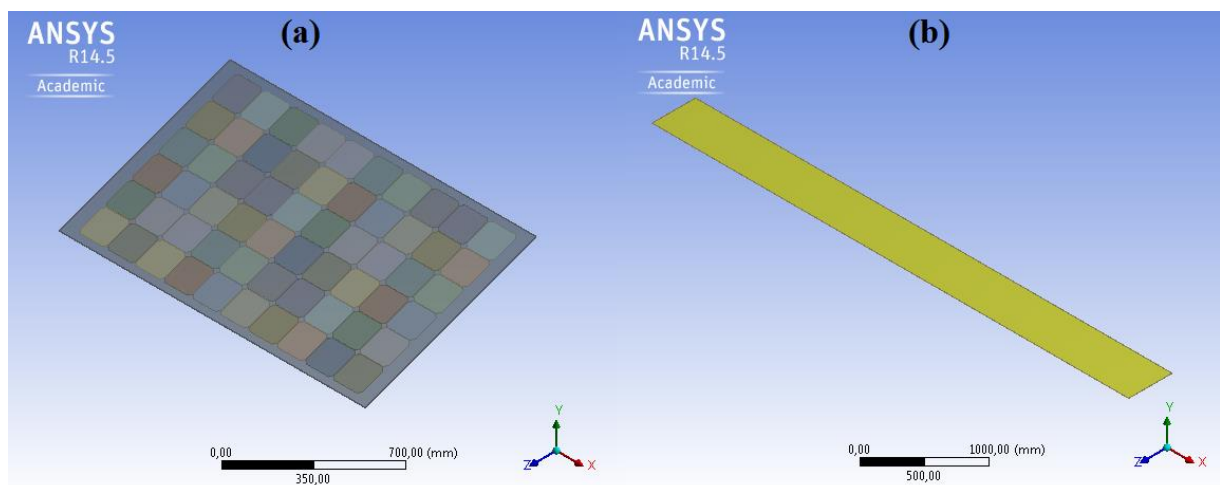
A partir das considerações descritas acima, a equação da energia para os módulos é:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\alpha \frac{\partial T}{\partial x_j} \right) + S_T \quad (12)$$

em que α é a difusividade térmica dos materiais dos módulos.

O módulo monocristalino (Figura 13.a) é composto de células de silício, cobertura de vidro e um substrato de tedlar. O módulo flexível (Figura 13.b) é composto apenas por silício.

Figura 13 - Geometrias dos módulos fotovoltaicos.

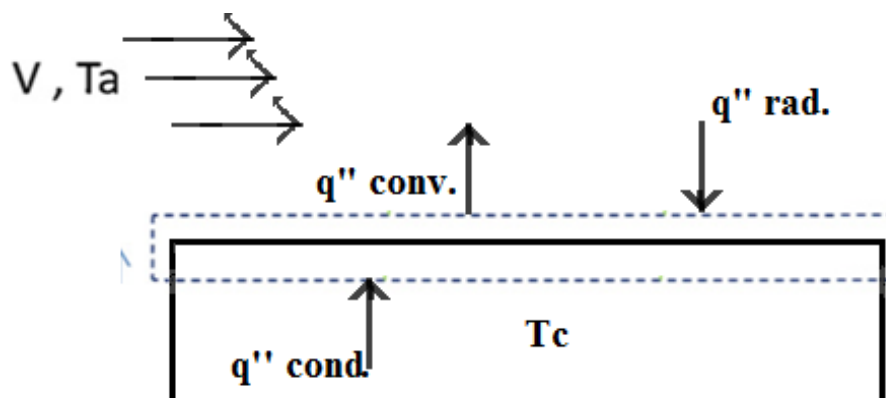


(a) – Módulo monocristalino; (b) – Módulo flexível.

Fonte: Próprio autor (2017).

Existem três modos de transferência de calor (convecção, condução e radiação) ocorrendo na superfície de controle de uma célula típica, como evidenciado na Figura 14 (MEKHILEF; SAIDUR; KAMALISARVESTANI, 2012).

Figura 14 - Esquema da transferência de calor em uma célula fotovoltaica típica.



Fonte: Mekhilef, Saidur e Kamalisarvestani (2012).

Na superfície superior, adotamos uma condição de fluxo de calor prescrito para representar a irradiação solar incidente no módulo. Nas outras superfícies, foi considerado apenas a convecção entre as superfícies externas dos módulos e o escoamento.

As propriedades térmicas dos materiais utilizados para a solução da Equação da Energia nos sólidos estão descritas na Tabela 3, os quais foram inseridos no *software MECHANICAL*®.

Tabela 3 - Materiais e propriedades térmicas

Tipo	Parte	Material	Condutividade Térmica (W/m.°C)	Calor Específico (J/Kg.°C)
Monocristalino	Cobertura de Vidro	Vidro	1,4	750
	Células Fotovoltaicas	Silício	148	712
	Substrato	Tedlar[1]	0,2	1090
Flexível	Módulos	Silício	148	712

Fonte: Thermal Materials ANSYS; [1] - DuPont™ Tedlar® Polyvinyl Fluoride (PVF) Films.

2.4 Discretização das Equações Governantes

O Método de Volumes Finitos foi utilizado para a discretização das equações governantes do problema, transformando-as em equações algébricas linearizadas que podem ser resolvidas numericamente. Este método parte da integração das equações de transporte governantes do problema em cada volume de controle, resultando em uma equação discreta

que expressa a lei da conservação em um volume de controle base. Os volumes de controle são definidos pela discretização do domínio do problema, através da criação de uma malha computacional. A discretização das equações governantes pode ser demonstrada mais facilmente considerando uma equação do transporte em regime permanente de uma quantidade escalar genérica, ϕ , em um campo de escoamento, escrita na forma integral para um volume de controle arbitrário V (ANSYS 14.5, 2014).

$$\int_V \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} dV + \oint \rho\phi\vec{v} \cdot d\vec{A} = \oint \Gamma_\phi \nabla\phi \cdot d\vec{A} + \int_V S_\phi dV \quad (13)$$

em que ρ é a massa específica do fluido escoando; $\vec{v}$ é o vetor de velocidade; $\vec{A}$ é o vetor da superfície do volume de controle; Γ_ϕ é o coeficiente de difusão de ϕ ; $\nabla\phi$ é o gradiente de ϕ e S_ϕ é o termo fonte por unidade de volume (ANSYS 14.5, 2014).

A Equação (14) representa a conservação da grandeza ϕ em cada volume de controle do domínio computacional. Considerando que cada volume de controle é composto por faces planas, as integrais podem ser decompostas em uma soma de integrais para cada face e, aproximando as integrais nas faces pelo valor do centroide da face, obtemos a seguinte equação:

$$\left[\frac{(\rho\phi)^{n+1} - (\rho\phi)^n}{\Delta t} \right] V + \sum_{f=1}^{N_{faces}} \rho_f \phi_f u_{nf} A_f = \sum_{f=1}^{N_{faces}} \Gamma_{\phi f} \frac{\partial\phi_f}{\partial n} A_f + \bar{S}_\phi V \quad (14)$$

sendo N_{faces} , o número de faces da célula; ϕ_f é o valor de ϕ na face; $\rho_f \vec{v}_f \vec{A}_f$ é o fluxo de massa na face; $\vec{A}_f$ é a área da face; $\nabla\phi_f$ é o gradiente de ϕ na face e V é o volume da célula (ANSYS 14.5, 2014).

As equações governantes discretizadas foram resolvidas utilizando-se o pacote ANSYS® 14.5; com os *softwares* FLUENT® e MECHANICAL®.

2.5 Datas e Distâncias Simuladas

Os dados foram coletados do dia 21 de junho de 2016 ao dia 20 de junho de 2017, e foram divididos entre as 4 estações do ano, de acordo com as datas da Tabela 4.

Tabela 4 - Datas das Estações do Ano.

Estação do Ano	Data Inicial	Data Final
Inverno	21/06/2016	22/09/2016
Primavera	23/09/2016	21/12/2016
Verão	22/12/2016	20/03/2017
Outono	21/03/2017	20/06/2017

Fonte: Próprio autor (2017).

Foram simulados os horários em que houve incidência de irradiação solar. Em cada um, as médias de cada grandeza, para cada estação do ano, foram implementadas nas simulações. A Tabela 5 demonstra os horários simulados em cada uma das estações do ano.

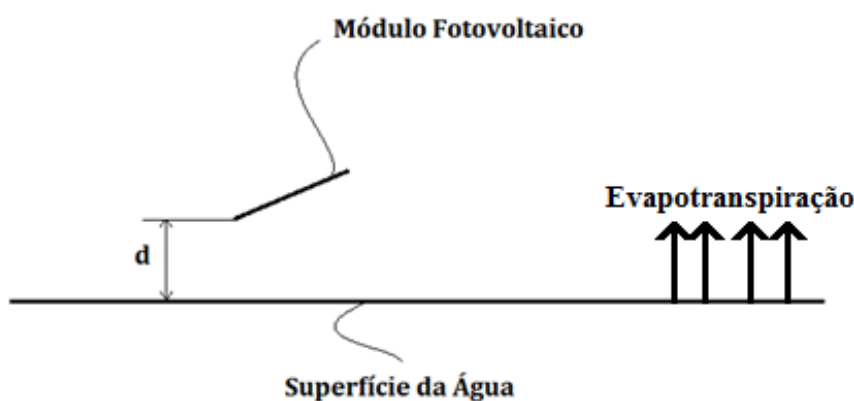
Tabela 5 - Simulações Realizadas

Horário (UTC -03)	Inverno/2016	Primavera/2016	Verão/2017	Outono/2017
07:00 h		X	X	
08:00 h	X	X	X	X
09:00 h	X	X	X	X
10:00 h	X	X	X	X
11:00 h	X	X	X	X
12:00 h	X	X	X	X
13:00 h	X	X	X	X
14:00 h	X	X	X	X
15:00 h	X	X	X	X
16:00 h	X	X	X	X
17:00 h	X	X	X	X
18:00 h	X	X	X	X
19:00 h		X	X	

Fonte: Próprio Autor (2017).

Para verificar a influência da evaporação da água na temperatura das células fotovoltaicas, variou-se a distância (d) entre a superfície da água e o módulo fotovoltaico (Figura 15) nas simulações. Na planta fotovoltaica flutuante de Rosana-SP, os módulos monocristalinos estão posicionados a 350 mm de distância da água enquanto os módulos flexíveis estão a 200 mm. Portanto, escolheu-se um intervalo que englobasse as distâncias reais e tratasse também das distâncias maiores, então escolheu-se as distâncias de 100 mm, 300 mm, 600 mm, e 900 mm.

Figura 15 - Distância entre um módulo fotovoltaico e a superfície da água.



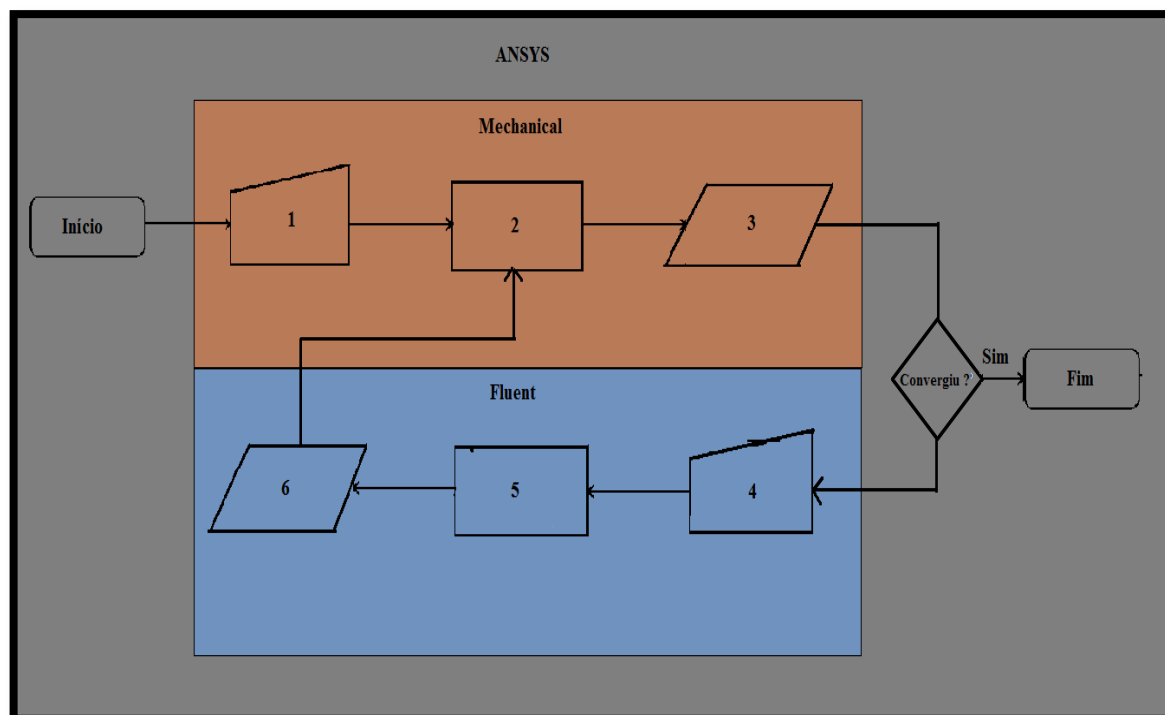
Fonte: Próprio Autor (2017).

Foram realizadas 48 simulações para cada módulo fotovoltaico estudado (monocristalino e flexível), em 4 posições diferentes em relação à superfície da água, totalizando 384 simulações. O tempo de simulação de um horário com as 4 distâncias foi de cerca de 1 hora e meia. Os casos monocristalino e flexível foram simulados simultaneamente. Não houve comparações entre as simulações e os dados reais da planta neste trabalho, sendo puramente uma análise numérica do problema.

2.6 Procedimento Computacional

O procedimento computacional de uma simulação é esquematizado no fluxograma da Figura 16, que demonstra as etapas do procedimento e o *software* em que são realizadas (áreas coloridas). As diferenças entre as simulações com módulos monocristalinos e flexíveis são apenas referentes à geometria e propriedades dos materiais.

Figura 16 - Fluxograma do Procedimento Computacional.



Fonte: Próprio Autor (2017).

As três primeiras etapas do fluxograma descrevem o procedimento computacional do software *MECHANICAL*[®], são elas:

Etapa 1: A temperatura inicial do módulo fotovoltaico é igual a temperatura ambiente registrada naquele horário. Uma estimativa inicial do coeficiente de transferência de calor por convecção foi introduzida nas superfícies externas dos módulos. Um fluxo de calor é inserido na superfície superior do módulo, representando a radiação solar incidente no módulo, obtida na Estação Meteorológica de Diamante do Norte - PR.

Etapa 2: Na primeira iteração, a Equação da Energia (Equação 13) do módulo é solucionada com as condições de contorno estabelecidas na Etapa 1. Nas próximas iterações, as condições de contorno, como o coeficiente de convecção e temperatura do ar próximo a parede do módulo, serão importadas da solução do software *FLUENT*[®]; o fluxo de calor permanecerá o mesmo da primeira etapa.

Etapa 3: A distribuição de temperatura obtida na Etapa 2, será avaliada em um teste de convergência, descrito posteriormente no texto (Equação 16). Se a média aritmética das temperaturas dos nós do módulo fotovoltaico satisfazem a condição de convergência, o procedimento se encerra. Senão, a distribuição de temperatura dos nós da fronteira entre o

sólido e o fluido são inseridos no *software FLUENT*[®] para uma nova solução do escoamento em torno da placa.

As três últimas etapas do fluxograma descrevem o procedimento computacional do *software FLUENT*[®].

Etapa 4: A distribuição da temperatura na interface entre o sólido e o fluido é proveniente da Etapa 3. Nesta etapa são inseridas as condições de contorno coletadas na estação solar e métrica: temperatura ambiente, umidade relativa do ar, velocidade do vento e temperatura da água.

Etapa 5: Solução das Equações (4) a (12), fornecendo a solução para o escoamento ao redor do módulo. A metodologia de solução das equações discretizadas para o escoamento é o chamado *coupled*, que consiste na solução conjunta das equações governantes, ou seja, a solução da interface entre o sólido e o fluido proveniente do *MECHANICAL*[®] é contabilizada. A solução é transferida para a última etapa.

Etapa 6: Por fim, obtém-se o coeficiente de transferência de calor por convecção e a temperatura do fluido na fronteira do sólido. Este resultado é reintroduzido na Etapa 2 – Veja a Figura 16 – e o procedimento computacional se repete até que atinja o critério de convergência estabelecido na Equação (16).

Este procedimento atinge sua convergência sempre na terceira iteração de cada simulação. Adotou-se como critério de convergência:

$$\bar{T}_{k+1} - \bar{T}_k < 0,1 \quad (16)$$

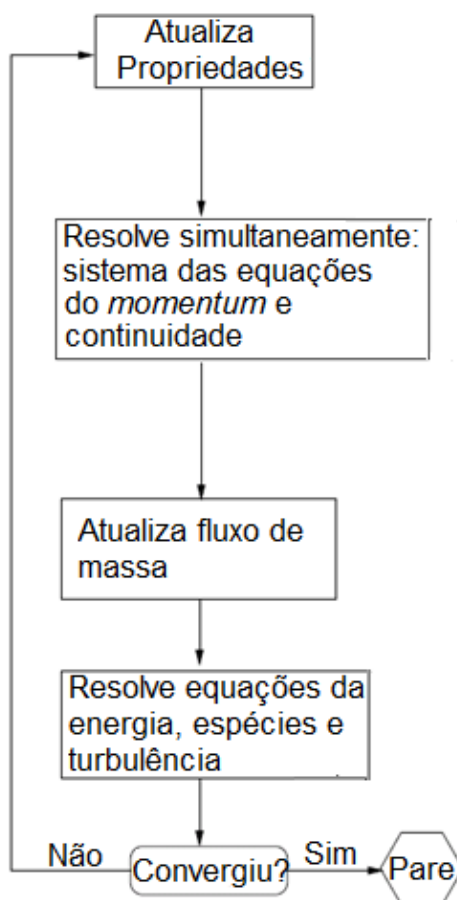
em que $\bar{T}$ é a média aritmética do sólido na iteração anterior enquanto $\bar{T}_{k+1}$ é a média aritmética da iteração atual. O critério de convergência foi estabelecido em 0,1, pois uma alteração dessa magnitude na temperatura média não altera significativamente a eficiência de conversão de energia dos módulos.

No *software FLUENT*[®], a solução do sistema de equações governantes linearizadas do problema foi realizada por um algoritmo acoplado do tipo *Pressure-based (Pressure-Based Coupled Algorithm)*, esquematizado na Figura 17. Este tipo de *solver* emprega um algoritmo que pertence a uma classe de métodos chamados de métodos de projeção, em que a restrição da continuidade e do campo de velocidade é determinada pela solução de uma equação de Poisson para o campo de pressão.

No algoritmo utilizado resolve-se um sistema de equações acopladas contendo as equações do *momentum* e a equação da continuidade, ou seja, estas equações são resolvidas em um mesmo sistema de equações linearizadas. As equações restantes, ou seja, as equações da energia, espécies e turbulência são resolvidas de maneira segregada (separadamente).

Figura 17 - Diagrama do método de solução do algoritmo acoplado.

Algoritmo Acoplado *Pressure-Based*

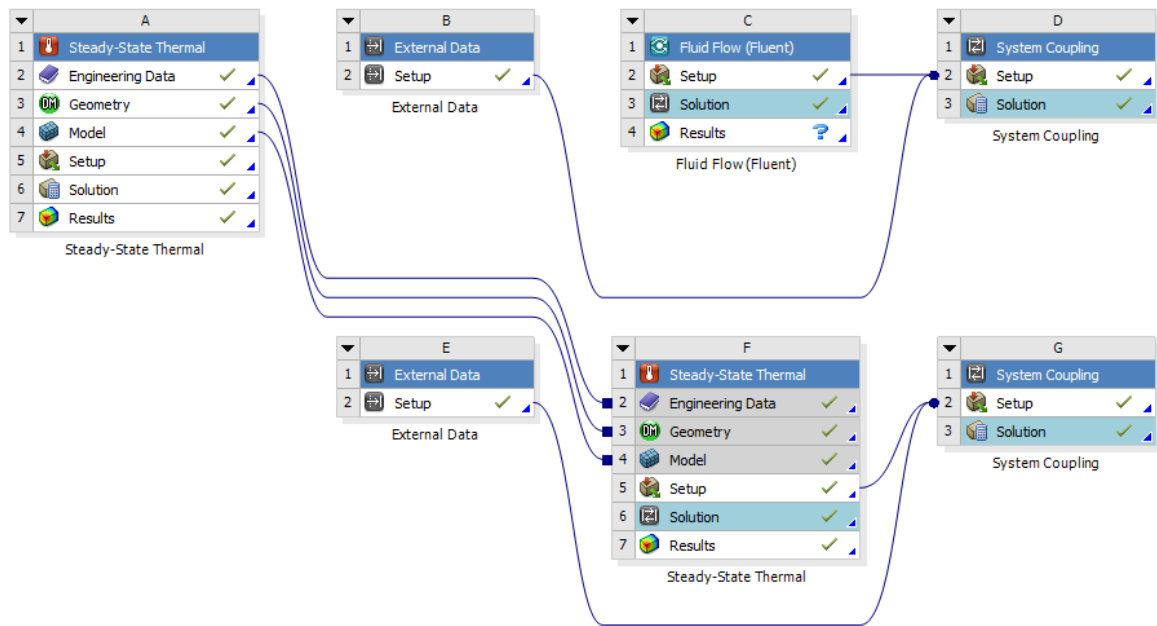


Fonte: ANSYS 14.5 (2014).

O critério de convergência é avaliado através dos resíduos das equações governantes. Foi estabelecido um critério de 10^{-5} para todas as equações, exceto para a Equação da Energia que foi de 10^{-7} . Até que haja convergência, as propriedades são atualizadas e o algoritmo se repete.

Na Figura 18, observa-se que o acoplamento entre os dois *softwares* foi realizado pelo Acoplamento de Sistemas (*system coupling*) na área de trabalho do ANSYS®. Nesta etapa, os arquivos com os resultados obtidos por um *software* são importados e transferidos para o próximo *software*.

Figura 18 - Área de trabalho da simulação no ANSYS®.



Fonte: Próprio Autor (2017).

Os resultados foram analisados no *software* de pós-processamento do ANSYS®, *CFD post*. A variável de maior interesse é a temperatura, recebendo maior ênfase da análise dos dados gerados. As eficiências de geração foram calculadas a partir das temperaturas médias, utilizando-se a Equação 1 e os respectivos parâmetros para os dois tipos de células monocristalinas e flexíveis, respectivamente.

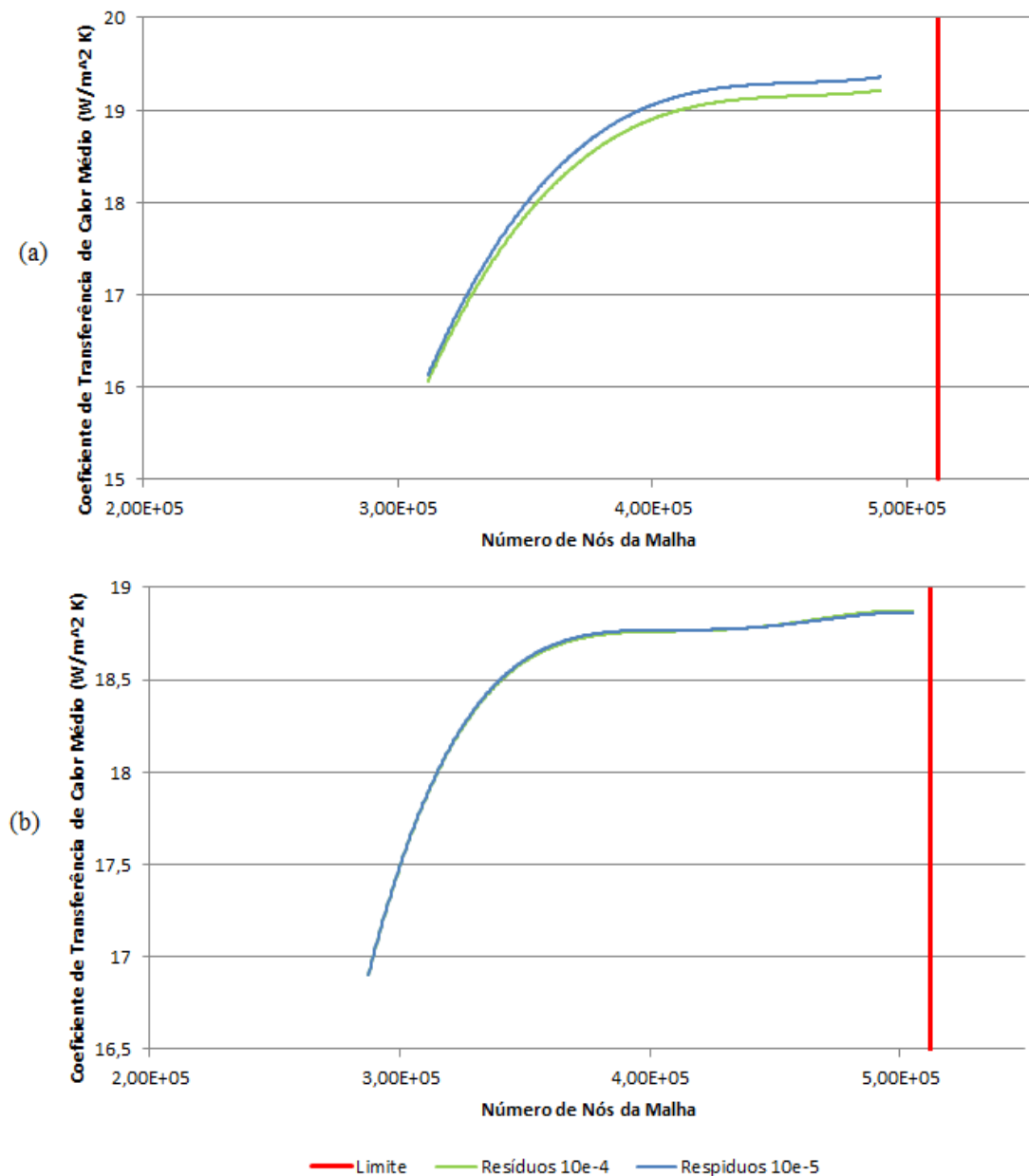
Os dados coletados na estação foram processados por programas desenvolvidos pelo próprio autor na linguagem *Fortran* e os resultados fornecidos pelos *softwares* do ANSYS® foram analisados através do *software Excel*®.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Teste de Convergência de Malha

Um teste de convergência de malhas foi realizado no domínio do fluido para os dois casos, monocristalino e flexível, como ilustrado na Figura 19.

Figura 19 - Teste de convergência de malha.



(a) Monocristalino ; (b) Flexível;

Fonte: Próprio Autor (2017).

Observa-se que, no caso monocristalino, a média do coeficiente de transferência de calor por convecção não se altera a partir de 4×10^5 nós e, no caso flexível, a partir de $3,5 \times 10^5$ nós. O limite máximo do número de nós nas malhas de fluidos do pacote ANSYS® é de $5,12 \times 10^5$; ou seja, pode-se realizar as simulações com malhas que se enquadram nas necessidades do problema e são adequadas a convergência dos resultados.

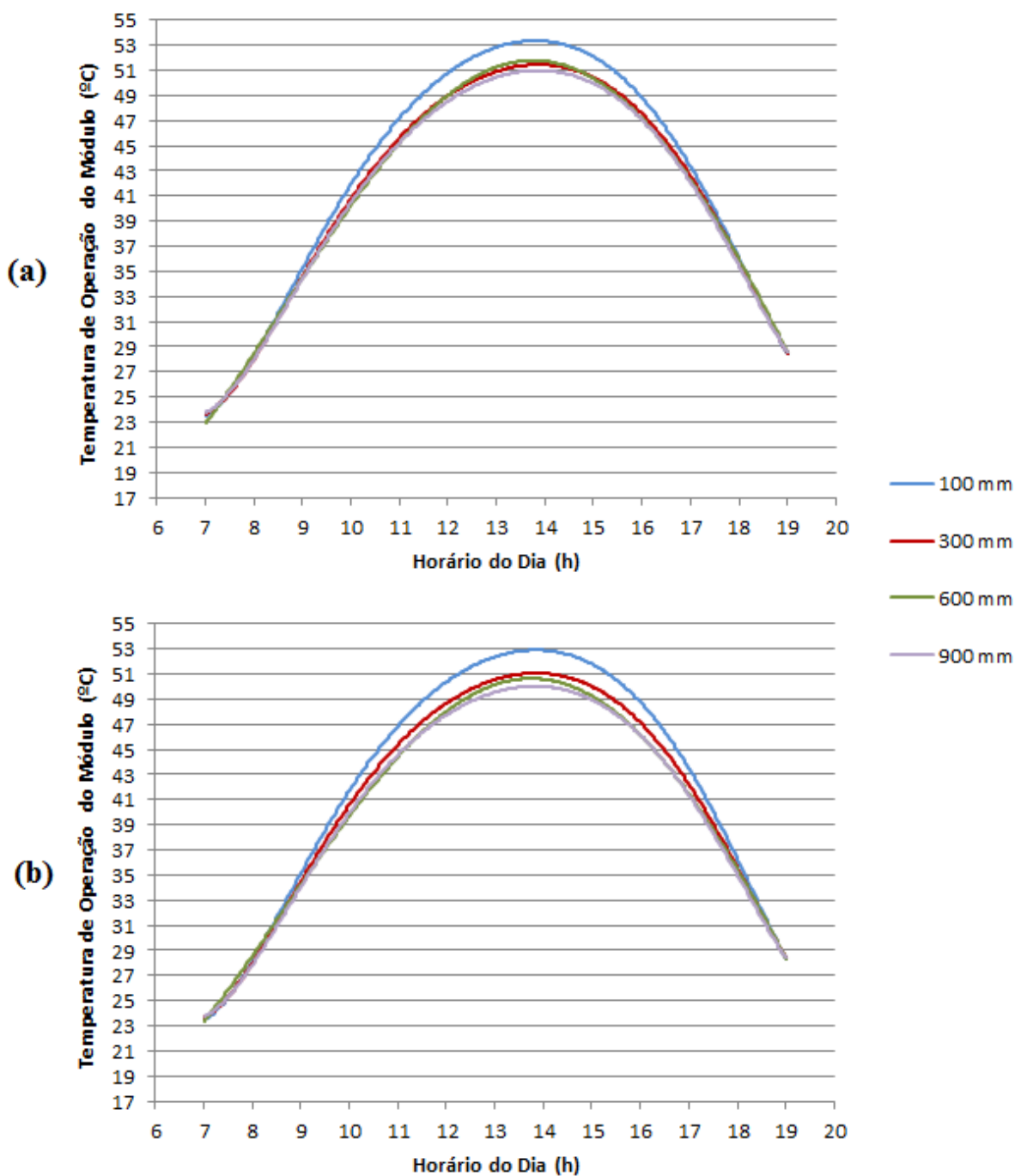
Nas malhas do sólido, o mesmo procedimento foi adotado, mas as diferenças foram ínfimas quando se aumentou o número de nós. O limite do número de nós para as malhas dos sólidos eram de 32×10^3 . As malhas dos sólidos se aproximaram deste número para garantir uma melhor visualização da distribuição de temperatura no mesmo.

3.2 Influência da Distância

A estação escolhida para realizar a análise da influência da distância na geração de energia das plantas fotovoltaicas foi o verão, estação que proporcionou as maiores discrepâncias.

Era esperado que a temperatura do módulo diminuísse quando fosse aproximado da água devido à maior umidade relativa do ar próxima à interface ar/água (100%). No entanto, os resultados das simulações demonstram que as temperaturas de operação dos módulos aumentaram quando colocadas à 100mm da interface, como pode ser visto na Figura 20. A maior diferença ocorre às 14h, em que a temperatura de operação do módulo monocristalino aumenta em $2,4^\circ\text{C}$ e a do módulo flexível em $2,0^\circ\text{C}$. Isto deve-se ao fato de que a velocidade do vento próxima à superfície da água é menor, sendo nula na interface ar/água, fazendo o coeficiente de transferência de calor por convecção diminuir em aproximadamente 4% em relação às outras distâncias.

Figura 20 - Influência da distância na temperatura de operação dos módulos.



(a) Verão – Monocristalino; (b) Verão – Flexível;

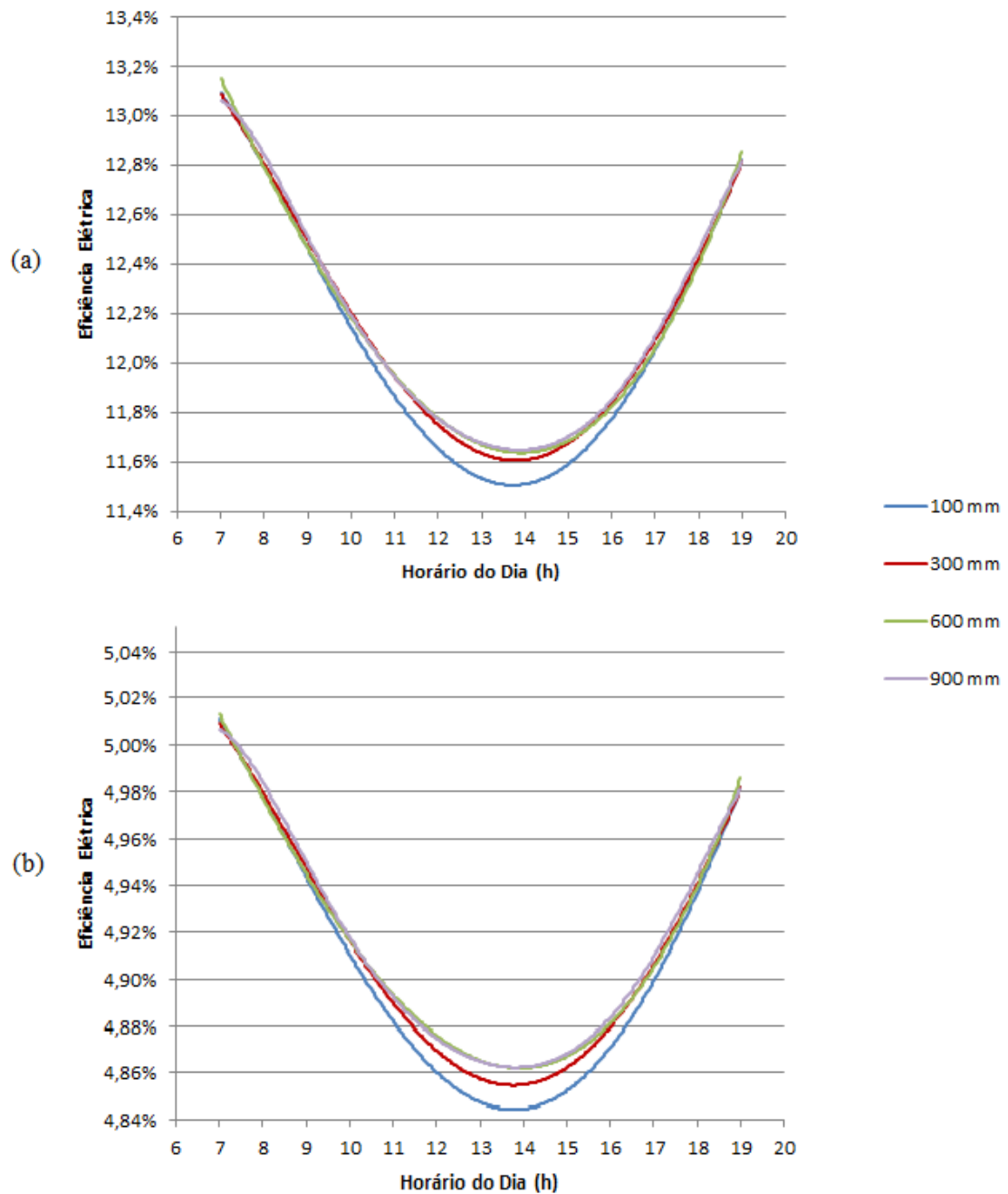
Fonte: Próprio Autor (2017).

Mesmo sabendo que existem diferenças entre as eficiências dos sistemas fotovoltaicos terrestres e flutuantes (CHOI, 2014); os modelos físico e matemático utilizados nas simulações não foram capazes de captar a influência da umidade relativa do ar na temperatura de operação dos módulos. Portanto, as diferentes concentrações de vapor d'água entre as

distâncias dos sistemas flutuantes não demonstraram impacto na temperatura de operação dos módulos nas simulações realizadas neste trabalho. Este fato sugere que o modelo deve ser refinado para representar algo que é observado na prática.

A partir da temperatura de operação dos módulos, calculou-se as eficiências elétricas (Figura 21).

Figura 21 - Influência da distância na eficiência elétrica dos módulos.



(a) Verão – Monocristalino; (b) Verão – Flexível;

Fonte: Próprio Autor (2017).

No módulo monocristalino, a maior diferença entre as eficiências foi de 0,1% e nos flexíveis foi de 0,01%, indicando que os modelos físico e matemático das simulações não captaram se a eficiência elétrica tem alteração significativa com a variação da distância entre os módulos fotovoltaicos e a superfície da água. Isto se confirma ao se determinar a geração de energia dos módulos. Durante um dia médio do verão, a maior diferença entre a potência gerada nas diferentes distâncias é de 0,8% para um módulo monocristalino e de 0,25% para um módulo flexível, como apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - Potência gerada por módulo em um dia médio do Verão.

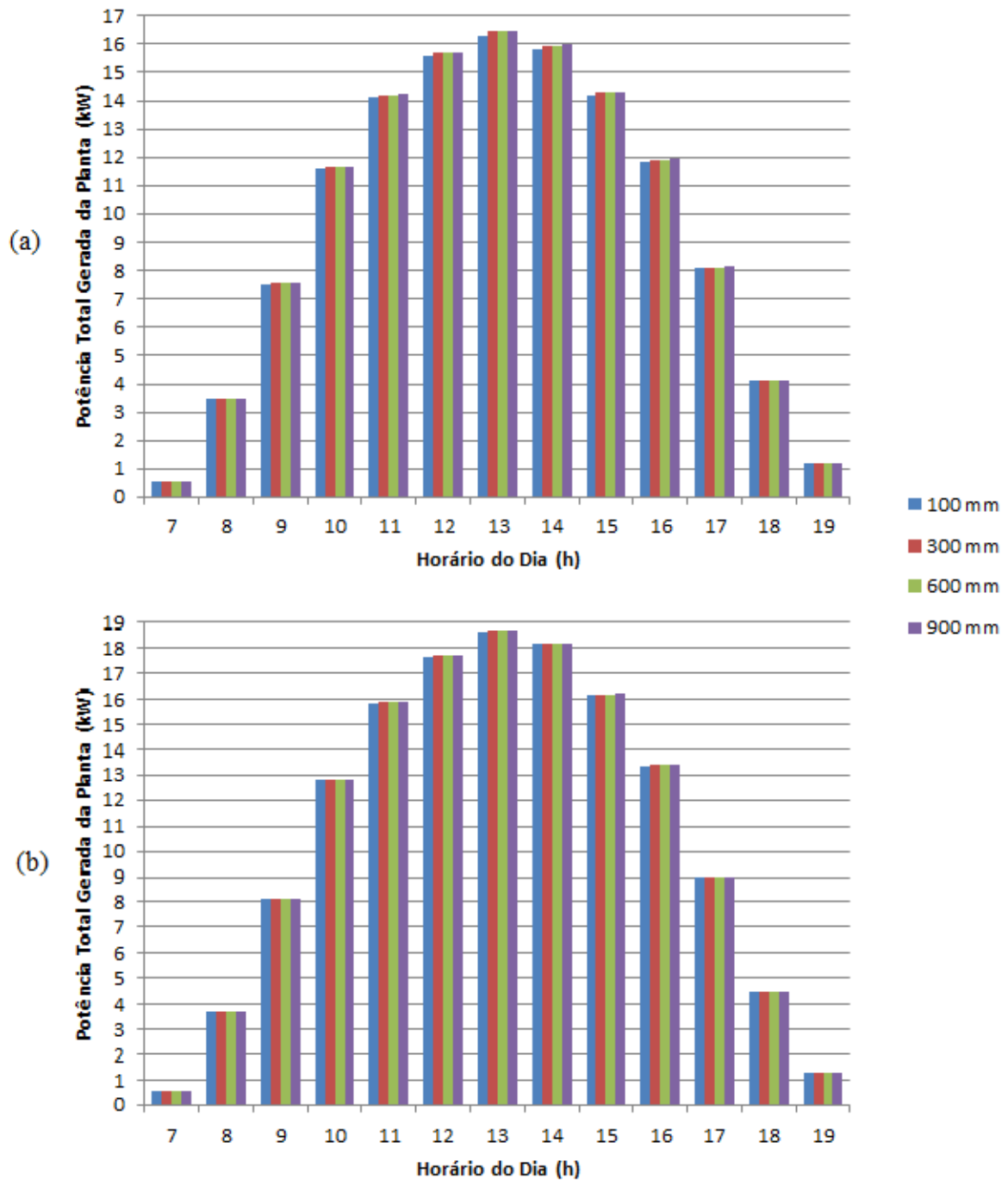
Módulo	Potência Gerada por Módulo (W)			
	100 mm	300 mm	600 mm	900 mm
Monocristalino	1243	1251	1251	1253
Flexível	776	777	778	778

Fonte: Próprio Autor (2017).

A implementação de novos modelos como simulações com diferentes camadas de fluido entre a superfície da água e os módulos, modificando-se as temperaturas da mistura ar/vapor d'água de cada camada, devem ser adotadas em trabalhos futuros. Além disso, uma melhor representação da superfície da água pode ser feita se dados como temperatura da água e taxa de evaporação forem adquiridos.

Portanto, no modelo do presente trabalho, a geração de energia total das plantas em um dia médio de verão não se mostrou diferente com a variação da distância entre os módulos e a superfície da água (Figura 22).

Figura 22 - Potência gerada nas plantas ao longo de um dia médio de Verão.

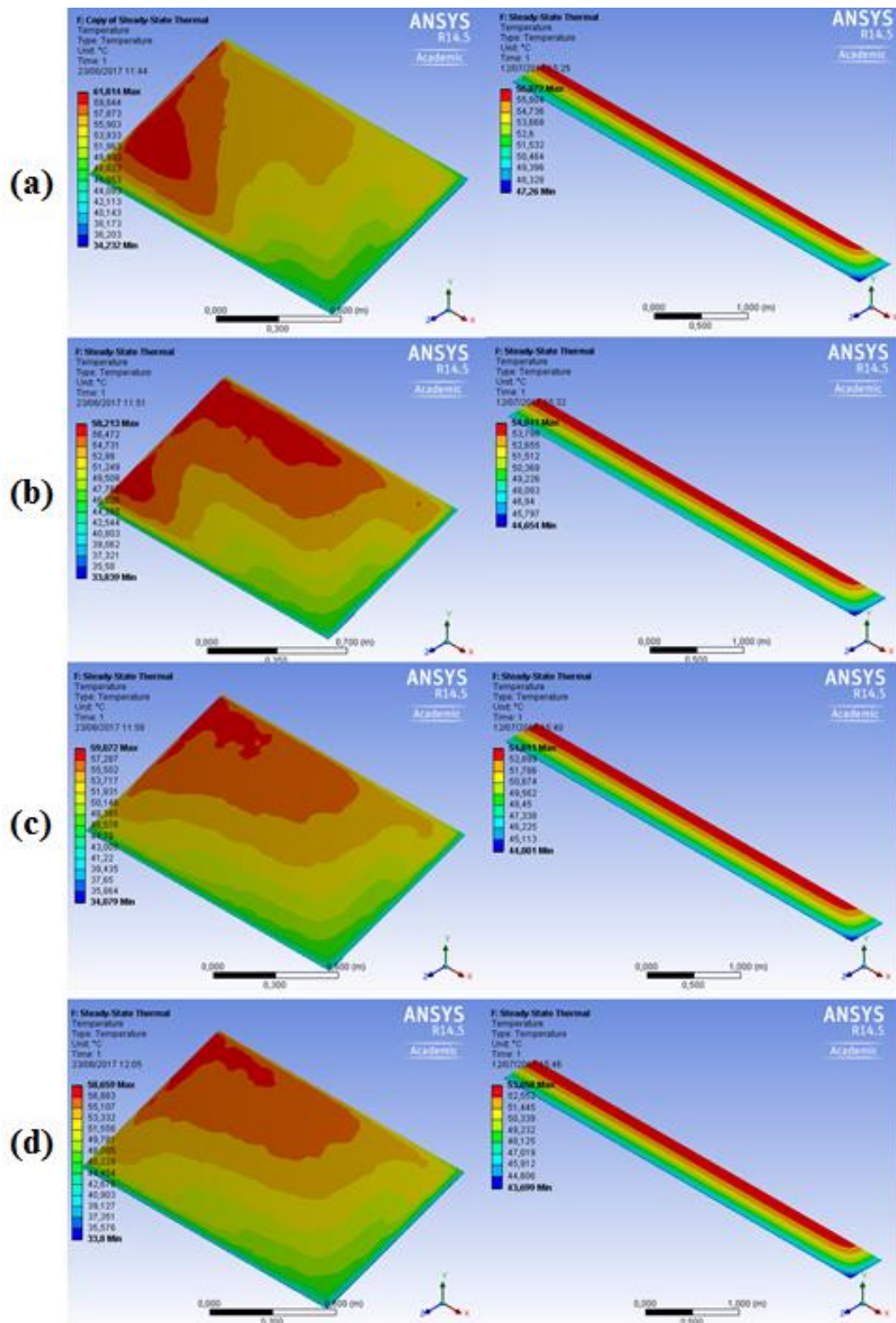


(a) Verão – Monocristalinos; (b) Verão - Flexíveis;

Fonte: Próprio Autor (2017).

Além disso, nas simulações do presente trabalho não houve diferenças significativas nas distribuições de temperaturas dos módulos (Figura 23) para diferentes distâncias, com exceção da distância de 100mm, que apresenta uma ligeira diferença qualitativa. Apesar disso, os valores médios das grandezas de interesse são similares aos das outras distâncias.

Figura 23 – Distribuições de temperaturas dos módulos fotovoltaicos (Verão – 14h).



(a) 100mm; (b) 300mm; (c) 600mm; (d) 900mm

Fonte: Próprio Autor (2017).

A diferença qualitativa do módulo monocristalino a 100 mm de distância da água existe devido a inclinação deste módulo e a menor velocidade do vento próxima a superfície da água. No entanto, a temperatura média é próxima a das outras distâncias (Figura 20.a).

3.3 Influência do Tipo de Módulo Fotovoltaico

As temperaturas médias de operação se mostraram independentes do tipo de módulo utilizado. Na Tabela 7, os módulos monocristalinos e flexíveis, às 14h dos dias médios de cada estação, operam em temperaturas similares (variações de aproximadamente 0,3°C). Para analisar a influência do tipo de módulo, escolheu-se a distância de 300 mm. No entanto, qualquer outra distância proporcionaria a mesma conclusão.

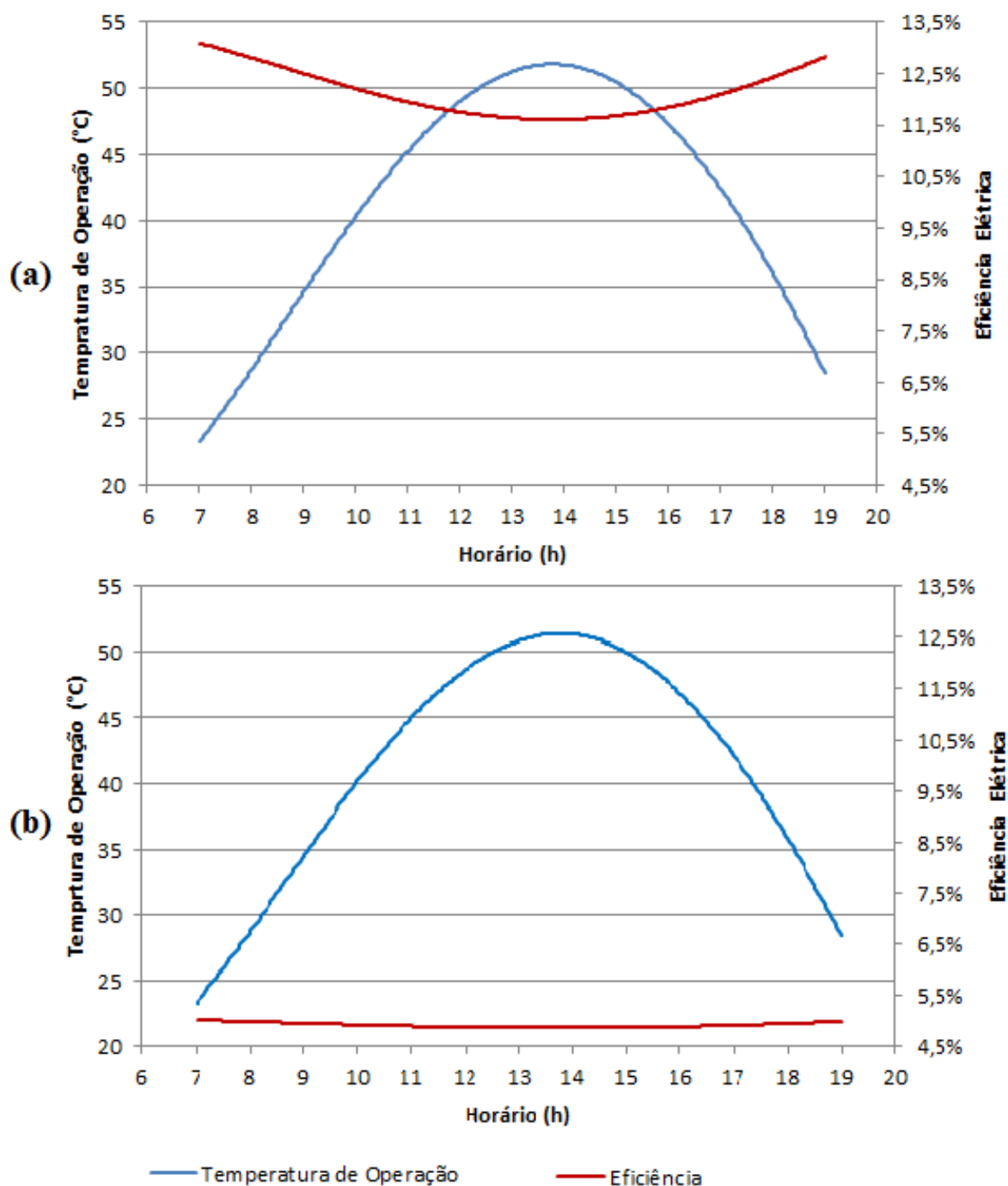
Tabela 7 - Temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.

Temperatura de Operação (°C)					
14h – 300mm de Distância	Módulo	Inverno	Primavera	Verão	Outono
	Monocristalino	41,8	46,9	51,9	40,9
	Flexível	41,5	46,7	51,5	40,6

Fonte: Próprio Autor.

A independência das temperaturas de operação com relação ao tipo de módulo é evidente. No entanto, as tecnologias fotovoltaicas apresentam diferenças em outras variáveis. Por exemplo, os módulos monocristalinos tiveram uma eficiência elétrica média de 12,4% durante o ano, enquanto os módulos flexíveis apresentaram apenas 4,94%. Apesar disso, os módulos monocristalinos são 10 vezes mais sensíveis a temperatura de operação do que os módulos flexíveis como mostra a Figura 24.

Figura 24 - Eficiência elétrica dos tipos de módulos estudados.



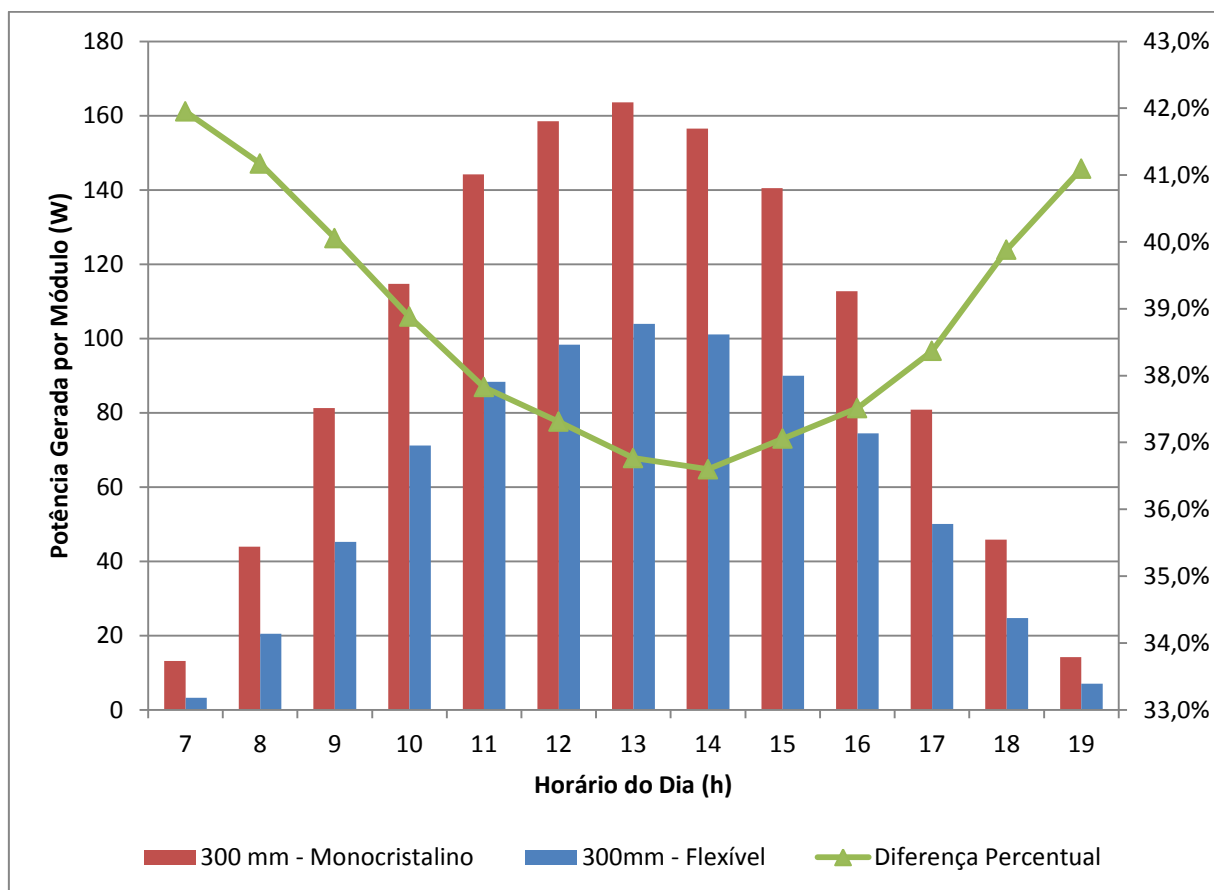
(a) Verão – Monocristalinos; (b) Verão – Flexíveis;

Fonte: Próprio Autor (2017).

Em um dia médio de verão, a eficiência elétrica dos módulos monocristalinos tem uma variação de 1,4% entre às 7h e 14h, enquanto nos módulos flexíveis a variação é de apenas 0,15%. Ou seja, a sensibilidade da tecnologia monocristalina à temperatura é cerca de 10 vezes maior que da tecnologia flexível.

A potência gerada por um módulo monocristalino é, em média, 38,8% maior do que a de um módulo flexível. Ao longo do dia, a diferença entre a potência gerada diminui de 42% às 7h para 36,6% às 14h (Figura 25). Ou seja, mesmo com maior sensibilidade à temperatura, a tecnologia monocristalina é mais eficiente do que a flexível.

Figura 25 - Geração por módulo durante o verão



Fonte: Próprio Autor (2017).

Mesmo possuindo menor eficiência de conversão de energia, os módulos flexíveis demonstram operar mais próximos de sua capacidade total de geração, como pode ser visto na Tabela 8.

Tabela 8 - Porcentagem média da capacidade de geração dos módulos.

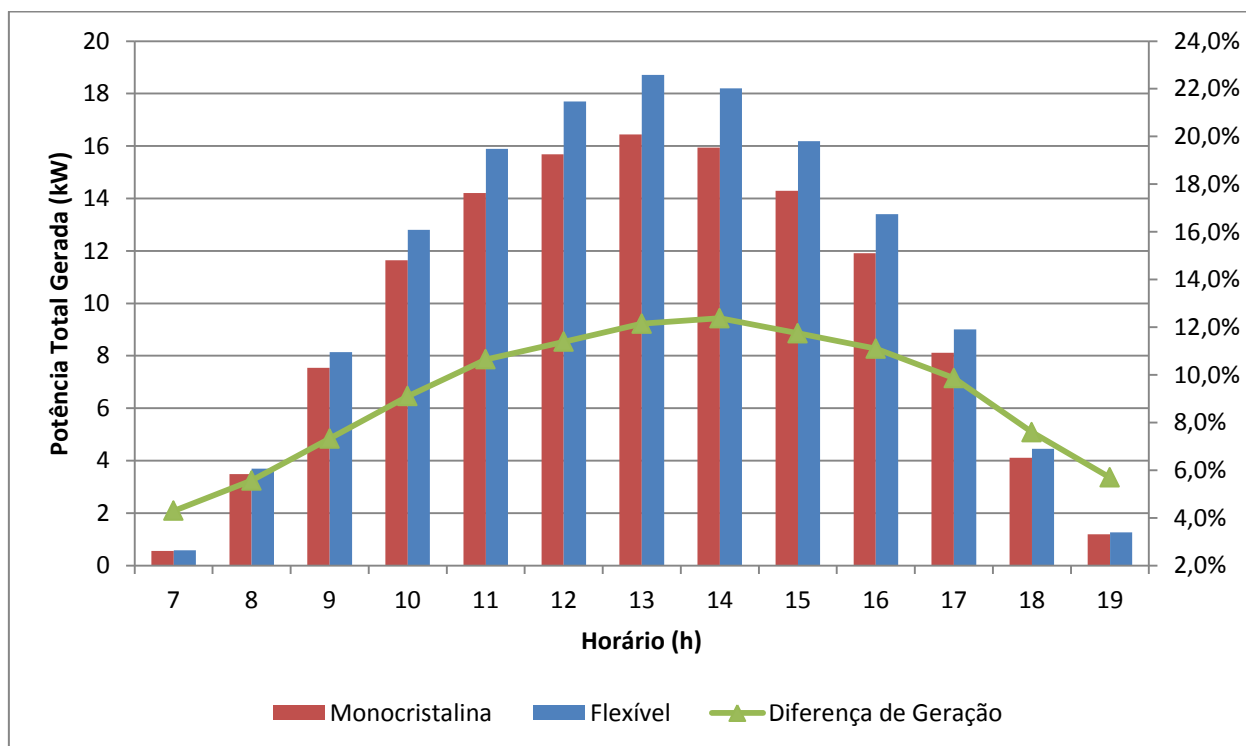
Módulos à 300 mm de Distância	Capacidade de Geração	Inverno	Primavera	Verão	Outono
	Monocristalino – 250 W	34,4%	39,1%	38,5%	31,2%
	Flexível – 144 W	35,9%	41,6%	41,6%	32,7%

Fonte: Próprio Autor (2017).

Se uma planta de módulos monocristalinos e outra de flexíveis possuem a mesma capacidade de geração, o total de energia gerada será maior na planta de módulos flexíveis. No entanto, se as plantas possuírem a mesma quantidade de módulos, a geração de energia será maior na de módulos monocristalinos. Ou seja, a eficiência de conversão de energia é maior nos módulos monocristalinos, mas quando se trata do aproveitamento da capacidade de geração, os módulos flexíveis se demonstraram melhores.

Analisando as plantas fotovoltaicas à 300mm da água durante o verão, notou-se que a planta flexível gerou 9,1% mais energia que a monocristalina (Figura 26), apesar da eficiência elétrica ser menor.

Figura 26 - Potência total gerada à 300 mm no verão.



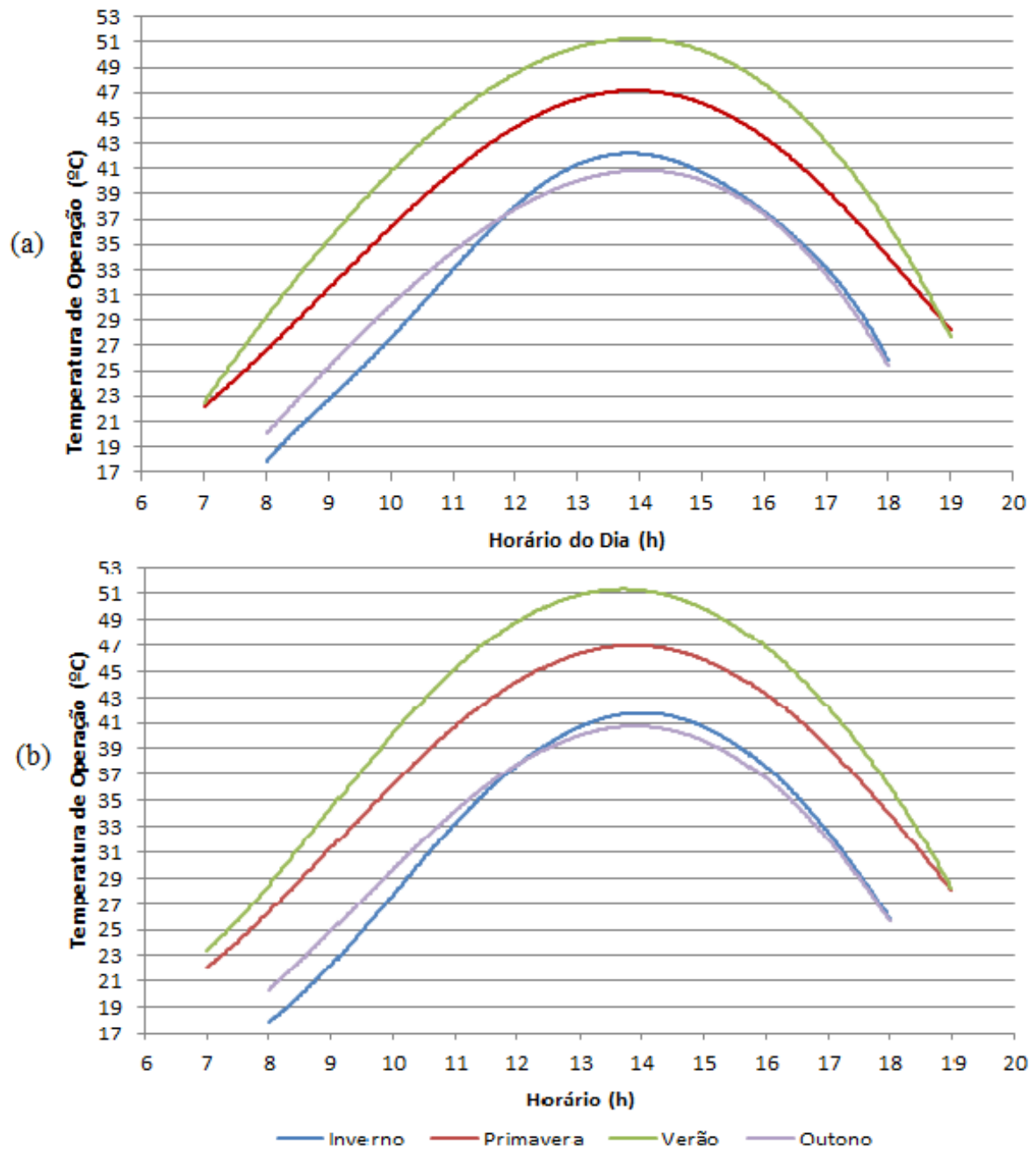
Fonte: Próprio Autor (2017).

Isso ocorre de forma análoga para as outras distâncias e estações do ano devido à maior área superficial recebendo irradiação solar dos módulos flexíveis ($2,485 \text{ m}^2/\text{módulo}$) em relação aos monocristalinos ($1,64 \text{ m}^2/\text{módulo}$). Apesar da menor eficiência elétrica dos módulos flexíveis, a irradiação solar que atinge a planta flexível é cerca de 63,3% maior devido a área de absorção. Pelo fato da sensibilidade dos módulos monocristalinos ser maior que a dos flexíveis, pode-se notar na Figura 26 que a maior diferença ocorre às 14h, quando a temperatura de operação é maior.

3.4 Influência das Estações do Ano

Para analisar a influência das estações do ano na geração de energia dos módulos fotovoltaicos, escolheu-se a distância de 300mm. As temperaturas de operação nos dias médios de cada estação estão apresentadas na Figura 27.

Figura 27 - Temperatura de operação dos módulos nas estações do ano.



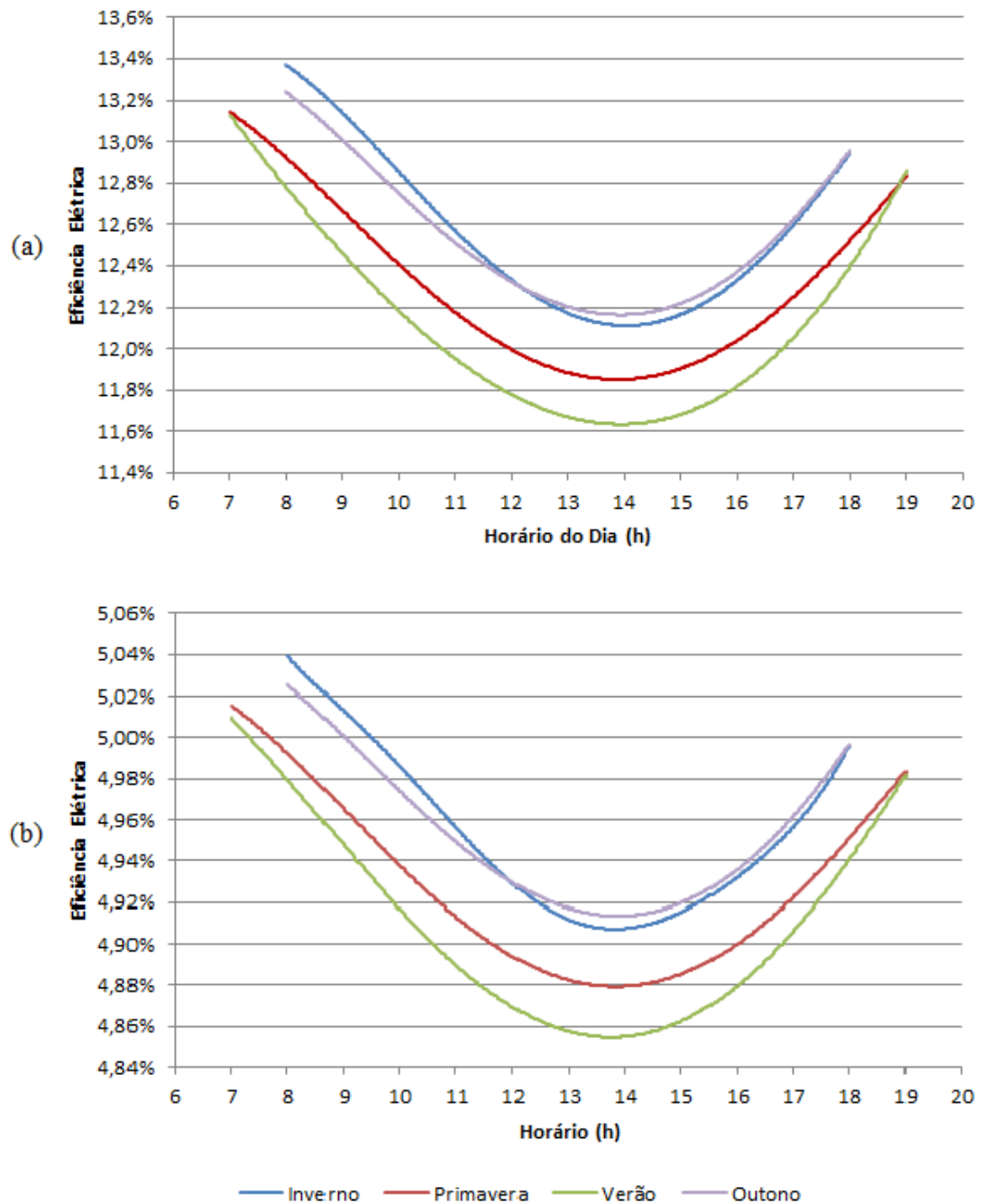
(a) Monocrystalino – 300mm; (b) Flexível – 300mm

Fonte: Próprio autor (2017).

As temperaturas de operação dos módulos são maiores durante o verão pois recebem irradiação solar mais intensa. Os módulos monocristalinos apresentam média de temperatura de operação de 40,7°C no verão e 32,7°C no inverno, enquanto os flexíveis apresentam médias de 40,4°C no verão e 32,5°C no inverno. Ou seja, uma temperatura média 19,5% maior durante o verão.

Isso faz com que as menores eficiências elétricas ocorram no verão (Figura 28). Nos monocristalinos a eficiência média é de 12,2% no verão e de 12,6% no inverno, ou seja, é afetada pela estação do ano (3,2% de perdas). Nos flexíveis, 4,92% no verão e 4,96% no inverno, ou seja, não são afetados.

Figura 28 - Comparação entre as eficiências elétricas das estações do ano.

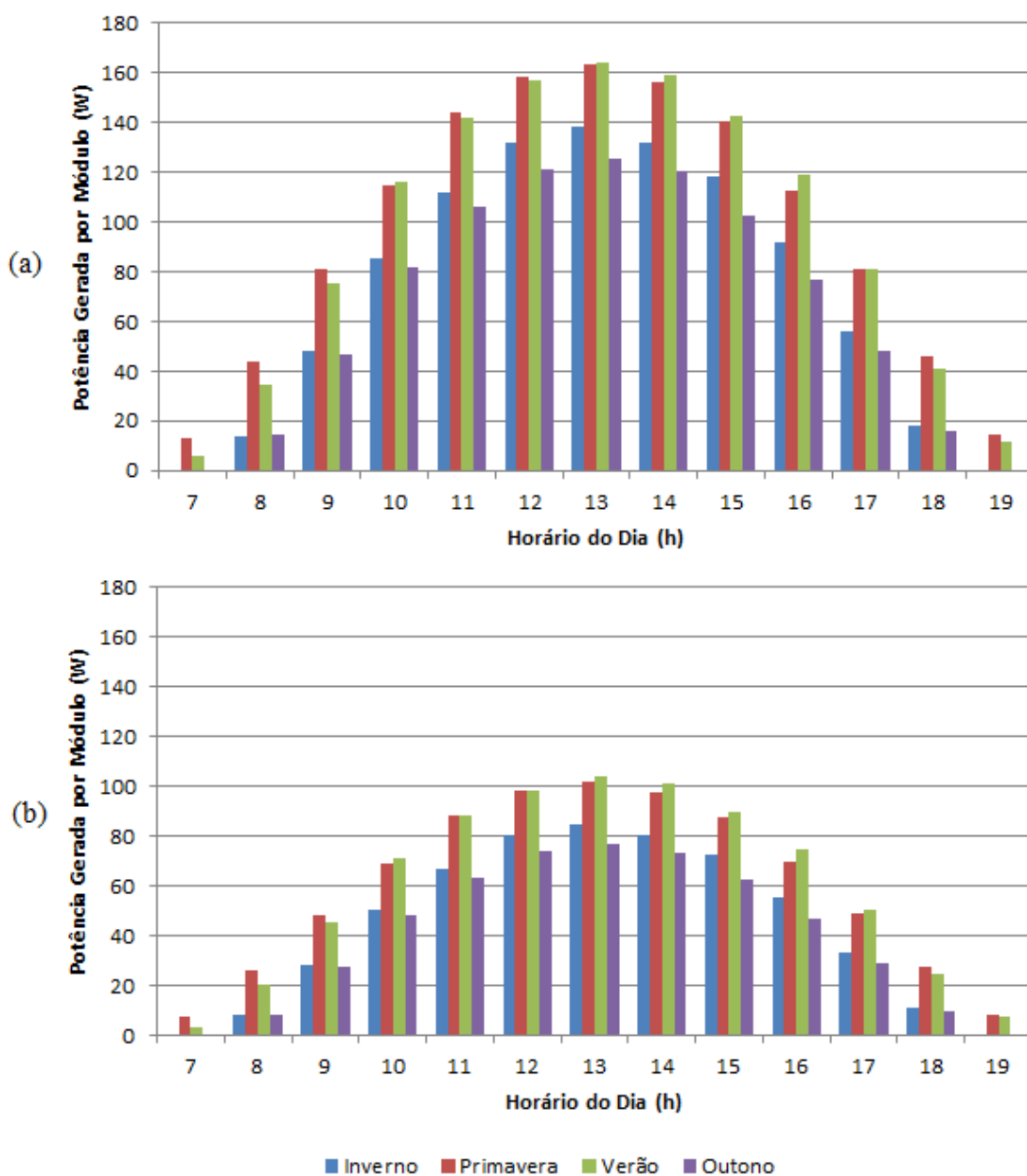


(a) Monocrystalino – 300mm; (b) Flexível – 300mm

Fonte: Próprio autor (2017).

No entanto, a maior geração de energia das plantas se dá no verão, pois apesar de converter energia com menos eficiência, a quantidade de energia incidente nos módulos é maior nesse período. Pode-se notar as diferenças entre as potências geradas nos dias médios de cada estação, como mostra a Figura 29. Tanto nos módulos monocristalinos quanto nos flexíveis, as estações quentes (verão e primavera) geram cerca de 30% mais energia por módulo do que as estações frias (outono e inverno).

Figura 29 - Potência gerada por módulo durante as estações do ano.

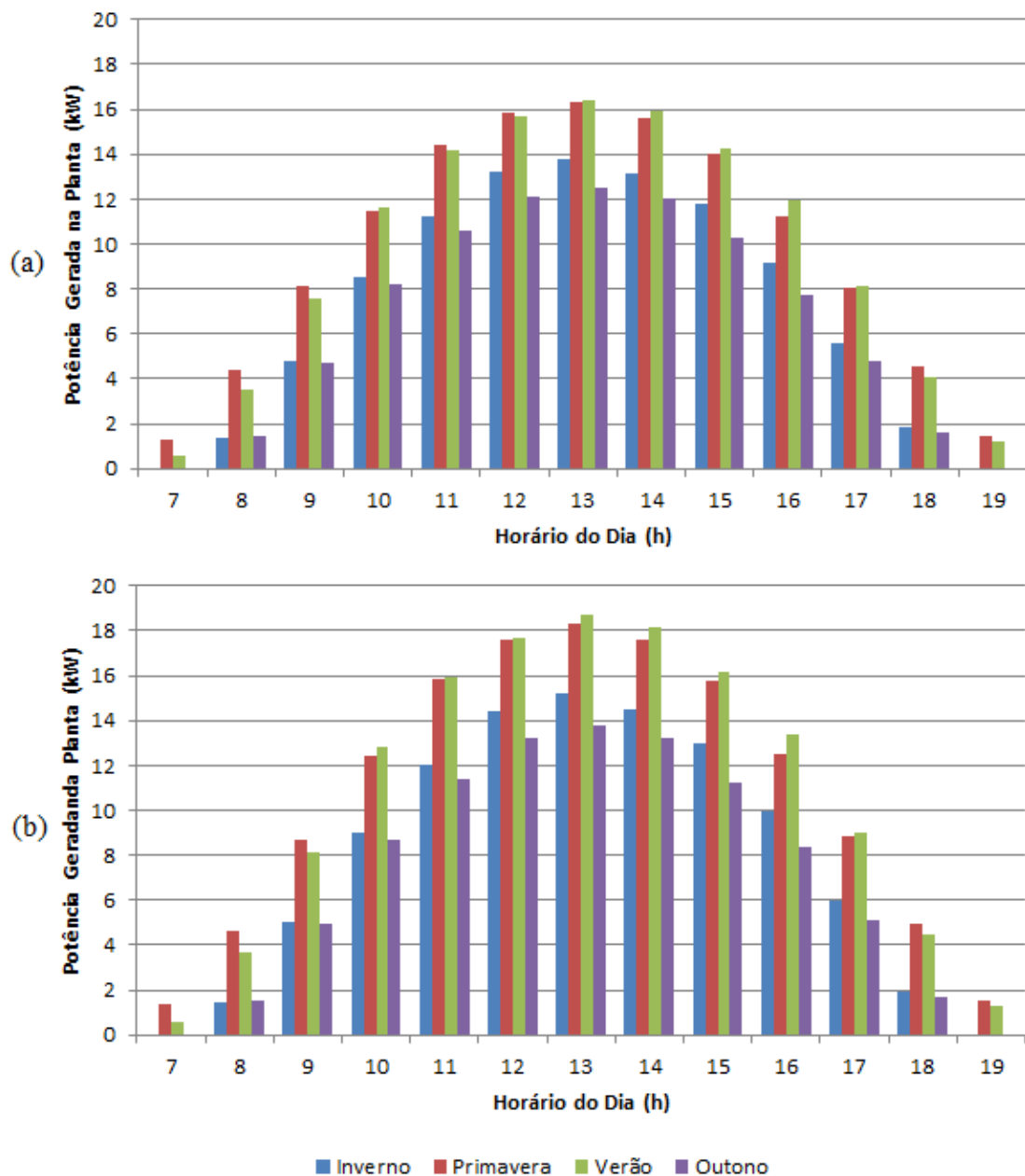


(a) Monocristalino – 300mm; (b) Flexível – 300mm;

Fonte: Próprio autor (2017).

Durante as estações quentes, a geração de energia ocorre durante 13 horas do dia, enquanto nas frias durante 11 horas. Mesmo tendo menor eficiência de conversão de energia durante as estações quentes, os módulos geram mais energia devido à maior quantidade de energia incidente nos módulos. Portanto, as estações do ano que recebem maior quantidade de energia solar produzem mais energia elétrica mesmo operando com menor eficiência (Figura 30).

Figura 30 - Geração da planta fotovoltaica durante os dias médios das estações.



(a) Monocristalino – 300mm; (b) Flexível – 300mm;

Fonte: Próprio autor (2017).

4 CONCLUSÕES

Analisando as distâncias escolhidas para realizar as simulações, demonstrou-se que nossos modelos físicos e matemáticos não foram capazes de captar de forma conclusiva se a eficiência dos módulos fotovoltaicos flutuantes é dependente da distância da superfície da água ou se a evaporação da água dos rios e lagos influencia as temperaturas de operação. Um novo modelo, que utilize diferentes camadas de fluido entre a superfície da água e os módulos, com alterações nas temperaturas da mistura ar/vapor d'água de cada camada, deve ser testadas em trabalhos futuros. Além disso, uma melhor representação da superfície da água pode ser feita se dados como temperatura da água e taxa de evaporação forem adquiridos experimentalmente.

Os módulos monocristalinos se mostraram dez vezes mais sensíveis à temperatura de operação do que os flexíveis, ou seja, a eficiência daqueles diminui dez vezes mais ao longo do dia. Portanto, a elaboração de técnicas de resfriamento são mais importantes para os módulos monocristalinos, que atinge uma potência gerada por módulo 38,8% maior do que a do flexível, devido às características dos materiais das células. Sendo que a tecnologia das células flexíveis está em progresso com o intuito de ultrapassar a eficiência dos monocristalinos no futuro.

Na instalação de plantas fotovoltaicas, busca-se sempre o melhor custo/benefício na seleção dos módulos. Devido a fatores comerciais, os módulos monocristalinos ainda tem uma relação custo por energia gerada menor que os flexíveis. No entanto, uma planta de módulos flexíveis de mesma capacidade de geração produz 9,1% mais energia do que uma planta de monocristalinos. Isso ocorre pela área de absorção de irradiação solar ser maior na planta flexível, recebendo 63,3% mais irradiação solar que a planta monocristalina. Assim, plantas flutuantes que utilizam módulos monocristalinos são indicadas atualmente, por sua alta eficiência e custo/benefício.

As estações quentes (verão e primavera) recebem mais irradiação solar, mas possuem eficiência elétrica menor por operarem à temperaturas maiores. No entanto, mesmo com a eficiência menor, geram 30% mais energia elétrica do que as estações frias (outono e inverno).

Plantas flutuantes não utilizam espaço em terra, disponibilizando este recurso para outras atividades como a agricultura. Em trabalhos futuros, uma análise experimental da planta fotovoltaica flutuante deve ser desenvolvida para realizar comparações com os resultados numéricos e aperfeiçoar o modelo.

REFERÊNCIAS

ABDOLZADEH, M.; AMERI, M.. Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 34, n. 1, p. 91-96, Jan. 2009.

ANSYS 14.5. **ANSYS Fluent Theory Guide**. Canonsburg: Ansys, 2014. 780 p.

BRASIL. INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. (Org.). **Estação Meteorológica de Diamante do Norte**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>>. Acesso em: 15 ago. 2017.

BRASIL. João Antônio Moreira Patusco. **Resenha energética brasileira**. [S. l.]: Ministério de Minas e Energia, 2016. 29 p. Disponível em: <<http://www.aben.com.br/Arquivos/456/456.pdf>>. Acesso em: 05 dez. 2016.

CHOI, Y.K.. A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact. **International Journal of Software Engineering And Its Applications**, Coréia, p. 75-84. 07 ago. 2014.

DINÇER, Furkan. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 15, n. 1, p.713-720, jan. 2011.

DUPONT (Org.). **DuPont™ Tedlar® Polyvinyl Fluoride (PVF) Films**. 2014. Disponível em: <http://www.dupont.com/content/dam/dupont/products-and-services/membranes-and-films/pvf-ilms/documents/DEC_Tedlar_GeneralProperties.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2017.

FARIA, Haroldo de; TRIGOSO, Federico B.m.; CAVALCANTI, João A.m.. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 75, p. 469-475, ago. 2017.

FEARNSIDE, P. M. Do hydroelectric dams mitigate global warming ? The case of Brazil's curuá-una dam. **Mitigation And Adaptation Strategies For Global Change**, Manaus, v. 10, n. 4, p. 675-691, 5 dez. 2004.

FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 60, n. 1, p.63-70, dez. 2013.

FLORSCHUETZ, L. W. Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. **Solar Energy**, Tempe, v. 22, p.361-366, 1 nov. 1978.

GOETZBERGERA, Adolf; HEBLINGA, Christopher; SCHOCKB, Hans-werner. Photovoltaic materials, history, status and outlook. **Reports: A Review Journal**. Freiburg, Germany, p. 1-46. 20 ago. 2002.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO. . **São Paulo coloca em operação a primeira usina solar flutuante do Brasil**. 2016. Disponível em: <<http://www.energia.sp.gov.br/2016/09/sao-paulo-coloca-em-operacao-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil/>>. Acesso em: 13 dez. 2016.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR - GTES (Rio de Janeiro). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 3. ed. Rio de Janeiro: Ediouro Gráfica e Editora S.A., 2004. 184 p.

JEAN, Joel et al. Pathways for solar photovoltaics. **Energy & Environmental Science**, [S. l.], v. 8, n. 4, p.1200-1219, 2015. Royal Society of Chemistry (RSC).

JIM Y. **Xunlight photovoltaic laminates general instructions**. Toledo: Xunlight Corporation, 2011.

LEE, Y.; TAY, ANDREW. A. Finite element thermal analysis of a solar photovoltaic module. **Energy Procedia**, [S. l.], v. 15, p.413-420, 2012. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.02.050. Disponível em: <<http://api.elsevier.com/content/article/PII:S1876610212003864?httpAccept=text/xml>>. Acesso em: 01 dez. 2015.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M.. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 16, n. 5, p.2920-2925, jun. 2012.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A Review of solar photovoltaic technologies. **Renewable And Sustainable Energy Review**, Chennai, p. 1625-1636, 12 jan. 2011. Disponível em: <<http://www.journals.elsevier.com/renewable-and-sustainable-energy-reviews>>. Acesso em: 07 dez. 2016.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Swera, 2006. 62 p. Disponível em: <http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2015.

PRAKASH, J. Transiente Analysis of a photovoltaic-thermal solar collector for co-generation of eletricity and hot air/water. **Energy Convers**, New Delhi, v. 35, n. 11, p.967-972, 18 abr. 1994.

RAZYKOV, T. M. et al. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. **Solar Energy**, [s.l.], v. 85, n. 8, p.1580-1608, ago. 2011.

RETScreen International (Org.). **Photovoltaic project analysis**. Canada: Minister Of Natural Resources, 2004.

SAHU, Alok; YADAV, Neha; SUDHAKAR, K.. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 66, p. 815-824, dez. 2016.

SALEM, M. R.; ALI, R. K.; ELSHAZLY, K. M.. Experimental investigation of the performance of a hybrid photovoltaic/thermal solar system using aluminium cooling plate with straight and helical channels. **Solar Energy**, [S. l.], v. 157, p.147-156, nov. 2017.

SAMPAIO, Priscila Gonçalves Vasconcelos; GONZÁLEZ, Mario Orestes Aguirre. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 74, p.590-601, jul. 2017.

SANSANIWAL, Sunil Kumar; SHARMA, Vashimant; MATHUR, Jyotirmay. Energy and exergy analyses of various typical solar energy applications: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 82, p. 1576-1601, fev. 2018.

SENDY, A. **Pros and Cons of Monocrystalline v's Polycrystalline solar panels**. 2016. Disponível em: <<http://www.solarreviews.com/solar-energy/pros-and-cons-of-monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/>>. Acesso em: 07 dez. 2016.

TEO, H.G.; LEE, P.S.; HAWLADER, M.N.A. An active cooling system for photovoltaic modules. **Applied Energy**, Singapore, p. 309-315. 04 fev. 2011.

TONUI, J.k.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y.. Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 32, n. 4, p.623-637, abr. 2007.

TRAPANI, K. **Performance testing of lacustrine and marine deployment environments for large scale photovoltaic arrays**. 2011. 51 f. Tese (Doutorado) – Engineering Course, Laurentian University, Sudbury, 2011.

WEBB, B. W.; CLACK, P. D.; WALLING, D. E.. Water-air temperature relationships in a Devon river system and the role of flow. **Hydrological Processes**, [S. l.], v. 17, n. 15, p.3069-3084, 2003.