

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**GIOVANA LOCKS**

**ANÁLISE DE MODELOS DE TEMPERATURA EM MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS**

Araranguá, SC

2019

Giovana Locks

**ANÁLISE DE MODELOS DE TEMPERATURA EM MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em  
Engenharia de Energia do Centro de Araranguá da  
Universidade Federal de Santa Catarina como  
requisito para a obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia de Energia  
Orientador: Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Araranguá

2019

Ficha de identificação da obra

Giovana Locks

Análise de Modelos de Temperatura em Módulos Fotovoltaicos

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)

Programa de Graduação em Engenharia de Energia

Campus Araranguá – SC

Orientador – Giuliano Arns Rampinelli

Ano – 2019

Páginas - 56

GIOVANA LOCKS

## ANÁLISE DE MODELOS DE TEMPERATURA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Trabalho de Conclusão de Curso,  
apresentado à Universidade Federal de  
Santa Catarina, como parte das  
exigências para a obtenção do título de  
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 26 de novembro de 2019.

### BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)  
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Dr. Everton Fabian Jasinski  
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Dr. Leonardo Elzeiré Bremermann  
Universidade Federal de Santa Catarina

*Este trabalho é dedicado a Gabriel Oliveira Martins que esteve presente nesta caminhada, minha mãe Eleni pelo incentivo, meu Pai Geraldo Locks (in memorian), que desde criança incentivou os estudos e deu suporte para isso se tornar realidade.*

*E por fim os amigos que a UFSC me deu, essa etapa não seria tão doce sem vocês por aqui. Ana, Karol, Júlia, Danilo, Beto, Painho.*

## RESUMO

Assim como outros dispositivos semicondutores, os módulos fotovoltaicos são sensíveis a níveis de temperatura. A alta temperatura em módulos fotovoltaicos prejudica o desempenho das células que compõem o módulo fotovoltaico. Para isso, este trabalho revisou como os parâmetros de tensão, potência e corrente gerada pelo módulo são afetados com a temperatura. Posteriormente, medições de tensão e temperatura foram feitas em diferentes tecnologias, no módulo convencional e no módulo semi flexível. Dados do ambiente como temperatura externa e irradiância também foram coletados. Assim, utilizou-se modelos de previsão de temperatura para comparar a temperatura medida e obtida pelos modelos matemáticos. Este comparativo nos dá melhores modelos de previsão, que podem ser utilizados em grandes centros de geração centralizada para assim estimar perdas de potência e tensão antes mesmo de se ter qualquer instalação no local. Sendo assim, ao final do trabalho aponta-se melhores modelos de previsão de temperatura em módulos FV.

**Palavras-chave:** Temperatura. Módulo Fotovoltaico. Modelos Matemáticos.

## **ABSTRACT**

Like other semiconductor devices, photovoltaic modules are sensitive to temperature levels. The high temperature in photovoltaic modules impairs the performance of the cells that make up the photovoltaic module. To this end, this paper reviewed how the voltage, power and current parameters generated by the module are affected with temperature. Subsequently, voltage and temperature measurements were made using different technologies, the conventional module and the semi flexible module. Environmental data such as external temperature and irradiance were also collected. Thus, temperature prediction models were used to compare the temperature measured and obtained by mathematical models. This comparison gives us better forecasting models, which can be used in large centralized generation centers to estimate power and voltage losses even before any installation is in place. Thus, at the end of the work better temperature prediction models in PV modules are pointed out.

**Keywords:** Temperature. Photovoltaic Module. Mathematical Models.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva I-V característica de acordo com a temperatura. <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Figura 2 - Esquema de componentes de um módulo fotovoltaico convencional com células de c-Si.....	16
Figura 3– Módulo Fotovoltaico Semi Flexível.....	17
Figura 4– Influencia da temperatura na potência. ....	18
Figura 5 - Influência da temperatura na tensão de circuito aberto. ....	19
Figura 6– Influência da temperatura na corrente de curto-circuito. ....	19
Figura 7– Termômetro Sensor Infravermelho. ....	25
Figura 8– Multímetro. ....	25
Figura 9- Comparativo entre a temperatura medida e temperatura estimada pelo modelo de norma no decorrer do dia.....	28
Figura 10- Temperatura de medida x temperatura estimada pelo modelo da norma. ....	28
Figura 11- Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto no decorrer no tempo. ....	29
Figura 12- Temperatura medida x temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto. ....	30
Figura 13- Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Skoplaki no decorrer no tempo. ....	30
Figura 14- Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Skoplaki. ....	31
Figura 15- Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Duffie no decorrer no tempo.....	31
Figura 16– Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Duffie.....	32
Figura 17- Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Ross.....	32
Figura 18 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Ross. ....	33
Figura 19 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Schott no decorrer do tempo. ....	33
Figura 20 – Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Schott.....	34
Figura 21 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Lasnier e Ang no decorrer do tempo. ....	34



Figura 22 – Temperatura medida x temperatura aproximada pelo modelo de Lasnier e Ang.	35
Figura 23 – Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Kurtz no decorrer no tempo.	36
Figura 24 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Kurtz.	36
Figura 25 - Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Mondol no decorrer no tempo.	37
Figura 26 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Mondol.	37
Figura 27– Modelos matemáticos e a distribuição de leitura das temperaturas.	38
Figura 28- Comparativo entre a temperatura medida e temperatura estimada pelo modelo de norma IEC no decorrer do dia.	39
Figura 29- Temperatura de medida x temperatura estimada pelo modelo da norma.	40
Figura 30- Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto no decorrer no tempo.	40
Figura 31- Temperatura medida x temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto.	41
Figura 32- Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Duffie no decorrer no tempo.	42
Figura 33 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Duffie.	42
Figura 34- Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Ross.	43
Figura 35 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Ross.	43
Figura 36 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Schott no decorrer do tempo.	44
Figura 37 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Schott.	44
Figura 38 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Lasnier e Ang no decorrer do tempo.	45
Figura 39 - Temperatura medida x temperatura aproximada pelo modelo de Lasnier e Ang.	45
Figura 40 - Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Kurtz no decorrer no tempo.	46

Figura 41 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Kurtz .....	46
Figura 42 - Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Skoplaki no decorrer no tempo.....	47
Figura 43 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Skoplaki.....	47
Figura 44- Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Mondol no decorrer no tempo.....	48
Figura 45 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Mondol. ....	48
Figura 46 - Modelos matemáticos e a distribuição de leitura das temperaturas.....	49

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1	OBJETIVOS .....	14
1.1.1	Objetivo Geral.....	14
1.1.2	Objetivos Específicos .....	15
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>15</b>
2.1	TÉCNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	15
2.1.1	Módulo Fotovoltaico Convencional.....	16
2.1.2	Módulo Fotovoltaico Semi Flexível .....	16
2.2	EFEITO DA TEMPERATURA NO MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	17
2.3	TEMPERATURA NOMINAL DE OPERAÇÃO .....	20
2.4	ESTADO DA ARTE .....	20
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>22</b>
3.1	MODELOS MATEMÁTICOS DE TEMPERATURA.....	22
3.2	INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO .....	25
3.3	ESTIMATIVA DA TEMPERATURA NOCT E $\beta$ .....	26
3.4	TRATAMENTO DOS DADOS .....	26
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>27</b>
4.1	RESULTADOS MÓDULO CONVENCIONAL .....	27
4.2	RESULTADOS MODULO SEMI FLEXÍVEL .....	39
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>51</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, tem-se buscado fontes de energias renováveis com potencial para contínua geração e com baixo impacto ambiental, este é um dos campos mais importantes de estudo dentro das ciências e tecnologia, visto que a energia é o que move um país e o mundo dentro de seus vários setores de conhecimento. Essencialmente, existem fontes maiores de energia a energia potencial gravitacional, como quedas d'água, às provindas de combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos e as energias renováveis. Mais comumente utilizada, a energia originada de combustíveis vem sendo questionada ao longo do tempo, devido aos seus recursos finitos e a possibilidade de sua substituição por recursos renováveis como a energia solar e a energia eólica. (NASCIMENTO; MENDONÇA; CUNHA, 2012).

Foi assim que a energia solar ganhou visibilidade, como uma alternativa de energia que embora utilize silício como base na sua fabricação, é uma fonte renovável para geração de eletricidade. O início de sua aplicabilidade começou em satélites, no qual foi inserido os mais eficientes módulos fotovoltaicos. Este tipo de aplicabilidade incentivou o avanço das tecnologias na área, e a partir de 1958, quase todos os satélites tinham como fonte de sustentação energética os módulos fotovoltaicos. A Sharp, em 1963 desenvolveu uma forma prática de produção de módulos de silício, isso possibilitou o uso desta fonte de energia na terra, por Asif (2007 apud Rampinelli, 2010). Com o tempo e desenvolvimento da tecnologia e uma crescente demanda de deixar de utilizar os recursos finitos como fonte de geração de energia, a energia solar fotovoltaica ganhou espaço no mercado, como uma maneira sustentável e economicamente viável de geração de energia elétrica. (Carvalho, 2016). Atualmente a energia solar é uma fonte amplamente utilizada e possui diversas aplicabilidades, como uma fonte de inserção de comunidades isoladas até a geração centralizada em grandes escalas.

A tecnologia FV é muitas vezes percebida como típica e útil apenas em regiões de clima quente ou de sol. No entanto, os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados e utilizados em regiões frias. Os sistemas podem ter um desempenho ainda melhor nessas regiões, devido às temperaturas mais baixas das células fotovoltaicas isso permite um pequeno aumento de eficiência, o que leva a um aumento da geração de energia. (Bayrakci, Mesude; CHOI, Yosoon; Brownson, Jeffrey R. S, 2014). A curva I-V é a característica elétrica mais relevante de um módulo fotovoltaico. A partir da curva I-V é possível determinar os parâmetros elétricos, inclusive potência nominal e eficiência, de um módulo fotovoltaico.

Para conversão de radiação solar em energia elétrica é usada a célula fotovoltaica como unidade fundamental, e assim a partir dela são construídos os módulos fotovoltaicos. Os fatores influenciadores na geração de energia elétrica de um módulo, são a radiação solar e a temperatura das células, que ambos dependem das condições de clima de cada região. A corrente gerada no módulo aumenta linearmente com o aumento da radiação solar. A temperatura por sua vez, faz com que a eficiência do módulo caia, abaixo da eficiência padrão do módulo, pois faz com que a tensão decaia. (BELTRÃO, 2008)

O Brasil tem um elevado índice de irradiação solar quando comparado a países europeus e asiáticos e Estados Unidos, onde a tecnologia fotovoltaica (FV) para produção de energia elétrica já é mais disseminada (CRESESEB, 2014; Cazazninga, 2017). Os valores de irradiação solar incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2500 kWh/m<sup>2</sup>) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m<sup>2</sup>), França (900-1650 kWh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1200-1850 kWh/m<sup>2</sup>), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais são amplamente difundidos, por Pereira et al. (2006 apud ALENCAR FILHO, 2019).

É importante a determinação de como esse tipo de fonte de energia irá se comportar, visto que em grandes usinas processos contratuais de fornecimento de energia devem ser cumpridos. Com isso novas técnicas podem ser utilizadas e modelos melhorados para previsões de energia mais precisas. Dois modelos são mais utilizados para a previsão de temperatura, um deles é a partir da temperatura nominal de funcionamento da célula (*NOCT - Nominal Operating Cell Temperature*), o outro é o modelo utilizado pelo Laboratório Nacional Sandia (SNL). Os dois modelos são empíricos e tem como base uma abordagem em estado estacionário. Entretanto essas duas previsões são questionadas em determinadas condições, em específico quando elas estão diferentes das condições assumidas pelos modelos, por Piyatida, Chumnong e Dhirayut (2009 apud SOUZA, 2016).

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Propor uma comparação entre resultados medidos e calculados da temperatura em módulos fotovoltaicos de duas tecnologias: módulo convencional e semi flexível. A medição de temperatura dos módulos se dará de duas maneiras, direta e indireta, através de modelos matemáticos e medição *in situ*.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Medir a temperatura dos módulos através de sensor infravermelho;
- Estimar a temperatura dos módulos a partir de modelos matemáticos;
- Medir a tensão de circuito aberto para estimar a temperatura do módulo;
- Propor uma comparação entre os modelos de acordo com os valores obtidos in situ;

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 TÉCNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A unidade básica de qualquer gerador fotovoltaico é a célula fotovoltaica. As primeiras células fotovoltaicas foram desenvolvidas em meados do século XX e imediatamente incorporadas às estações espaciais para suprimento energético. Seu rendimento chegava a 6%, sendo a busca pela elevação deste percentual o fator que impulsionou a continuidade dos estudos nas décadas seguintes. (KNABBEN, 2017)

A tecnologia de célula de silício cristalino que será utilizada para as medições deste trabalho, está dentro da classificação de células fotovoltaicas de primeira geração, com rendimentos típicos de 15 a 20 %. (Knabben, 2017). O c-Si é a tecnologia fotovoltaica mais tradicional e faz uso de lâminas cristalinas (diâmetro ~10cm tipicamente) relativamente espessas (espessura 300- 400  $\mu\text{m}$ ), Rütther (2004). Apesar dos avanços na concepção de células fotovoltaicas e dos estudos em materiais que apresentem maiores rendimentos de conversão de energia solar em energia elétrica, o silício permanece como matéria prima mais empregada no processo de fabricação. Esse fato está principalmente atrelado à viabilidade econômica de produção e à abundância desse elemento na superfície terrestre. Quando se contabiliza custo por potência (R\$/W), os geradores de silício ainda dominam o mercado. (KNABBEN, 2017)

As células fotovoltaicas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar o módulo fotovoltaico. Um módulo pode ser constituído por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, esta associação depende dos parâmetros elétricos mais adequados à aplicação a que o módulo se destina, como quantidade de potência, níveis de tensão e corrente. Estas células são soldadas em tiras, geralmente com soldagem realizada por iluminação com lâmpadas halógenas ou radiação laser. Depois de soldadas, as

células são encapsuladas, a fim de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo fotovoltaico. (PINHO; GALDINO, 2014)

A seguir são apresentados algumas das tecnologias utilizadas no encapsulamento das células fotovoltaicas.

### 2.1.1 Módulo Fotovoltaico Convencional

É constituído pela sobreposição de vários materiais, o material de cobertura é o vidro temperado com alta transparência, logo depois o EVA estabilizado para receber a radiação ultravioleta (do inglês, *Ethylene-vinyl acetate*), as células solares que são a base fundamental do módulo fotovoltaico, mais uma camada de EVA, mais abaixo um filme posterior que serve como isolante e por último uma estrutura de alumínio. A Figura 1 indica esquematicamente como é o sanduíche de montagem do módulo fotovoltaico. (PINHO; GALDINO, 2014)

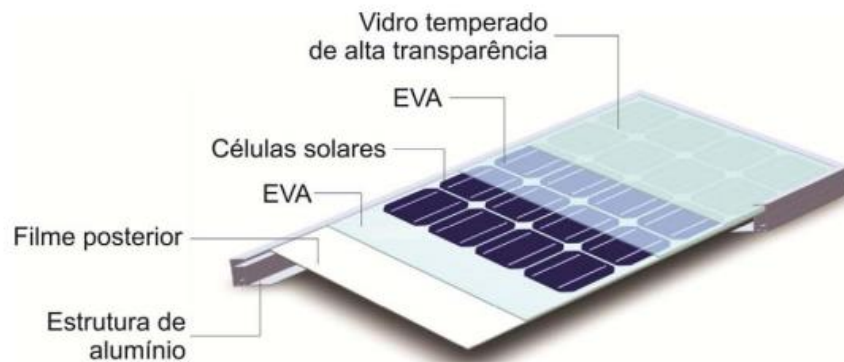


Figura 1 - Esquema de componentes de um módulo fotovoltaico convencional com células de c-Si.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

### 2.1.2 Módulo Fotovoltaico Semi Flexível

Muito similar ao encapsulamento do módulo convencional, neste tipo de tecnologia o módulo é maleável, não é utilizado vidro, no sanduíche de montagem, nem a estrutura metálica, as células utilizadas também são de c-Si. A tecnologia reside na fabricação de células monocristalinas e policristalinas flexíveis, que são laminadas em suportes flexíveis com o objetivo de se obter um conjunto; um módulo fotovoltaico flexível. O conjunto é uma folha traseira de alumínio ou plástico, laminado com PET, tedlar + EVA + células + PET ou ETFTE. A Figura 2, apresenta o módulo fotovoltaico semi flexível.





Figura 2 – Módulo Fotovoltaico Semi Flexível.

Fonte: [www.powerfromsunlight.com](http://www.powerfromsunlight.com).

## 2.2 EFEITO DA TEMPERATURA NO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Muito similar a outros dispositivos semicondutores, as células solares também são sensíveis aos níveis de temperatura. Aumentos na temperatura do material afetam os parâmetros do material. À medida que a temperatura do módulo solar aumenta, sua corrente de saída aumenta discretamente, enquanto a saída de tensão é reduzida linearmente. Como resultado, o calor pode reduzir severamente a geração do módulo solar. Skoplaki e Palyvos (2009 apud ALENCAR FILHO, 2018).

O aumento de  $I_{sc}$ , deve-se ao fato de que quando a temperatura do silício aumenta, ocorre uma redução do valor do gap de energia do material, tornando mais fácil a geração de pares elétron-buraco por fótons. O valor de  $I_{sc}$  aumenta cerca de 0,07% por grau Kelvin. (TEIXEIRA, 2008).

O valor de  $V_{oc}$  diminui cerca de 0,4% para cada aumento de um grau Celsius, pois o valor da tensão de circuito aberto também está relacionado ao valor do gap do semicondutor. Como o valor de corrente e tensão dependem da temperatura, o valor da potência de saída também depende, e reduz cerca de 0,4% a 0,5% por grau Celsius. (TEIXEIRA, 2008)

Nas células de silício esta diminuição de potência é de 0,35 a 0,45% por grau Celsius de aumento de temperatura. A diminuição da potência útil é principalmente devida a uma diminuição da tensão de circuito aberto, em consequência da difusão dos portadores minoritários. O Quadro 1, mostra as conclusões sumariadas para a tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  e corrente de curto circuito  $I_{sc}$ , para a intensidade da radiação e temperatura. Palz (1981 apud SANTOS, 1997).

	<b>Tensão de Circuito Aberto (Voc)</b>	<b>Corrente de Curto-Circuito (Isc)</b>
<b>Intensidade de Radiação</b>	Pequena Variação (logarítmica)	Grande Variação (dependência linear)
<b>Temperatura</b>	Grande Variação (dependência linear)	Pequena Variação (efeito de 2ª ordem)

Quadro 1 - Conclusões de Voc e Isc na presença da radiação e temperatura.

Fonte: Santos, 1997.

A temperatura ambiente é um fator que determina a temperatura de operação das células FV, e tem um papel significativo na geração. O aumento da temperatura de célula provoca diminuição da tensão (de forma quase linear para uma irradiância constante) e elevação da corrente. Todavia, o acréscimo na corrente é muito pequeno e insuficiente para compensar a perda de potência causada pela redução da tensão. (PINHO; GALDINO, 2014).

As Figuras 3, 4 e 5, mostram a relação entre potência, Voc e Isc com a temperatura.

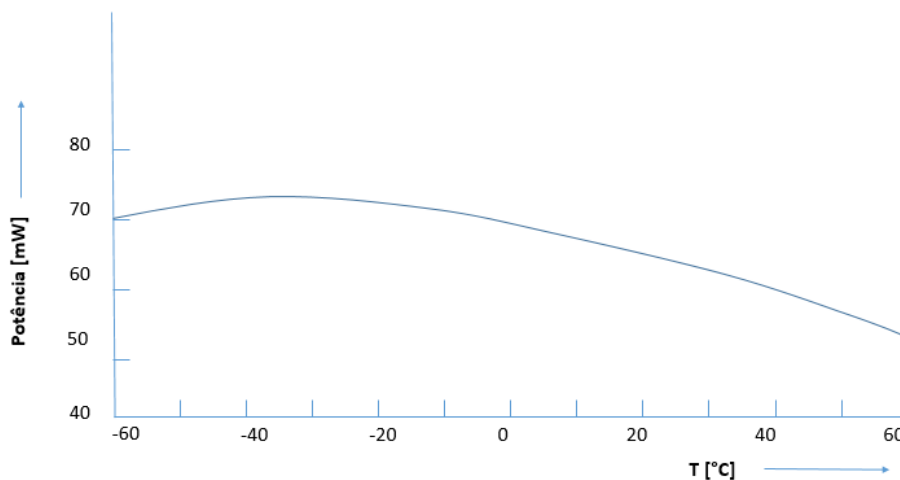


Figura 3 – Influência da temperatura na potência.

Fonte: Santos, 1997. Adaptado.

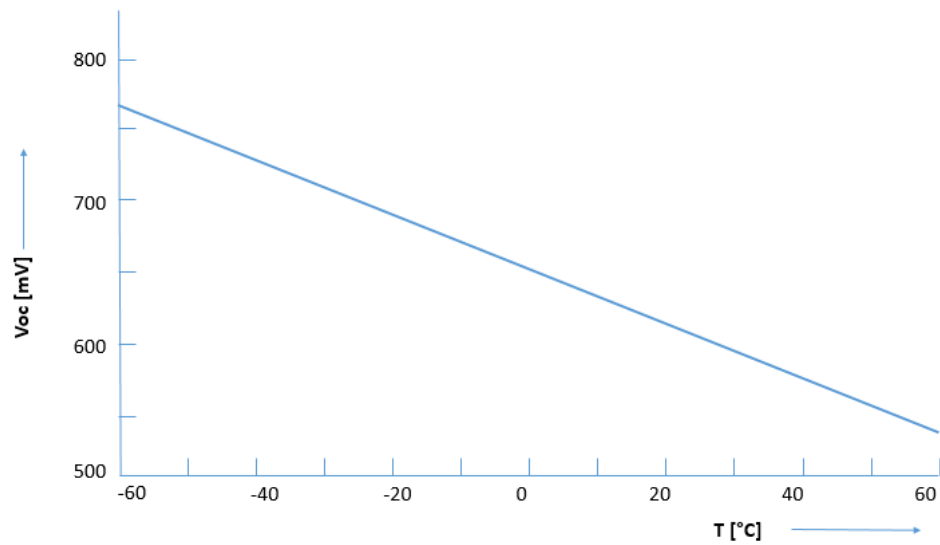


Figura 4 - Influência da temperatura na tensão de circuito aberto.

Fonte: Santos, 1997. Adaptado

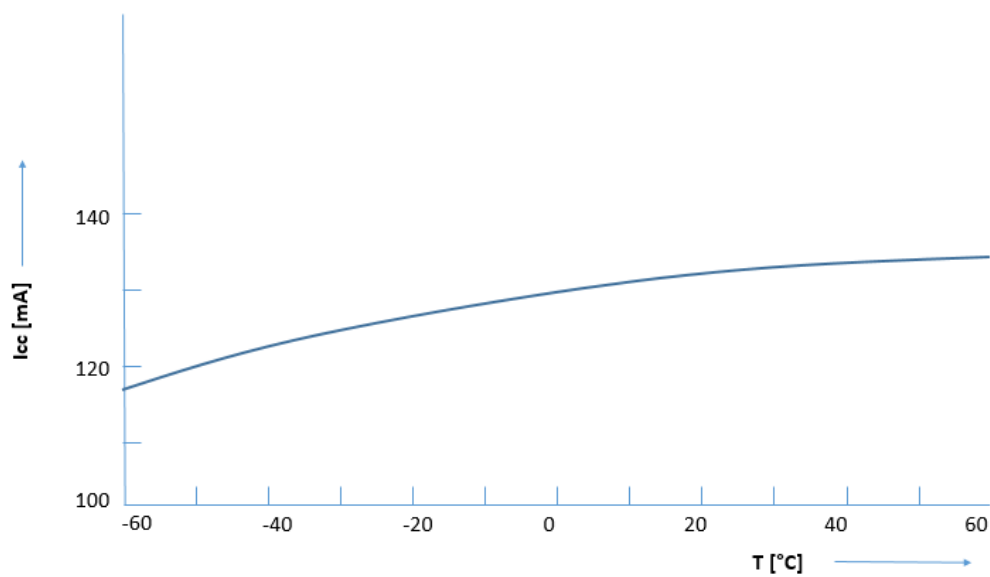


Figura 5 – Influência da temperatura na corrente de curto-circuito.

Fonte: Santos, 1997. Adaptado.

A eficiência elétrica é influenciada principalmente pelo tipo de módulo FV usado. Um módulo FV típico converte 6-20 % da radiação solar incidente em eletricidade, dependendo do tipo de células solares e condições climáticas. O resto da radiação solar incidente é convertida

em calor, o que aumenta significativamente a temperatura do módulo fotovoltaico e reduz a eficiência por Dubey et al (2013 apud ALENCAR FILHO, 2018).

Existem diversas correlações entre a temperatura da célula fotovoltaica,  $T_c$ , como uma função de variáveis meteorológicas, como a temperatura ambiente,  $T_a$ , a velocidade do vento,  $V_w$ , bem como a irradiação solar,  $G_t$ . Algumas correlações levam em consideração as propriedades do material do módulo como por exemplo, transmitância do vidro, absorvância da placa, entre outros. Skoplaki e Palyvos (2009 apud ALENCAR FILHO, 2018).

### 2.3 TEMPERATURA NOMINAL DE OPERAÇÃO

Cada módulo tem uma temperatura nominal para suas células, que é obtida quando o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância de  $800\text{W/m}^2$  em um ambiente com temperatura do ar a  $20^\circ\text{C}$  e sofrendo ação do vento de  $1\text{ m/s}$ . Esta temperatura também é muitas vezes encontrada nas folhas de dados técnicos de módulos, normalmente identificada pela sigla NOCT e geralmente está entre  $40$  e  $50^\circ\text{C}$ . A NOCT está ligada às propriedades térmicas e ópticas nos materiais empregados na construção do módulo. Supondo módulos de mesmos coeficientes de temperatura ( $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ ), aquele que tiver a menor NOCT terá o melhor desempenho em campo, pois terá menores perdas relacionadas à temperatura. (PINHO; GALDINO, 2014)

Cada um dos três coeficientes de temperatura relaciona os três parâmetros do módulo fotovoltaico com a temperatura. Quanto menor os valores de  $\beta$  e  $\gamma$  menor é a perda de potência no módulo devido a temperatura. (PINHO; GALDINO, 2014)

- O coeficiente  $\beta$  de variação de  $V_{oc}$  com a temperatura;
- O coeficiente  $\alpha$  de variação da  $I_{sc}$  com a temperatura;
- O coeficiente  $\gamma$  de variação da potência máxima com a temperatura;

### 2.4 ESTADO DA ARTE

García e Balenzategui, apresentam resultados obtidos ao aplicar padrões internacionais de simulação de temperatura de operação nominal da célula (NOCT do inglês, *Nominal Operation Cell Temperature*), esses padrões internacionais indicam métodos para calcular NOCT em módulos fotovoltaicos terrestres cristalinos e de filmes finos. Valores de NOCT assim calculados foram usados para estimar a temperatura e o desempenho anual no módulo para diferentes orientações e ângulos de inclinação.

Olukan e Emziane, propuseram um modelo térmico tridimensional para prever a temperatura de módulos fotovoltaicos utilizando um método finito elementar (FEM). O método proposto foi então comparado com outros modelos medidos por softwares e correlações simples das literaturas para prever a temperatura do módulo fotovoltaico. Foram utilizados dados medidos em campo para validação da saída térmica e elétrica de todos os modelos utilizados. A partir dos resultados, todos os modelos térmicos foram utilizados para estimar a temperatura de operação de módulos FV nos Emirados Árabes Unidos.

Ruviaro, propôs uma comparação entre a geração real de módulos fotovoltaicos e a geração estimada. A metodologia baseou-se na caracterização do módulo fotovoltaico, levantamentos de dados existentes de geração de energia e cálculo de perda da eficiência do módulo em função da temperatura. Como resultado, tem-se os gráficos comparativos das gerações reais e estimadas. Esta pesquisa demonstra que a relação entre a geração real e a estimada não se apresenta de maneira uniforme ao longo do ano, pois os fatores como temperatura, irradiação solar e a sujidade acumulada ao longo do ano influenciam diretamente nos resultados.

Para estudar o rendimento elétrico acoplado e o comportamento térmico dos módulos FV Sshali, Correia e Touchal, foram desenvolvidos modelos multifísicos. Os modelos combinam três diferentes, um térmico, um elétrico e um óptico. Esta abordagem multifísica proposta foi implementada numericamente no software MATLAB. O modelo foi aplicado em seguida aos módulos FV comerciais de silício para prever o comportamento térmico sob condições normais de operação (NOCT). Os resultados previstos são comparados com as folhas de dados do fabricante, e então finalmente os comportamentos térmicos e elétricos também foram previstos sob diferentes níveis de irradiância.

Souza et al, apresentaram um método simples para calcular a temperatura de uma célula FV, em função da temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento. Foram verificadas a validade do experimento através de 64 módulos FV e as simulações foram realizadas com o software MATLAB/ Simulink. Com isso constatou-se que o modelo produz resultados satisfatórios de predição de temperatura. Com os resultados as células FV mostraram uma boa correlação com dados medidos. Conclui-se com este estudo, que um novo modelo linear baseado em prever a temperatura de células FV em estado estacionário pode ser utilizado.

Bruna de Oliveira Busson et al. avaliaram a adequação das equações desenvolvidas por Duffie e Beckman (2013), Roos (1976 e Chenni et al. (2007) para descrever a temperatura de células FV no clima do semiárido brasileiro. Os dados foram coletados pelo sistema de

captação de dados (Sistema de Monitoramento Online – REMS) de agosto a setembro de 2017, com isso gráficos foram construídos a partir das medições e das equações propostas. Constatou-se então que entre as 10:00 e 14:00 horas as curvas mostram uma diferença acentuada entre a temperatura real e a estimada pelos métodos em estudo, notou-se maior diferença entre esses horários pois há maior incidência de irradiação e temperatura ambiente maior. A partir dos gráficos e dados coletados observou-se que o método que melhor descreve o comportamento térmico é o de Duffie e Beckman (2013), pois apresenta menos diferença média e menor erro de temperatura.

No trabalho de Yang et al. (2018), foram estimadas a temperatura de células FV para módulos de silício policristalino, em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, para isso foram utilizadas várias equações propostas por pesquisadores. Para a estimativa foram utilizados dados medidos pelo INMET em Curitiba. A estimativa foi calculada a cada hora ao longo do dia e durante um ano. Para a validação dos resultados, foi realizada a medição da temperatura da célula em um sistema conectado à rede em Curitiba, em que se constatou que para a estimativa a equação que melhor descreve a temperatura é a proposta por Duffie e Beckman (2013).

A partir do modelo Faiman, Barykina e Hammer, 2017, avaliam a temperatura de módulos fotovoltaicos nas condições externas, e utilizam quatro diferentes tecnologias de módulos FV e os testam em locais com diferentes climas. O modelo utiliza parâmetros vindos das medições de temperatura dos módulos como a irradiância para o ângulo medido, velocidade do vento, isso em acordo com as recomendações da norma IEC. Foram discutidos também os impactos dos locais e os dias utilizados para as medições. O modelo Faiman foi comparado com o desempenho de outros modelos de temperatura em módulos FV.

### **3 METODOLOGIA**

#### **3.1 MODELOS MATEMÁTICOS DE TEMPERATURA**

Foram escolhidos nove modelos matemáticos que estimam a temperatura de módulos FV, estes modelos estão disponíveis em várias literaturas do assunto. A seguir são listados os modelos utilizados neste trabalho.

A Eq. (1) é do modelo padrão de norma IEC 61853 (*International Electrotechnical Commission*) de estimativa da temperatura do módulo através da temperatura NOCT. Em que

$T_c$  é a temperatura a ser estimada da célula,  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente,  $T_{noct}$  é a temperatura de operação nominal,  $T_{a.noct}$  é 20 °C e  $G_{noct}$  é 800 W/m<sup>2</sup>.

$$T_c = T_{amb} + \left( \frac{T_{noct} - T_{a.noct}}{G_{noct}} \right) \cdot G_t \quad (1)$$

Outra estimativa de temperatura foi feita a partir da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), como descrito na Eq. (2). A relação de tensão e temperatura de módulo é dada pelo coeficiente de  $\beta$  e sua unidade é [V/°C]. Este coeficiente é descrito em cada módulo fotovoltaico.  $T_{mod(STC)}$  é 25°C em condições padrões de ensaio do módulo,  $V_{oc(STC)}$  é a tensão na temperatura de 25°C (padrão de ensaio do módulo) e  $V_{oc}$  é a tensão medida na temperatura a ser estimada.

$$T_c = T_{mod(STC)} + \left[ \frac{V_{oc(stc)} - V_{oc(medida)}}{\beta} \right] \quad (2)$$

A partir do modelo Skoplaki et al. também foi estimada a temperatura do módulo FV como apresentada na Eq.3. Em que  $T_c$  é a temperatura da célula,  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente,  $\omega_m$  é o coeficiente de montagem e tem seu valor de 1,2 para telhados planos, como a Tabela 1,  $V_w$  é a velocidade do vento e  $G_t$  é a irradiância.

$$T_c = T_{amb} + \omega_m \left( \frac{0,32}{8,91 + 2V_w} \right) G_t \quad (3)$$

Tabela 1 - Coeficiente de montagem para diferentes configurações.

<b>Tipo de Montagem</b>	<b>Coeficiente de Montagem (<math>\omega_m</math>)</b>
<i>Livre ou de pé</i>	1,0
<i>Telhado Plano</i>	1,2
<i>Telhado Inclinado</i>	1,8
<i>Fachada Integrada</i>	2,4

Fonte: Skoplaki et al. (2008 apud TY W. NEISES, 2011).

No modelo descrito por Duffie e Beckman (2013),  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente,  $G_t$  é a irradiância medida,  $G_{noct}$  é a irradiância padrão de medição de 800 W/m<sup>2</sup>,  $V_w$  é a velocidade do vento que foi utilizado 1 m/s que é a condição padrão para determinação das características do módulo,  $T_{noct}$  é a temperatura de operação do módulo nas condições padrão,

$T_{anoct}$  é a temperatura ambiente da condição padrão e tem seu valor de 20 °C e por fim  $\eta m$  é a eficiência do módulo.

$$T_C = T_{amb} + \left[ \left( \frac{G_t}{G_{tnoct}} \right) \left( \frac{9,5}{5,7+3,8Vw} \right) (T_{Cnoct} - T_{anoct})(1 - \eta m) \right] \quad (4)$$

Outro modelo utilizado foi o modelo de Ross, 1976 que como apresentada na Eq.5, leva em conta a temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ), o coeficiente de Ross ( $k$ ) que pode variar entre 0,02 e 0,04 °Cm<sup>2</sup>/W para este trabalho o valor de  $k$  que melhor se adequou foi de 0,03 °Cm<sup>2</sup>/W, a equação ainda leva em conta a irradiância total incidente  $G_t$ .

$$T_C = T_{amb} + kG_t \quad (5)$$

O modelo descrito na Eq.6, é conhecido como modelo de Schott 1985, e para prever a temperatura das células de um módulo fotovoltaico leva em conta a temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e a irradiância total ( $G_t$ ).

$$T_C = T_{amb} + 0,028G_t - 1 \quad (6)$$

O modelo da Eq.7, pertence a Lasnier e Ang que em 1990 descreveram a previsão da temperatura das células como dependente dos dois parâmetros mais comuns, a temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e a irradiância total  $G_t$ .

$$T_C = 30,006 + 0,0175(G_t - 300) + 1,14(T_{amb} - 25) \quad (7)$$

A Eq.8 descrita por Kurtz S em 2009 também leva em conta  $T_{amb}$  e  $G_t$ , mas adiciona o termo de correção para a velocidade do vento ( $Vw$ ).

$$T_C = T_{amb} + G_t e^{-3,473-0,0594Vw} \quad (8)$$

A Eq.9 é descrita por Mondol et al, 2007 citado por Kamuyu e outros, e também é dependente da temperatura ambiente e da irradiância total.

$$T_C = T_{amb} + 0,031G_t - 0,058 \quad (9)$$



### 3.2 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

Os dados foram coletados no mês de agosto de 2019 e mediu-se tensão e temperatura de diferentes módulos fotovoltaicos, o convencional e o semi flexível. Outra coleta, foram os dados de irradiância e temperatura a partir da estação meteorológica da Planta Piloto Bioclimática localizada na Universidade Federal de Santa Catarina- Campus Araranguá. Os módulos estavam dispostos na horizontal com inclinação nula.

A coleta de dados da temperatura dos diferentes módulos se deu por um sensor infravermelho digital modelo MT-320 Minipa, o termômetro apresenta a leitura de temperatura máxima e mínima dentro de uma área de rastreamento, se dentro da área de rastreamento as temperaturas forem iguais então não há diferentes temperaturas dentro da área rastreada. Como a radiação infravermelha é uma fonte de luz, ela tem propriedade de passar facilmente através do ar, por isso este modelo de termômetro de emissão a laser e detecção da radiação nos possibilita uma medida mais precisa, pois independe da temperatura do ar. Este tipo de termômetro apresenta um erro associado as medições de 0,1 °C para mais ou para menos. Os dados de temperatura dos módulos foram registrados a cada 10 minutos. O modelo de termômetro utilizado é apresentado na figura 6.



Figura 6 – Termômetro Sensor Infravermelho.

Fonte: Minipa. Manual de Instruções.



Figura 7 – Multímetro.

Fonte: Instrutherm.

Os dados de tensão foram medidos através de um multímetro digital portátil com RS-232 e indicação visual modelo MDR-400. Para a leitura da tensão dc (do inglês, *direct current*) ou corrente contínua em português, e para a medição de tensão nos dá uma precisão de  $\pm 1,2\%$

de leitura ou  $\pm 0,01$  V. O multímetro está representado na figura 7. Para o módulo semi flexível e o convencional os dados foram coletados a cada 10 minutos.

Para os dados de irradiância é utilizado um piranômetro fv, que mede faixas de irradiância de 0 a 1800 W/m<sup>2</sup> e tem uma precisão total de  $\pm 5\%$ . Os dados foram coletados a cada 10 minutos. Para registro dos dados de temperatura externa utilizou-se um termômetro modelo Weather Station fabricante Davis Instruments, com precisão de  $\pm 0,5^\circ\text{C}$ .

### 3.3 ESTIMATIVA DA TEMPERATURA NOCT E B

Para saber a temperatura NOCT a ser utilizada nos modelos de temperatura, foram utilizados os dados do software SAM (do inglês, *System Advisor Model*), em que se buscou os valores de Tnoct da tecnologia de Si-c. Foram utilizados vinte módulos de diferentes fabricantes e então feita a média destes valores, o resultado obtido foi de 47,3 °C.

O valor do coeficiente de variação da tensão com a temperatura ( $\beta$ ), foi obtido da mesma maneira que a Tnoct, através do SAM, e com os mesmos vinte módulos feito a correção para a quantidade de células do módulo utilizado no experimento, no caso 36 células, posteriormente, realizada a média e seu resultado foi de 0,078 V/°C.

### 3.4 TRATAMENTO DOS DADOS

Com os dados de temperatura ambiente, irradiância e temperatura dos módulos, os modelos matemáticos de previsão de temperatura foram aplicados. Com isso, para termos condições de indicar qual o melhor modelo, cálculos de desvio padrão, desvio padrão médio, erro médio e erro aleatório foram aplicados. O erro aleatório é acompanhado do coeficiente t de *student* que nada mais é do que uma distribuição de probabilidade estatística dado através de uma porcentagem, fornecido por tabelas de acordo com o tamanho da amostra. Este tamanho amostral nos dá graus de liberdade que é descrito pela Eq.10, em que n é a quantidade de amostras analisadas.

$$gl = n - 1 \quad (10)$$

No módulo convencional foram coletados 94 dados de temperatura, já no módulo semi flexível foram 99 dados coletados. Sabendo disto, e considerando o valor mais utilizado o coeficiente t de *student* foi de 95 %.

Para o cálculo do erro médio, que nos dará o modelo que menos se distanciou da temperatura de referência, foi calculado a partir da Eq.11 e 12. A Eq.11 é o desvio da medida ( $\Delta T$ ), em que  $T_i$  é a temperatura medida no módulo e  $T$  é a temperatura estimada pelo modelo. A Eq.12 é o desvio médio, no qual  $n$  é a quantidade de medidas.

$$\Delta T = T_i - T \quad (11)$$

$$EM = \frac{\sum |\Delta T|}{n} \quad (12)$$

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão discutidos os resultados para o módulo convencional para um dia típico do mês de agosto para o sul do Brasil. Em que serão apresentados gráficos de previsão e temperatura medida ao longo do tempo para cada modelo, outro gráfico apresentado é a reta de temperatura medida e aproximada pelo modelo, que mostra a proximidade entre as medidas. Ao final de cada seção serão discutidos e apontados melhores resultados e uma breve discussão sobre aqueles que não descreveram com precisão a temperatura.

### 4.1 RESULTADOS MÓDULO CONVENCIONAL

A seguir são apresentados os resultados de cada modelo e seu comportamento quando comparado com a temperatura medida no módulo convencional.

As Figuras 9 e 10 demonstram a comparação entre a temperatura medida e a temperatura estimada através do modelo da Eq.1.

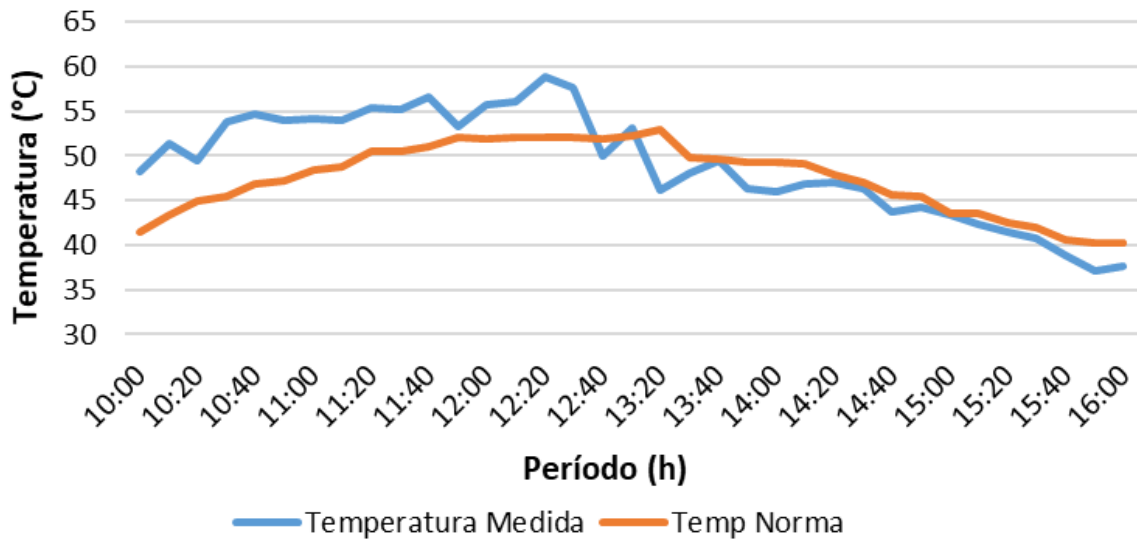


Figura 8 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura estimada pelo modelo de norma no decorrer do dia.

O modelo da norma apresentado na Eq.1, nos mostra um  $R^2 = 0,8117$ . Este modelo é uma boa aproximação da T medida quando comparado aos demais que serão apresentados em seguida, o erro médio ficou em torno de  $\pm 2,9$  °C.

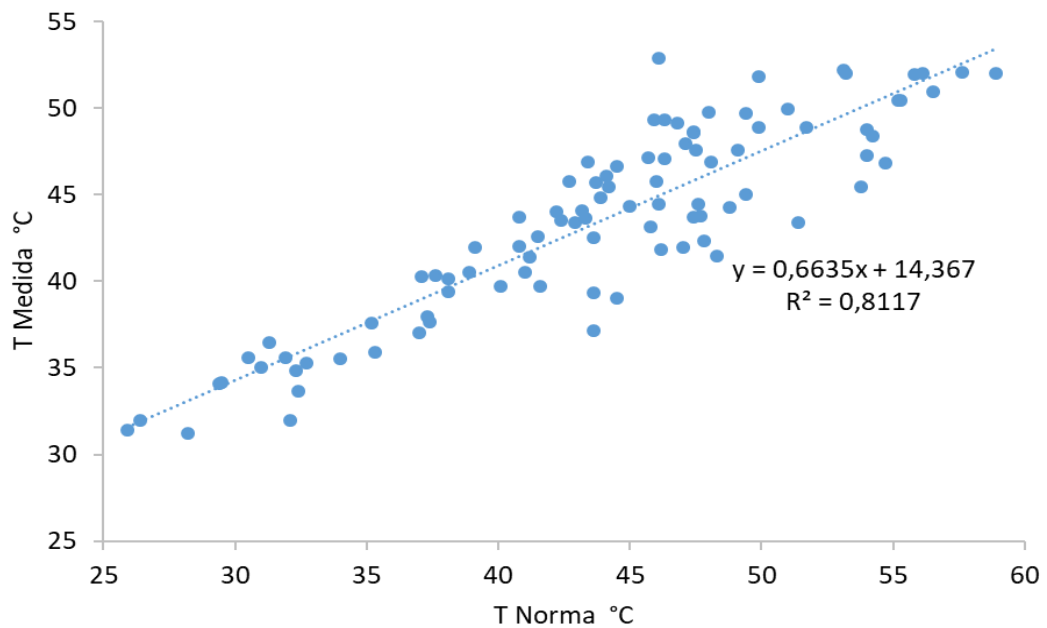


Figura 9 - Temperatura de medida x temperatura estimada pelo modelo da norma.

O desvio máximo e mínimo respectivamente para o modelo da norma IEC foi de 8,3 e -6,8 °C, que de acordo com a Eq.11, o desvio máximo nos diz o quão abaixo da temperatura de referência está, já o desvio mínimo o quão acima da temperatura de referência.

As Figuras 11 e 12 apresentam os gráficos comparativos entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo da Eq.2. Este modelo é proposto para estimar a temperatura a partir da queda de tensão.

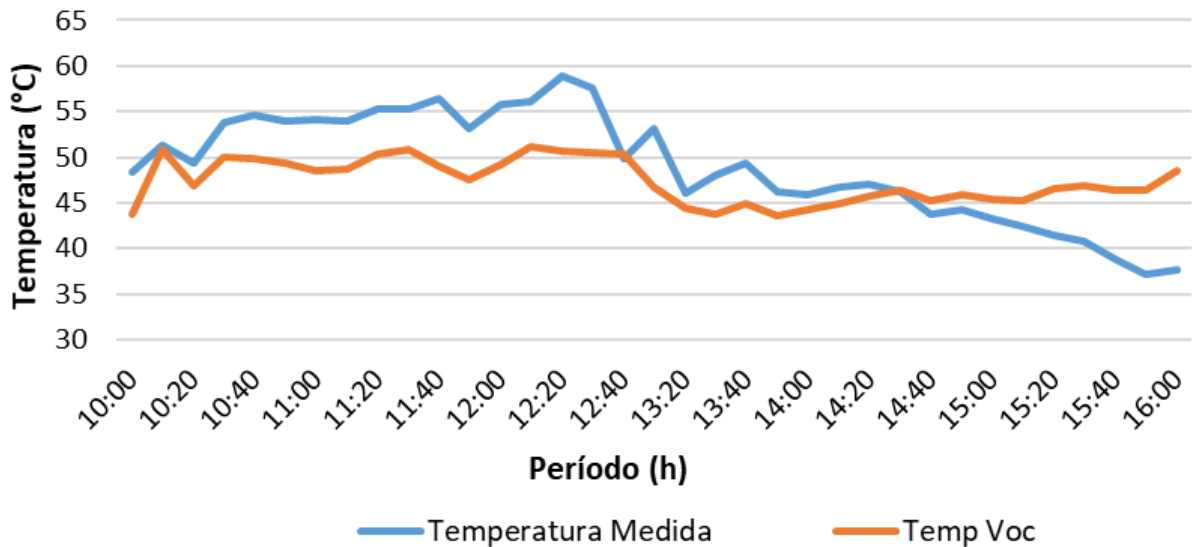


Figura 10 - Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto no decorrer no tempo.

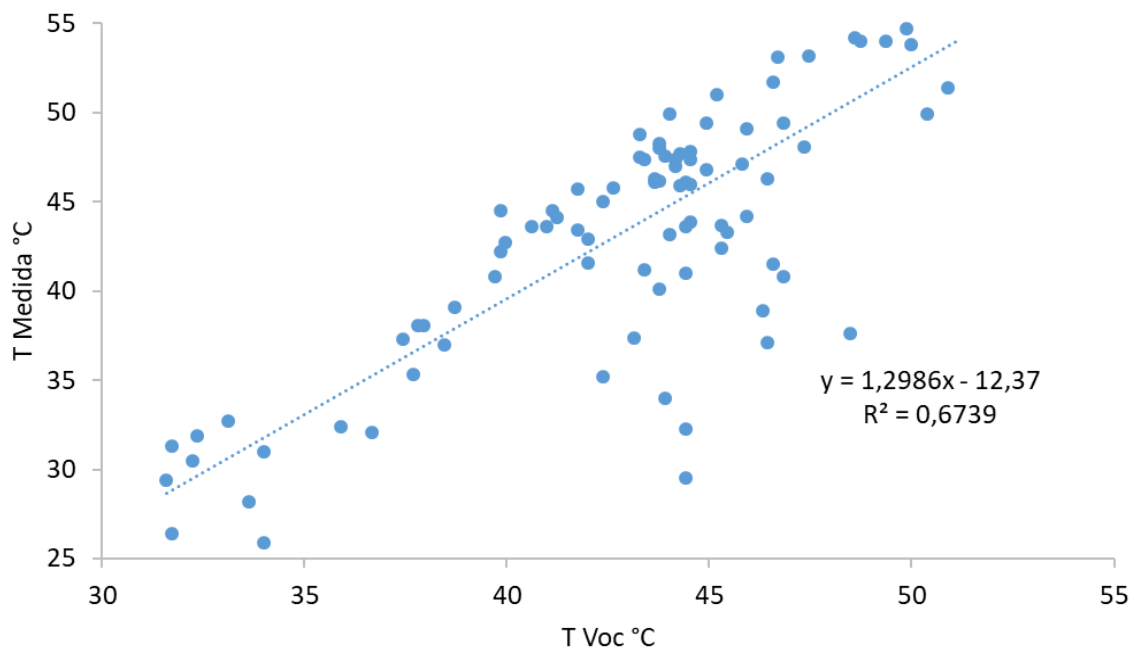


Figura 11 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto.

O modelo matemático de obtenção da temperatura a partir da tensão Voc, não é tão adequado quando comparado ao da norma IEC obtido pela Eq.1, como pode-se observar no comportamento da equação da reta mostra um  $R^2 = 0,6739$ , o que diz que a temperatura medida pela tensão Voc, não se aproxima tão bem da reta quanto o modelo da norma. Esta estimativa pela tensão nos deu um erro médio a cada medição de  $\pm 3,7$  °C.

As Figuras 13 e 14, mostram os gráficos a partir do modelo matemático proposto por Skoplaki et al, apresentado na Eq.3.

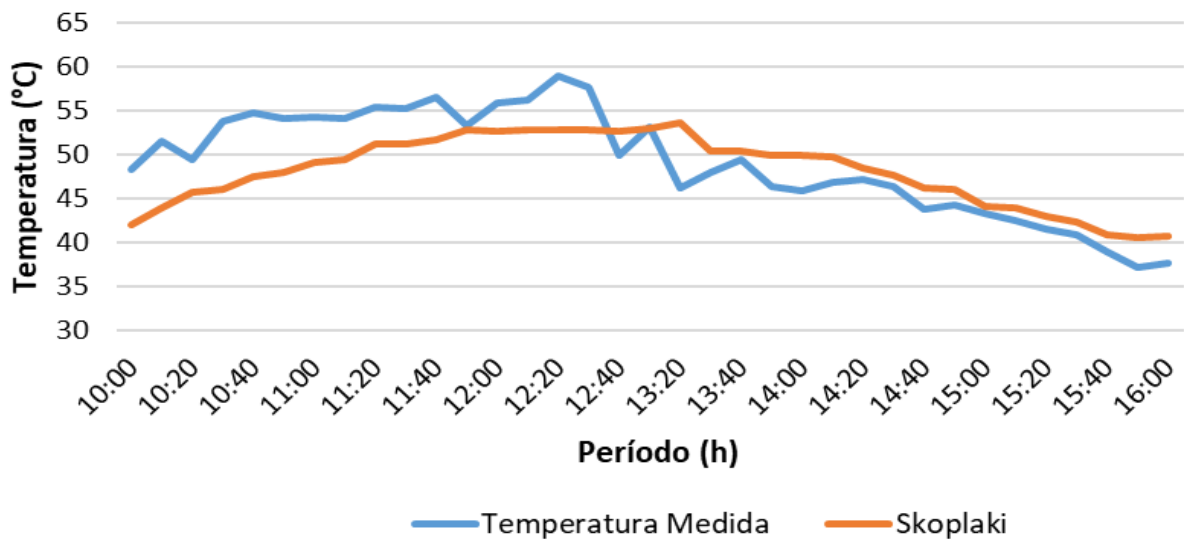


Figura 12 - Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Skoplaki no decorrer no tempo.

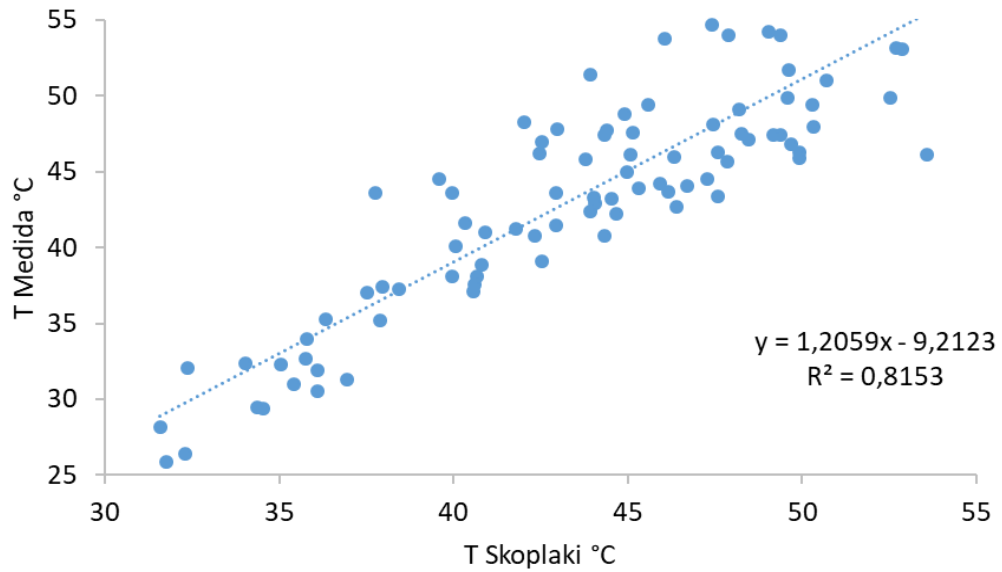


Figura 13 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Skoplaki.

Resultado da equação da reta muito similar ao modelo da norma IEC. O erro médio associado a cada medição foi de  $\pm 2,9$  °C. Já o desvio máximo foi de 7,7 °C e o mínimo desvio foi de -7,5 °C.

As Figuras 15 e 16, apresentam o comportamento de previsão de temperatura a partir do modelo de previsão de Duffie.

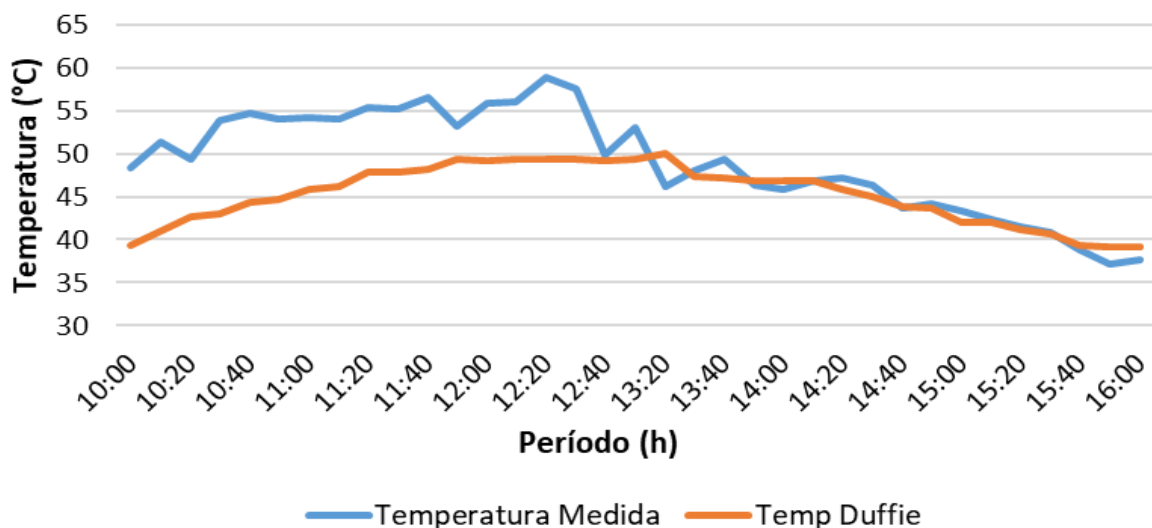


Figura 14 - Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Duffie no decorrer no tempo.

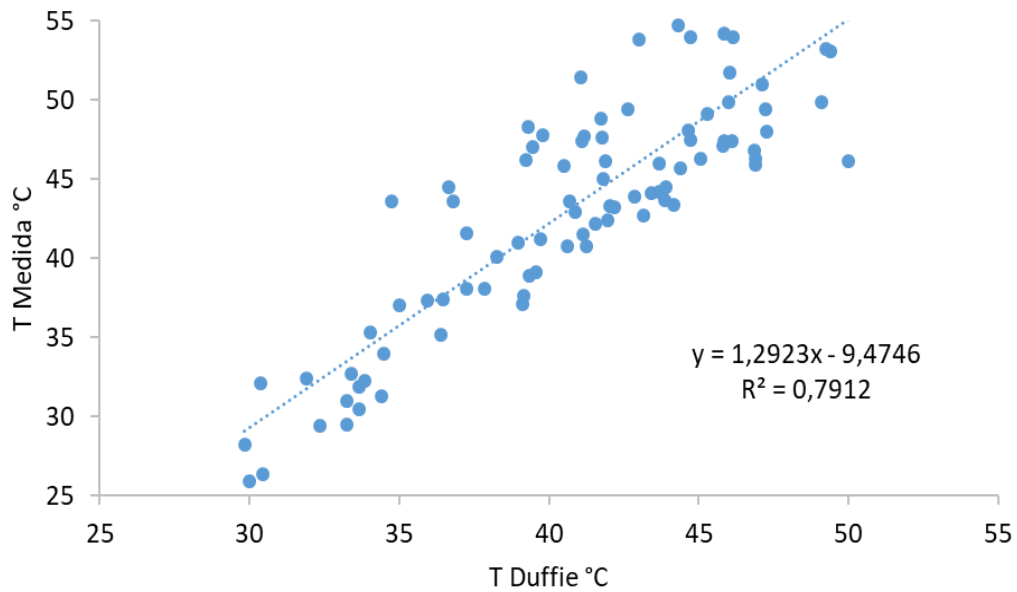


Figura 15 – Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Duffie.

O modelo de Duffie se mostrou melhor quando comparado ao de tensão Voc, embora os modelos da norma IEC e Skoplaki se mostraram melhores. A previsibilidade de Duffie apresentou um erro médio de  $\pm 3,5$  °C a cada medida, e os desvios máximo e mínimo de 10,8 e -4,1 °C.

As Figuras 17 e 18, apresentam o comportamento de previsão de temperatura a partir do modelo de previsão de Ross.

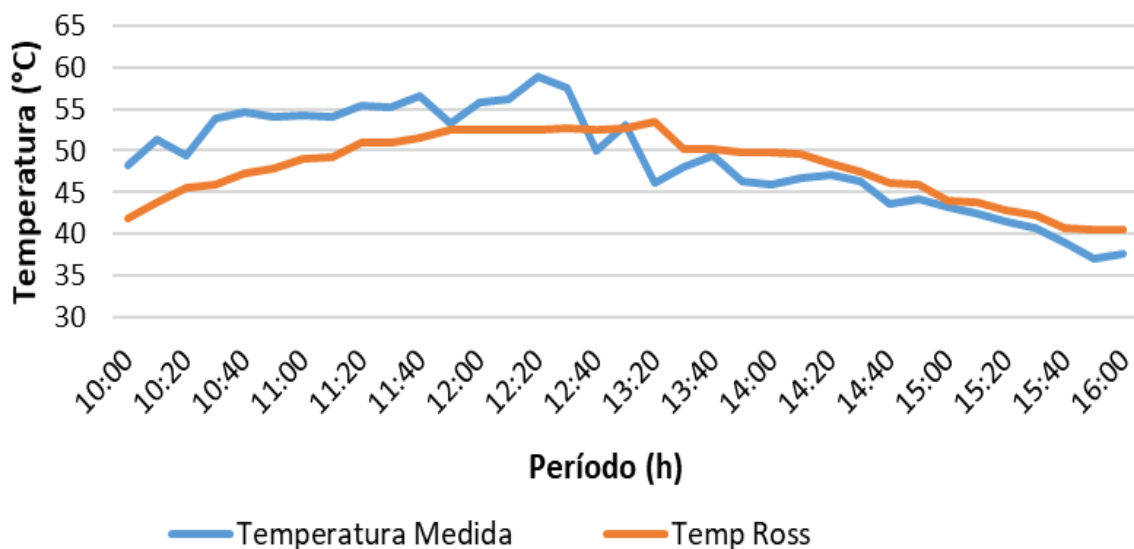


Figura 16 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Ross.



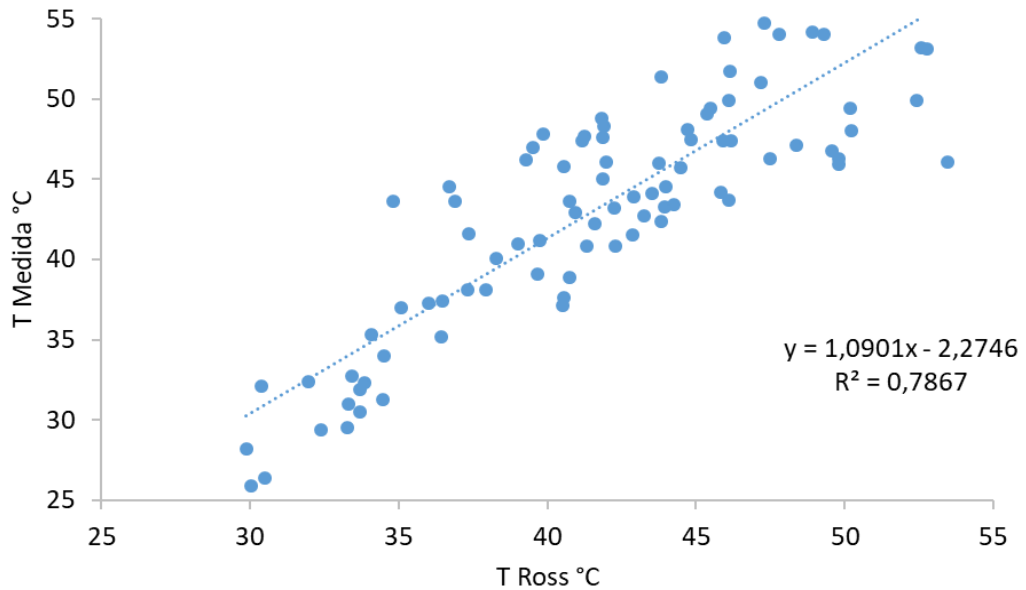


Figura 17 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Ross.

Com o modelo de Ross o erro médio a cada medição foi de  $\pm 3,2$  °C. Seu comportamento de previsão se assemelha muito ao de Duffie, e quando comparado as equações 4 e 5, Ross é um modelo muito mais simplificado. O modelo apresentou um desvio máximo em relação a temperatura medida de 8,8 °C e mínimo de -7,4 °C.

As Figuras 19 e 20, indicam a comparação entre a temperatura de referência e a previsão da temperatura do módulo a partir do modelo matemático de Schott.

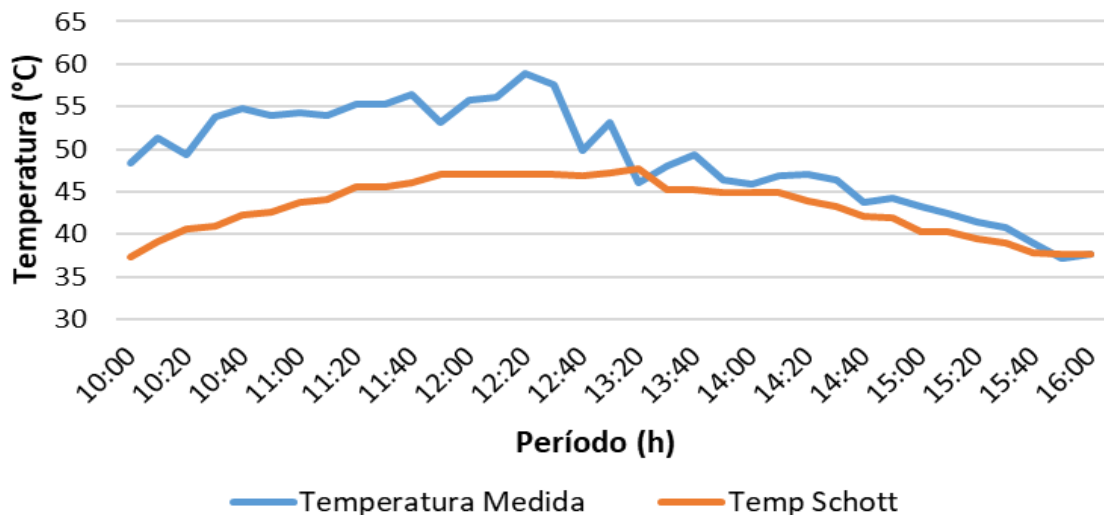


Figura 18 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Schott no decorrer do tempo.

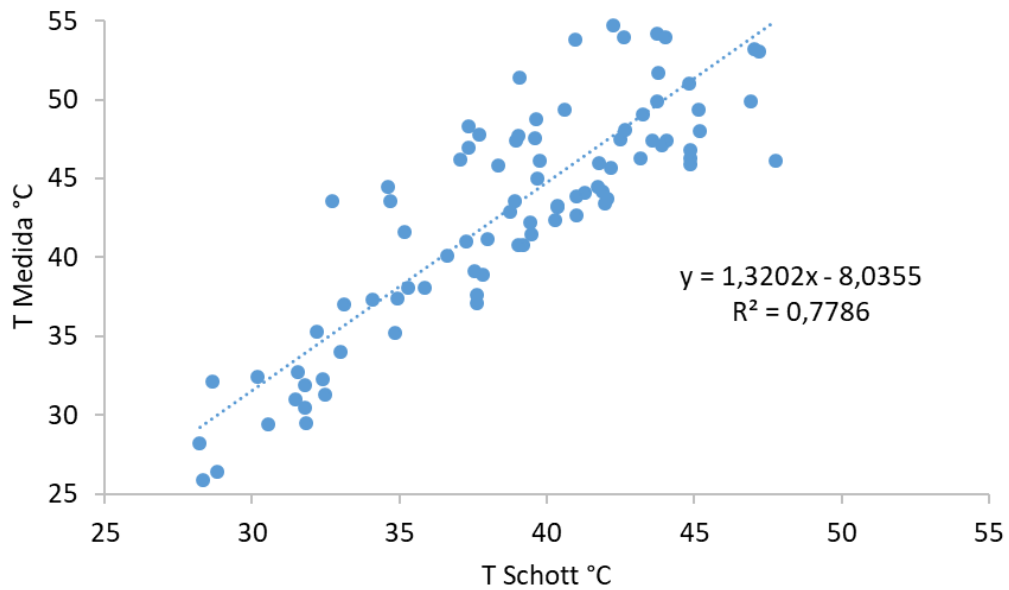


Figura 19 – Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Schott.

O modelo de Schott teve um erro médio a cada medição de  $\pm 4,8$  °C, o maior em relação aos anteriormente mostrados. Os desvios extremos foram de 12,8 e -2,5 °C.

Os resultados que estão nas Figuras 21 e 22, são referentes a Eq.7, de Lasnier e Ang.

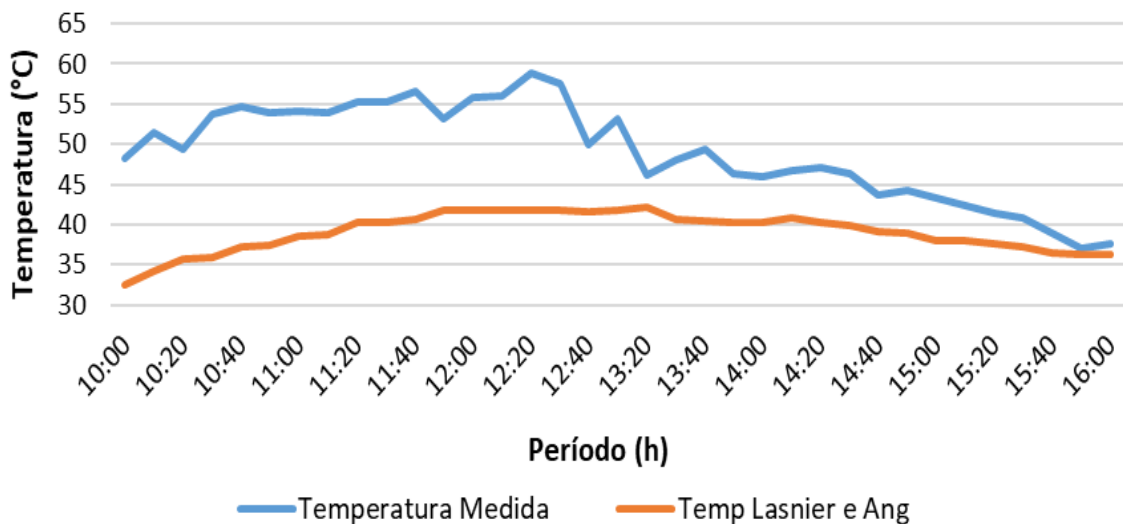


Figura 20 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Lasnier e Ang no decorrer do tempo.

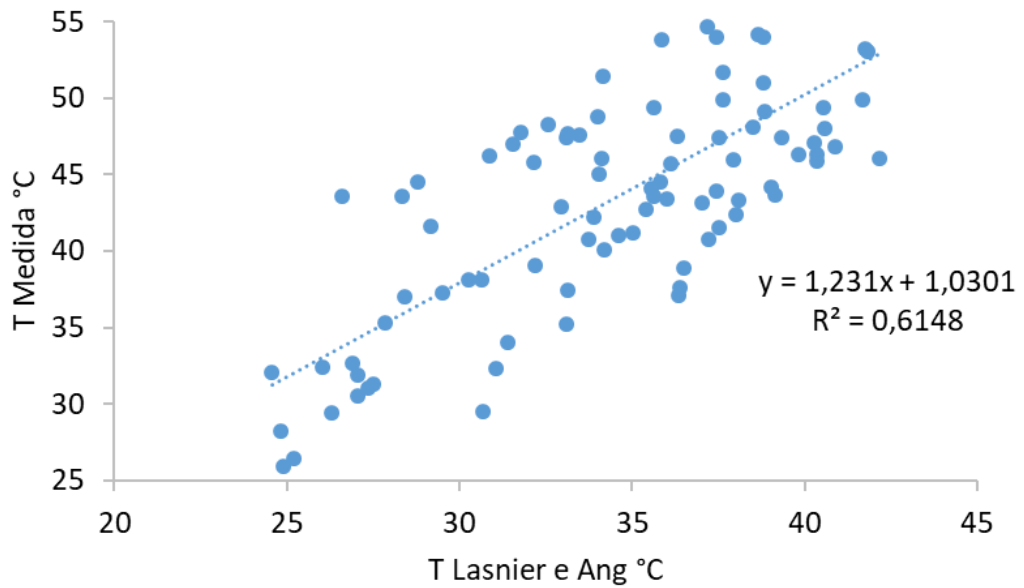


Figura 21 – Temperatura medida x temperatura aproximada pelo modelo de Lasnier e Ang.

O modelo de Lasnier e Ang, foi o que obteve maior erro médio a cada medição  $\pm 9,1$  °C. Este mesmo modelo apresenta um desvio muito grande em relação a reta de temperatura medida com um  $R^2 = 0,6148$ . A expressão de Lasnier também apresentou um desvio máximo de 17,9 °C.

As Figuras 23 e 24, nos dão uma análise do comportamento de previsibilidade segundo Kurtz.

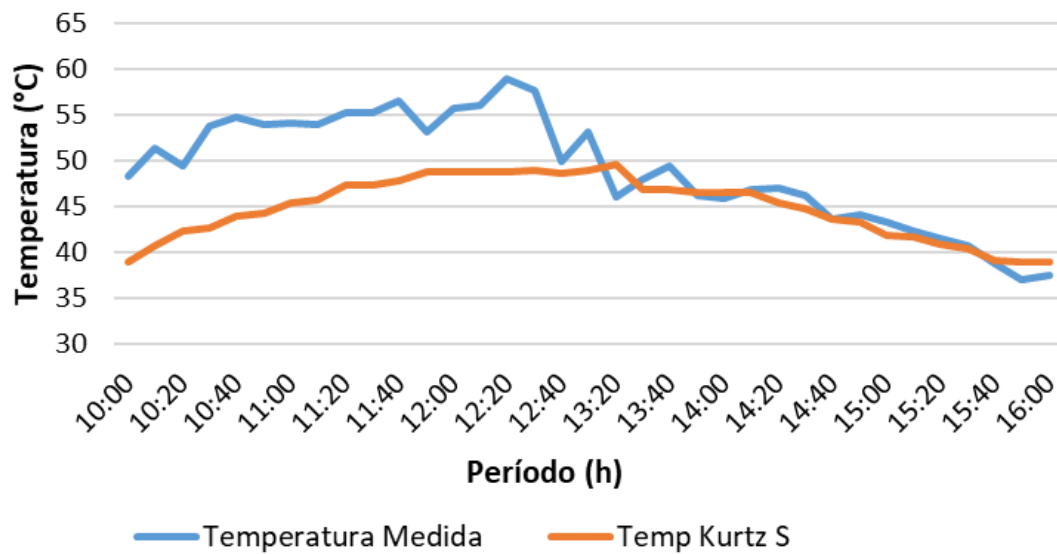


Figura 22 – Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Kurtz no decorrer no tempo.

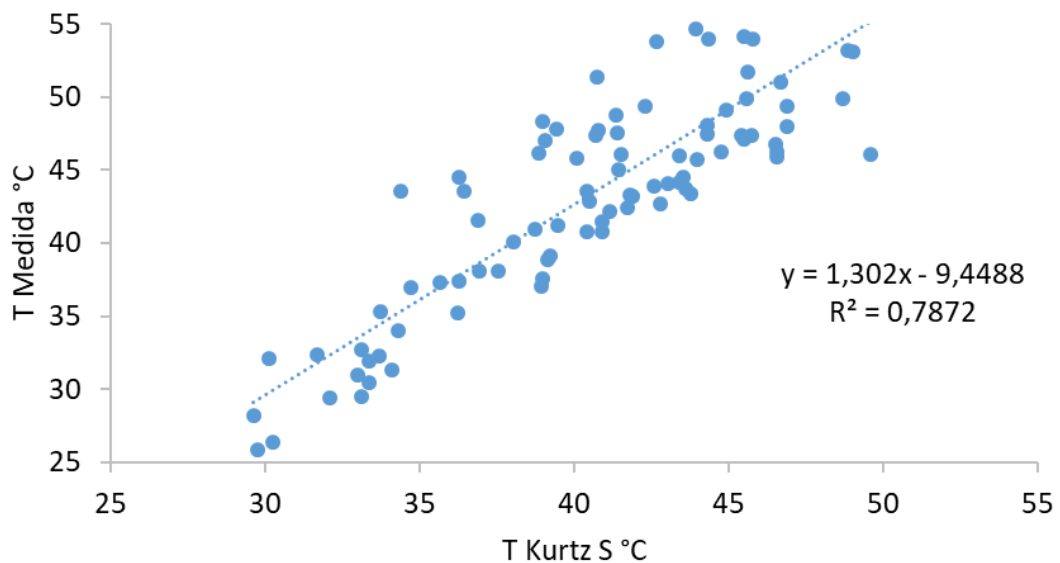


Figura 23 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Kurtz.

O modelo de Kurtz, apresentou um erro médio a cada medição de  $\pm 3,7$  °C, um desvio máximo de 11,1 °C e mínimo de -7,5 °C.

As Figuras 25 e 26 mostram gráficos do último modelo de previsão de temperatura utilizado, este modelo está descrito na Eq.9 como modelo de Mondol.

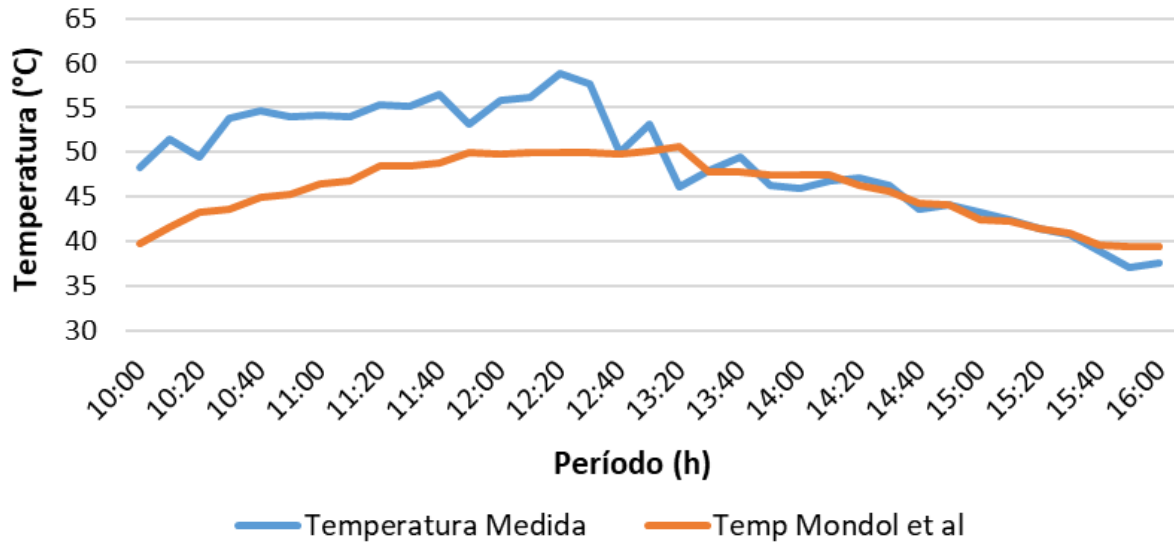


Figura 24 - Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Mondol no decorrer no tempo.

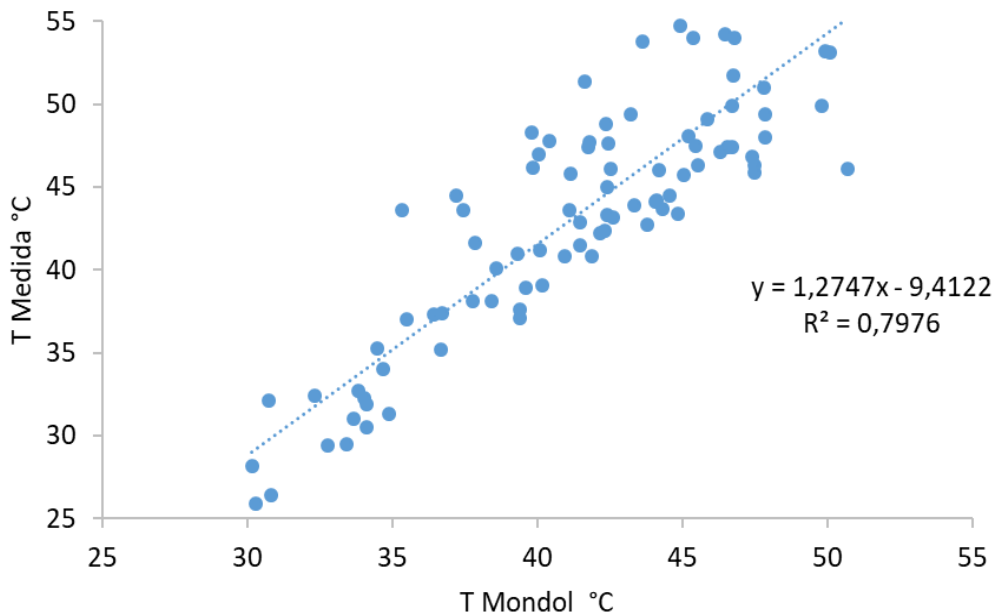


Figura 25 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Mondol.

O modelo de Mondol teve um erro associado as medições de  $\pm 3,2$  °C. Seus desvios máximo e mínimo foram de 10,2 e -4,6 °C.

A Tabela 2 mostra o resumo dos resultados obtidos em todos os modelos.

Tabela 2 – Resumo dos resultados obtidos nos modelos para o módulo convencional.

<i>Modelo</i>	<i>Desvio Padrão</i>	<i>Erro Aleatório</i>	<i>Erro Médio (°C)</i>	<i>R<sup>2</sup></i>
<i>Norma IEC</i>	3,6	0,4	±2,9	0,8117
<i>Tensão Voc</i>	4,7	0,5	±3,7	0,6739
<i>Ross, 1976</i>	3,9	0,4	±3,2	0,7867
<i>Duffie e Beckman, 2013</i>	4,6	0,5	±3,5	0,7912
<i>Skoplaki et al, 2008</i>	3,5	0,3	±2,9	0,8153
<i>Schott, 1985</i>	6,1	0,6	±4,8	0,7786
<i>Lasnier e Ang, 1990</i>	10,4	1,0	±9,1	0,6148
<i>Kurtz S, 2009</i>	4,9	0,5	±3,7	0,7872
<i>Mondol et al, 2007</i>	4,3	0,4	±3,2	0,7976

Fonte: a autora.

A figura 27 apresenta, os modelos matemáticos utilizados e a temperatura medida nos módulos (referência). Apresenta mediana, leitura mínimas e máximas referente a cada modelo.

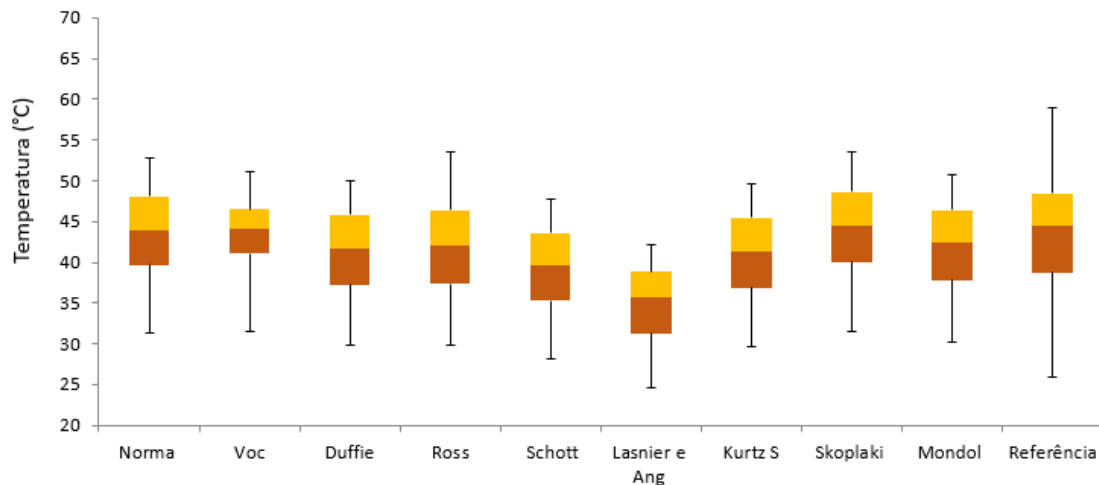


Figura 26 – Modelos matemáticos e a distribuição de leitura das temperaturas.

Com a figura 27 podemos analisar as temperaturas de acordo com cada modelo. Os modelos da norma, tensão Voc e de Skoplaki registraram a temperatura mínima entre 31 e 32 °C, os demais mediram a mínima temperatura abaixo dos 30 °C. Apenas dois modelos, Lasnier e Schott, registraram medianas abaixo de 40 °C, o restante, todos acima de 41 °C. O modelo que menos se aproximou da referência foi o modelo Lasnier, que mediu temperaturas em geral abaixo da mediana.

Dois modelos melhor previram a temperatura, o de norma IEC e Skoplaki. O de norma IEC mediu temperaturas entre 31,2 e 52,9 °C, e 50 % dos dados estavam entre 39,0 e 48,0 °C, sendo sua mediana 43,9 °C. O modelo de previsão de Skoplaki leu temperaturas entre 31,6 e 53,6 °C, e 50 % dos dados estavam concentrados entre 40 e 48,6 °C. Os dois foram considerados os melhores pois tiveram, menor erro médio, menor desvio padrão e observando o  $R^2$  foram os modelos que melhor se aproximaram da reta de referência.

#### 4.2 RESULTADOS MODULO SEMI FLEXÍVEL

A seguir são apresentados gráficos e interpretações sobre a comparação entre os resultados medidos e os resultados obtidos através dos modelos matemáticos, para o módulo semi flexível.

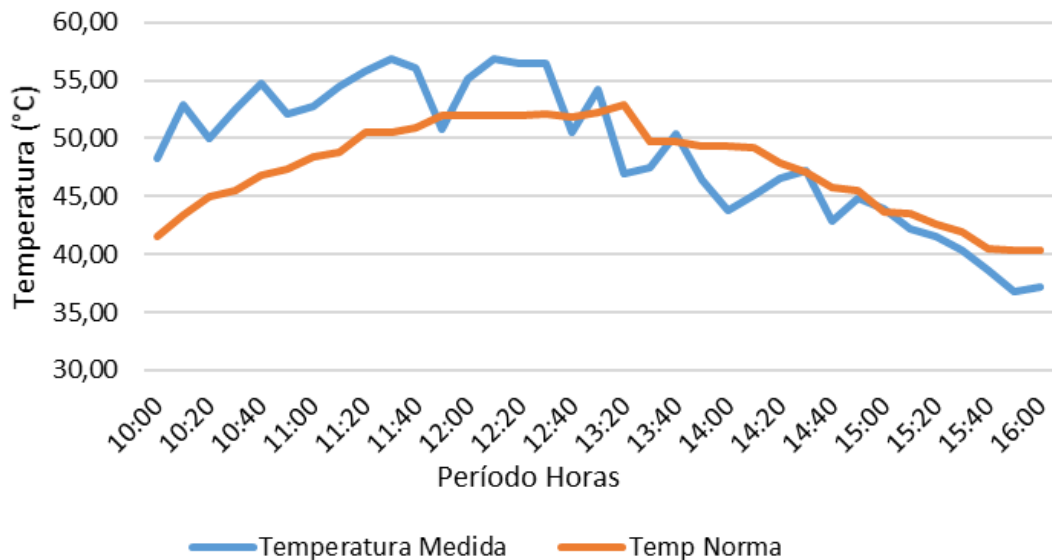


Figura 27 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura estimada pelo modelo de norma IEC no decorrer do dia.

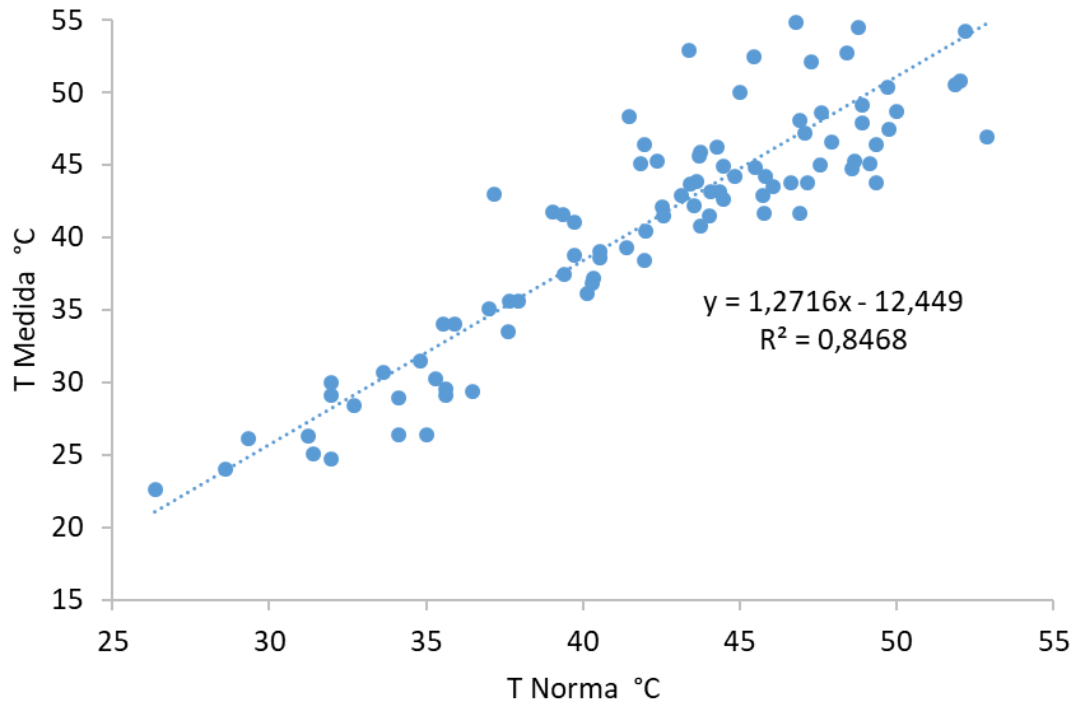


Figura 28 - Temperatura de medida x temperatura estimada pelo modelo da norma IEC.

As Figuras 28 e 29 apresentam os resultados quando o modelo matemático de norma IEC é aplicado. Este modelo apresenta um erro médio de  $\pm 3,3$  °C, e o desvio máximo e mínimo de 9,5 e -8,6 °C.

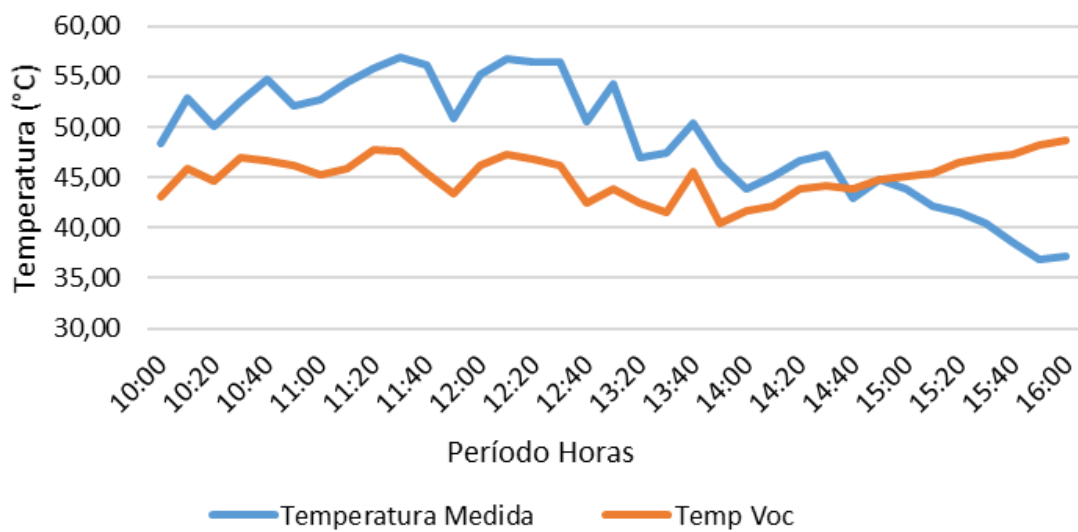


Figura 29 - Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto no decorrer no tempo.



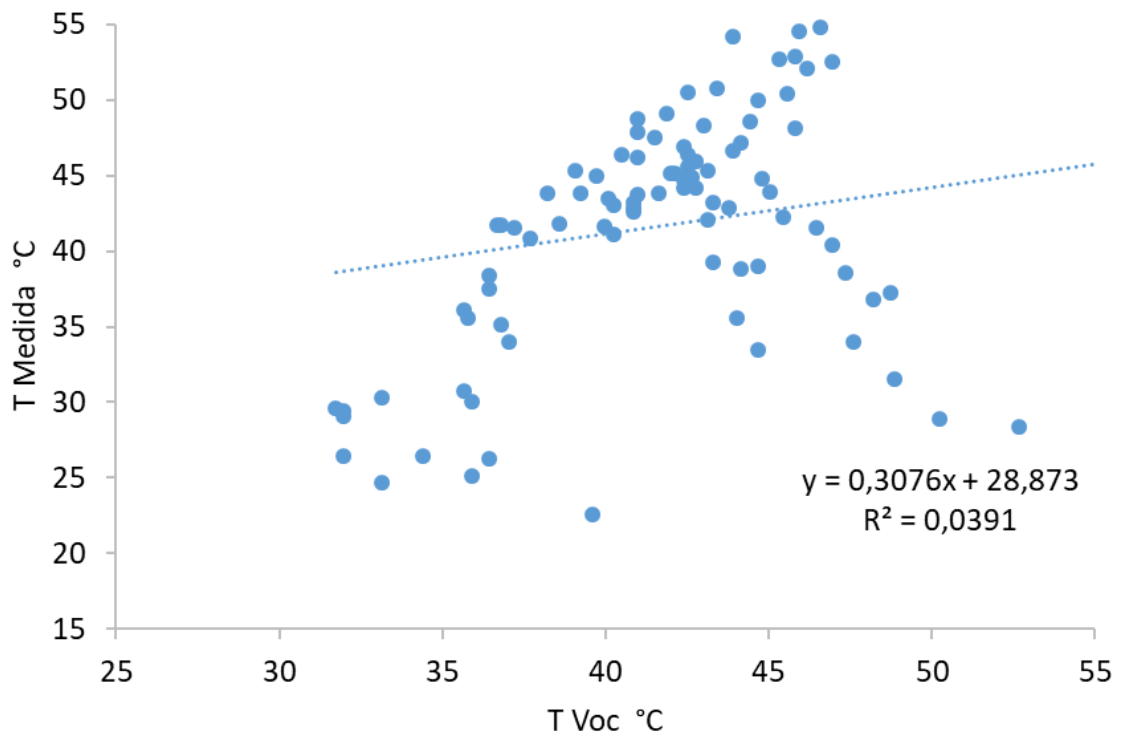


Figura 30 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir da tensão de circuito aberto.

As Figuras 30 e 31 apresentam a estimativa de temperatura a partir do modelo de tensão de circuito aberto. O erro médio foi de  $\pm 6,6$  °C, e o desvio máximo e mínimo foi de 10,7 e -42,0 °C. O módulo fotovoltaico como citado na seção 2.1.2, possui estrutura menos robusta e fina nas camadas de montagem, por isso o resfriamento dessa tecnologia se dá com maior facilidade, esta pode ser uma das explicações para que o modelo de tensão não seja tão eficaz para este tipo de tecnologia, visto que, tensão e temperatura em módulos são inversamente proporcionais, e geralmente são expressas para cada módulo como uma porcentagem de decréscimo de tensão para cada grau Celsius.

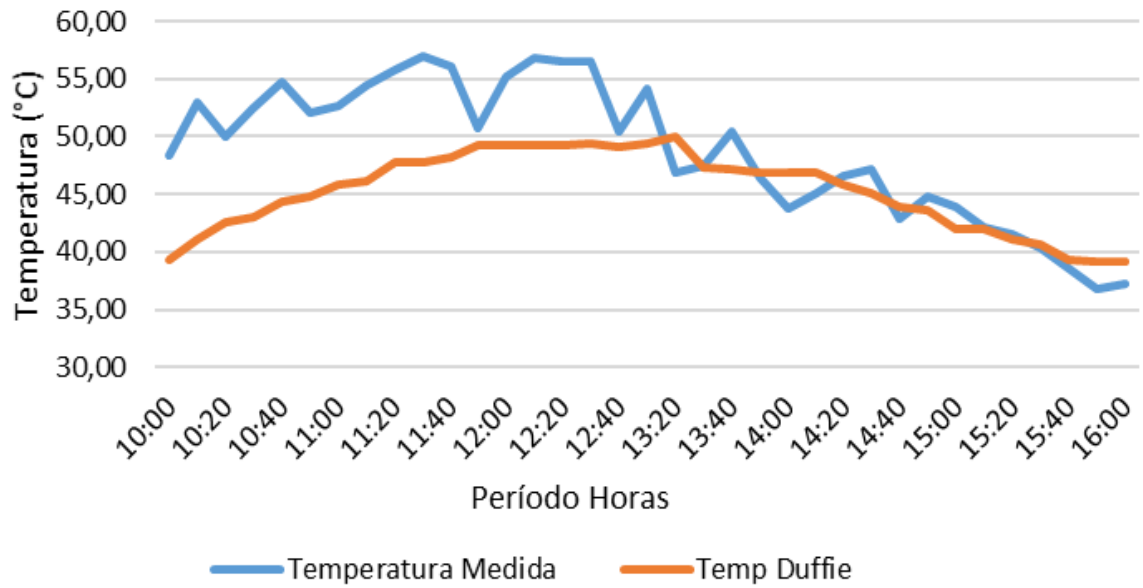


Figura 31 - Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Duffie no decorrer no tempo.

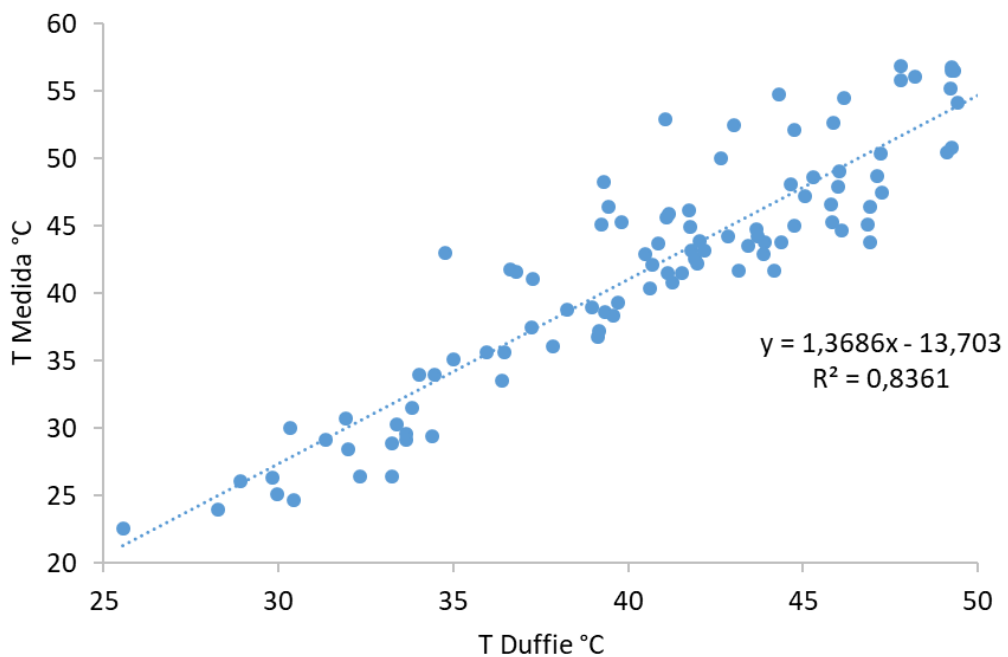


Figura 32 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Duffie.

O modelo das Figuras 32 e 33, apresentou um erro médio de  $\pm 3,3$  °C, os extremos de desvio foram de 11,8 e -6,8 °C. Para este tipo de módulo foi um dos melhores resultados de previsão de temperatura.

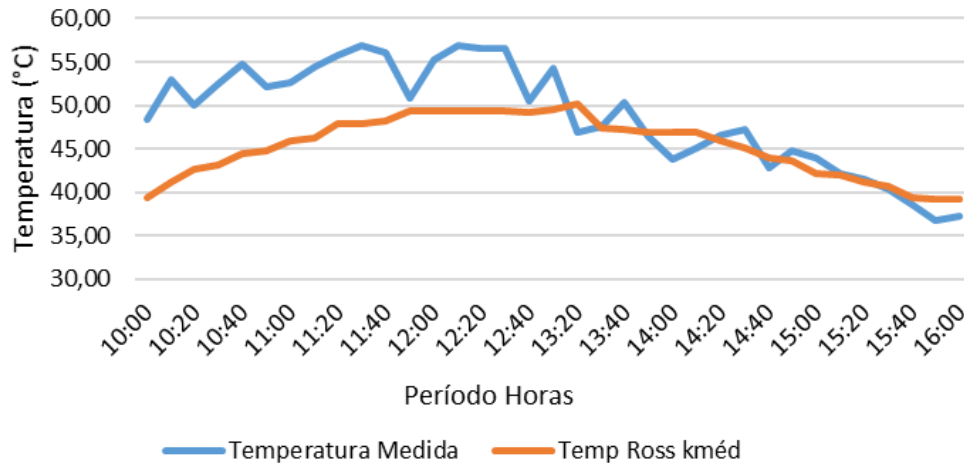


Figura 33 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Ross.

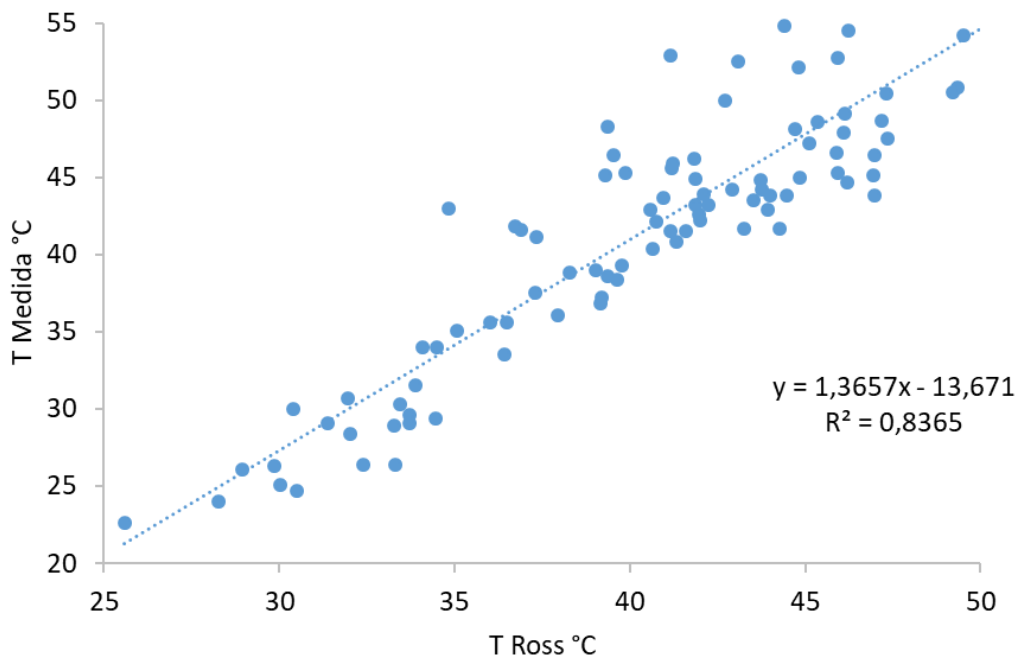


Figura 34 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Ross.

O modelo matemático de Ross mostrou uma boa previsão de temperaturas com um dos menores erros médios  $\pm 3,2$  °C. O desvio máximo foi de 11,8 °C e o mínimo de 6,9 °C.

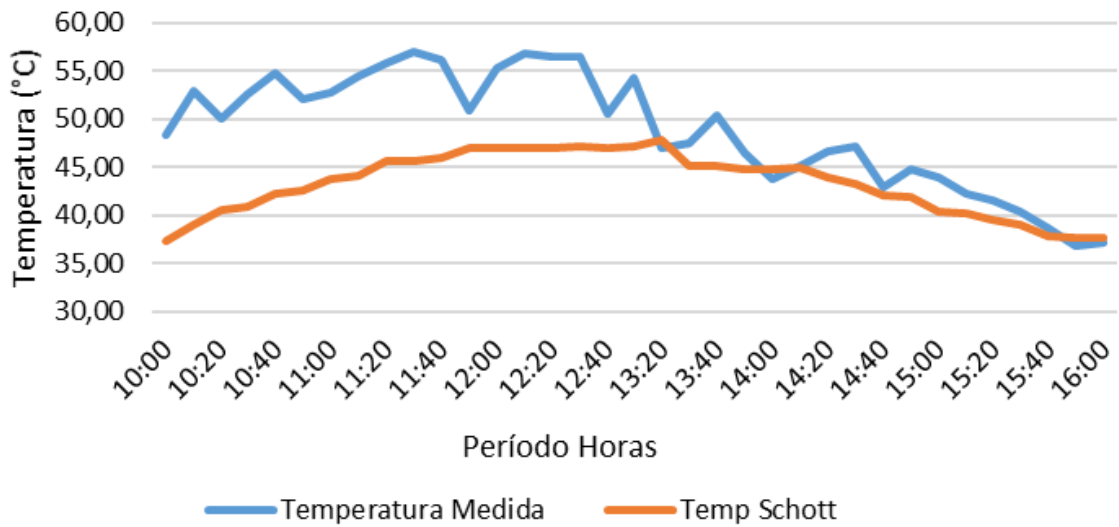


Figura 35 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Schott no decorrer do tempo.

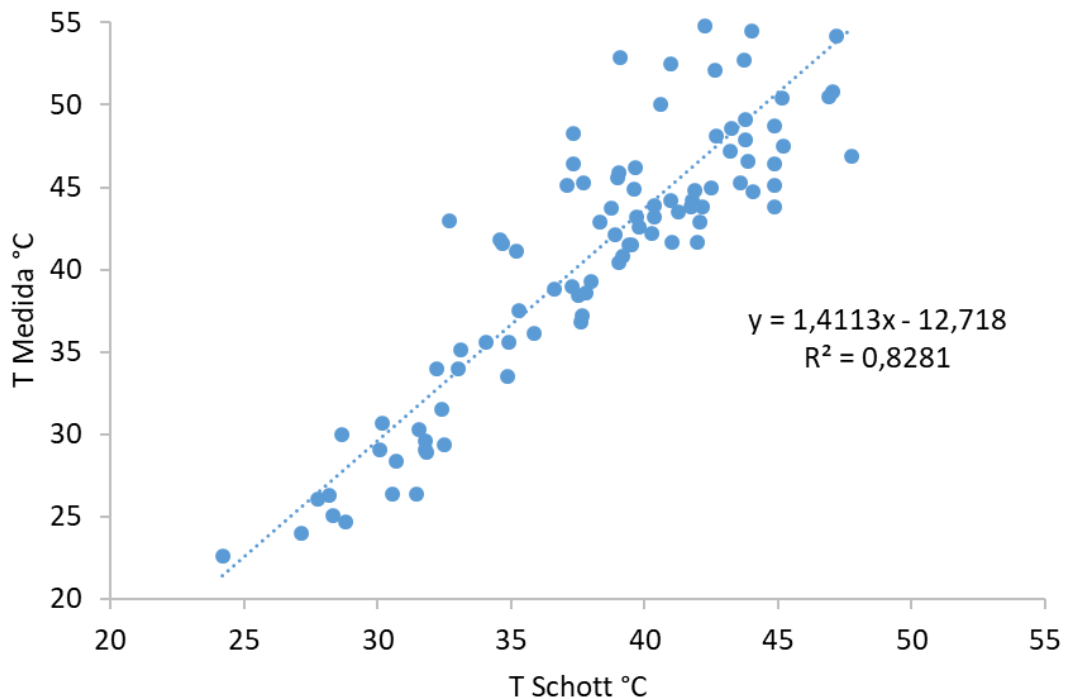


Figura 36 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo de Schott.

O modelo das Figuras 36 e 37 apresentou uma boa aproximação da reta de referência, o erro médio é de  $\pm 4,1$  °C. O desvio máximo (abaixo da temperatura de referência) foi de 13,8 °C e o maior desvio acima da temperatura de referência foi de 5,1 °C.

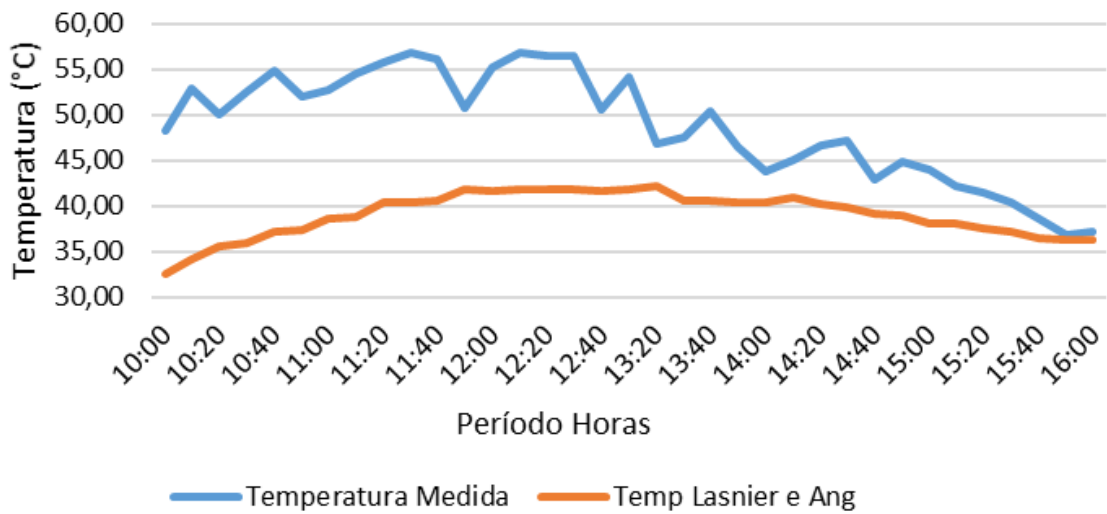


Figura 37 - Comparativo entre a temperatura medida e temperatura prevista a partir do modelo de Lasnier e Ang no decorrer do tempo.

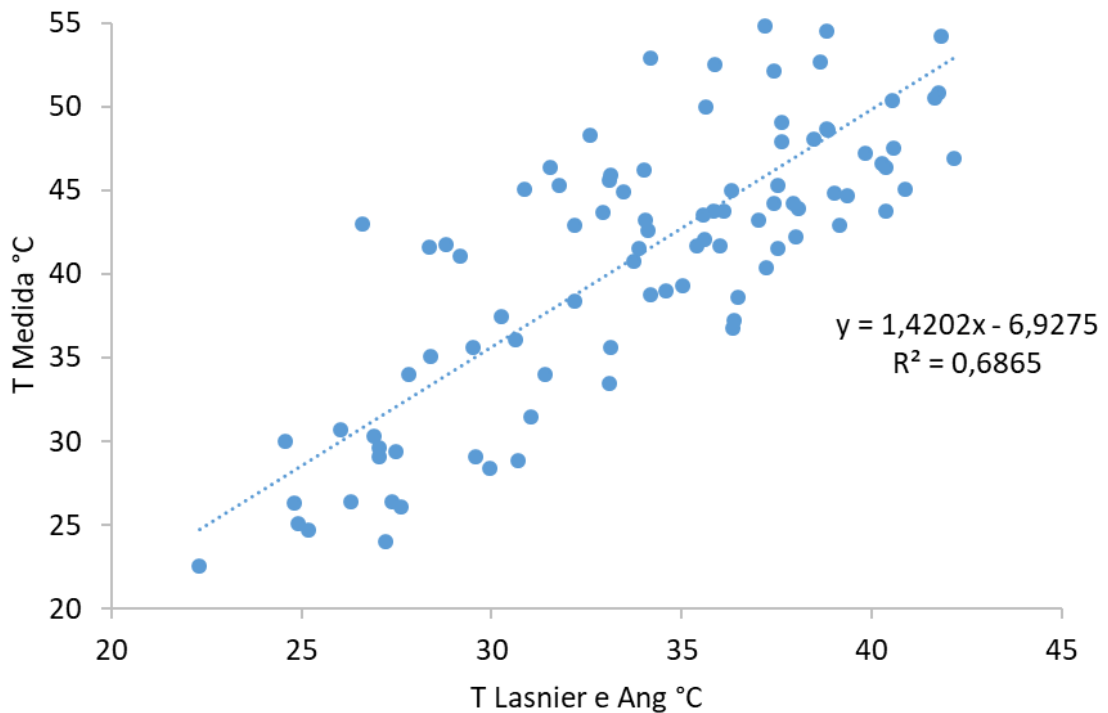


Figura 38 - Temperatura medida x temperatura aproximada pelo modelo de Lasnier e Ang.

Apesar de uma amostra dispersa, o modelo não se comportou como no módulo convencional e seu erro médio foi menor  $\pm 7,7$  °C, já o desvio máximo foi de 18,7 °C e o mínimo foi de -3,2 °C. O modelo também em geral prevê temperatura abaixo da medida.

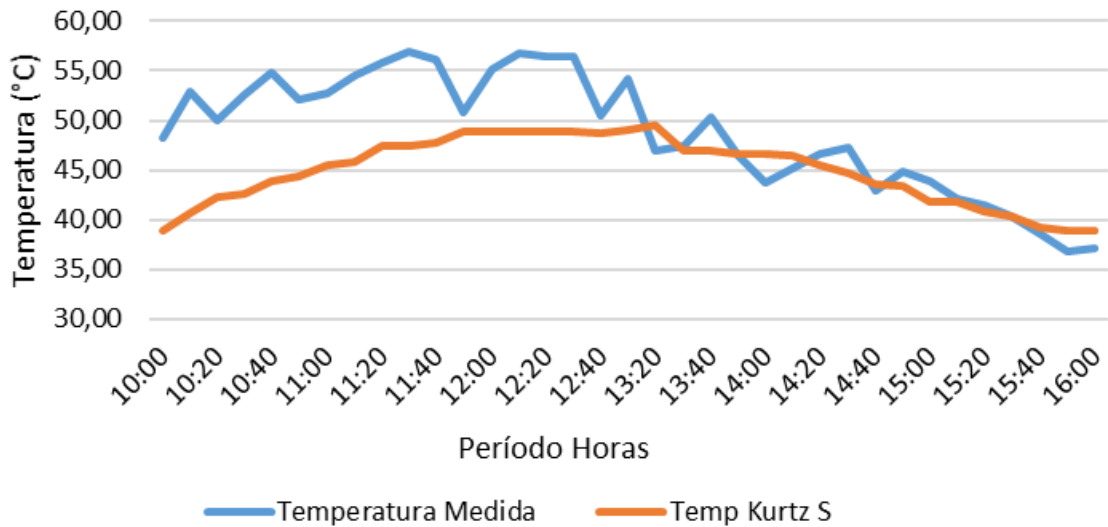


Figura 39 - Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Kurtz no decorrer no tempo.

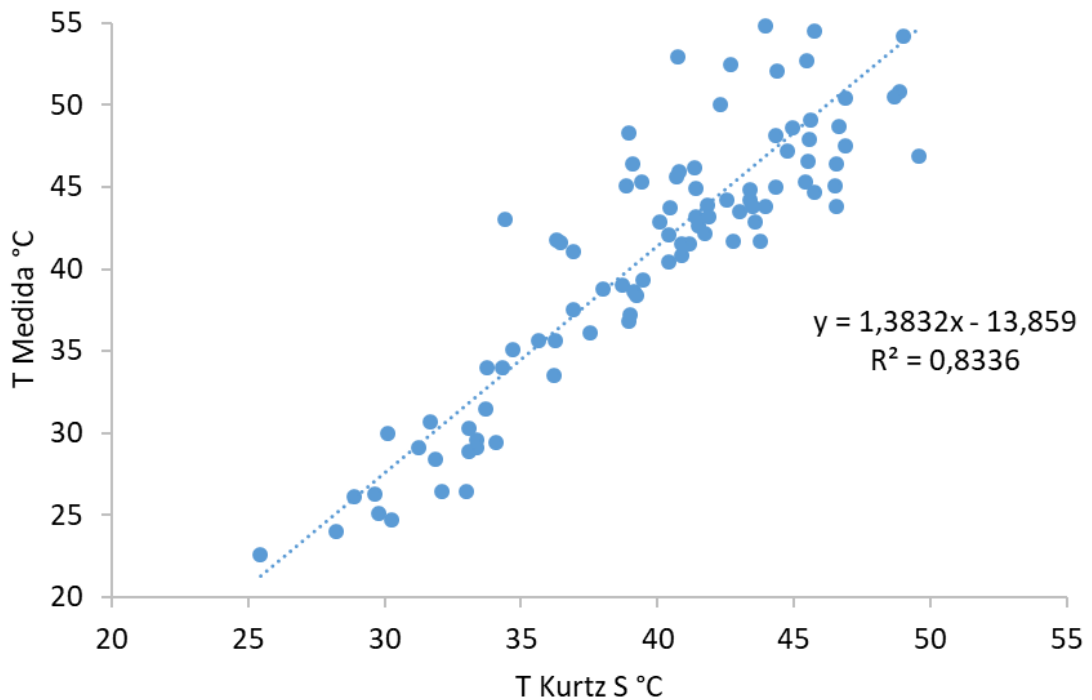


Figura 40 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Kurtz.

O erro médio para o modelo matemático de Kurtz foi de  $\pm 3,4$  °C, com desvios extremos de 12,2 e -6,6 °C. Este se mostrou um bom modelo de previsão, embora existam outros como de norma IEC que tiverem erros menores.

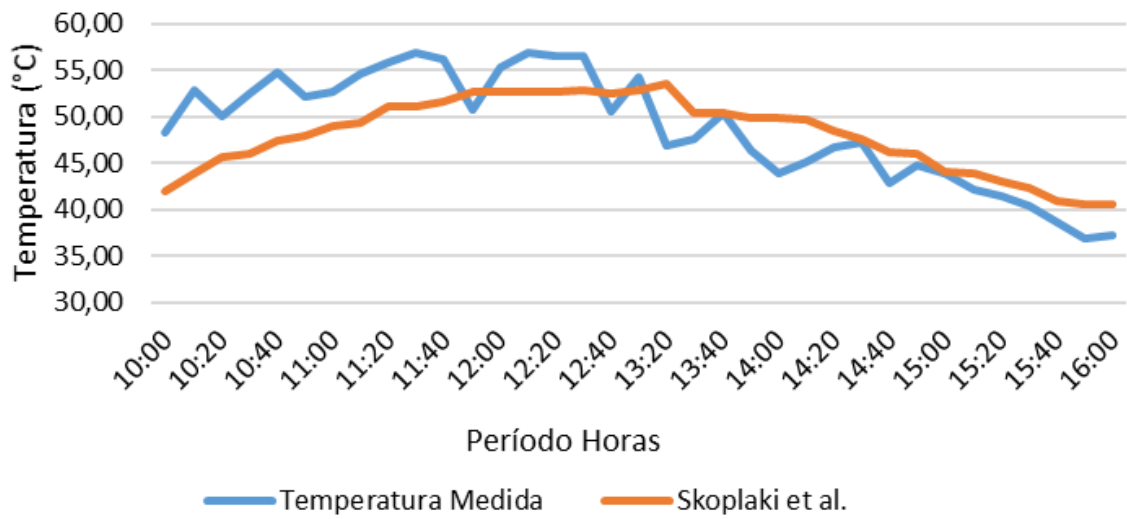


Figura 41 - Comparativo entre a temperatura medida e a temperatura estimada a partir do modelo de Skoplaki no decorrer no tempo.

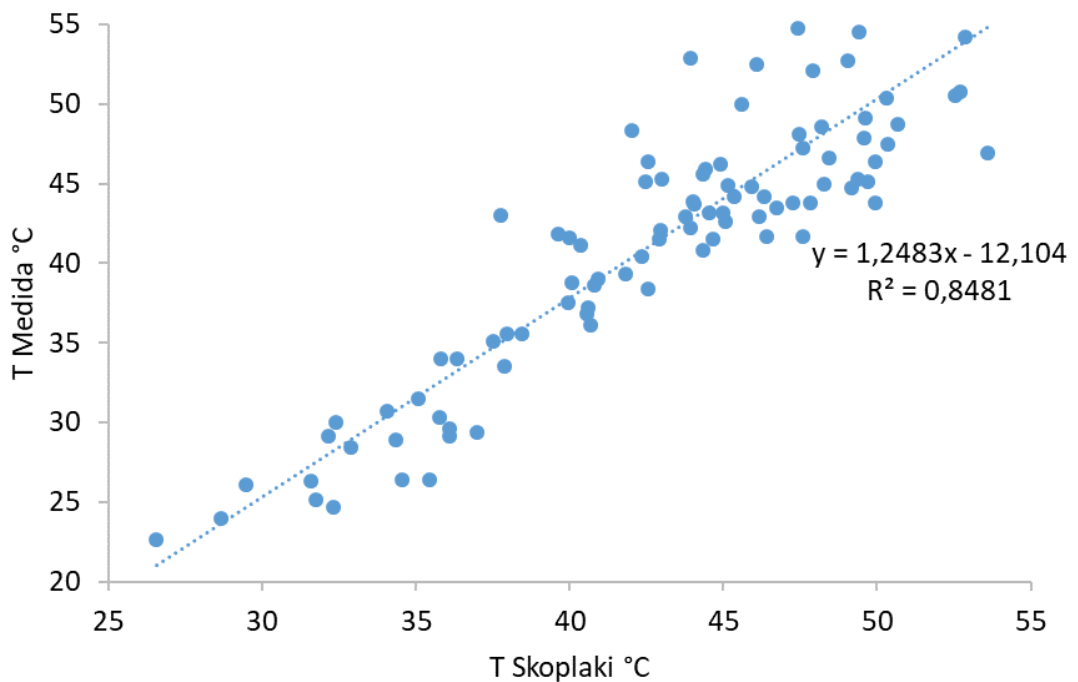


Figura 42 - Temperatura medida x temperatura estimada a partir do modelo matemático de Skoplaki.

Está entre os dois melhores modelos de previsão, apresentou a maior proximidade da reta com um  $R^2$  de 0,8481, erro médio de  $\pm 3,4^\circ\text{C}$ , desvio máximo e mínimo de  $\pm 9,0^\circ\text{C}$ .

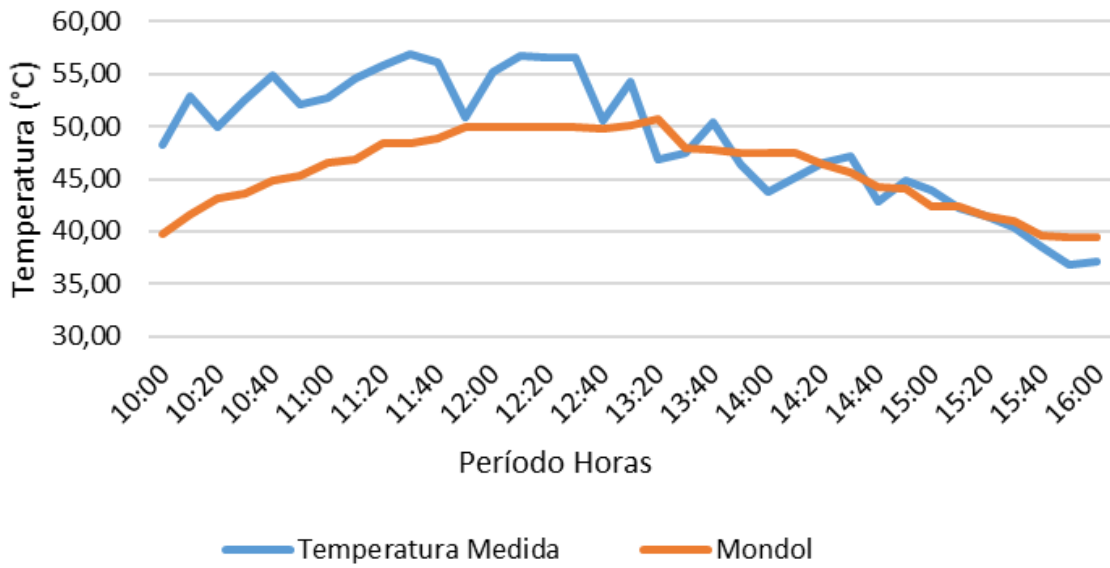


Figura 43 - Comparativo entre temperatura medida e temperatura prevista segundo Mondol no decorrer no tempo.

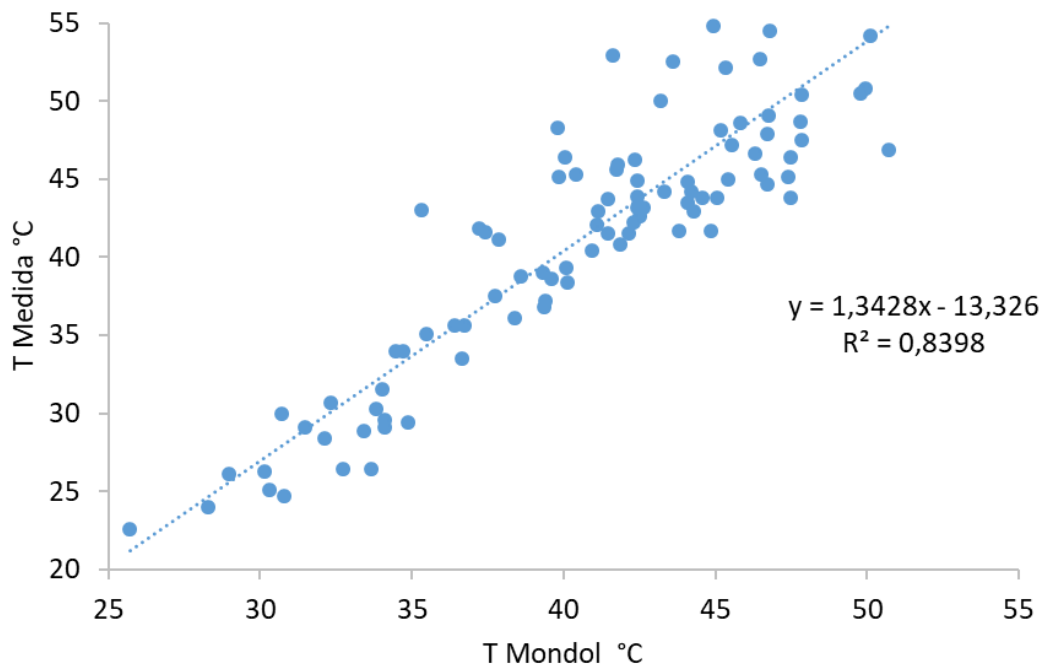


Figura 44 - Comparativo entre temperatura medida x temperatura prevista pelo modelo de Mondol.

Os modelos de Mondol e Skoplaki se comportaram de maneira similar com erros médios de  $\pm 3,2$  e  $\pm 3,4$  °C, respectivamente. O desvio máximo de Mondol foi de 11,3 °C e o mínimo de -7,3 °C. A Tabela 3 apresenta o resumo dos resultados obtidos.



Tabela 3 - Resumo dos resultados obtidos nos modelos para o módulo convencional.

<i>Modelo</i>	<i>Desvio Padrão</i>	<i>Erro Aleatório</i>	<i>Erro Médio (°C)</i>	<i>R<sup>2</sup></i>
<i>Norma IEC</i>	3,9	0,4	±3,3	0,8468
<i>Tensão Voc</i>	9,4	0,9	±6,6	0,0391
<i>Ross, 1976</i>	4,3	0,4	±3,2	0,8365
<i>Duffie e Beckman, 2013</i>	4,3	0,4	±3,3	0,8361
<i>Skoplaki et al, 2008</i>	4,0	0,4	±3,4	0,8481
<i>Schott, 1985</i>	5,4	0,5	±4,1	0,8281
<i>Lasnier e Ang, 1990</i>	9,3	0,9	±7,7	0,6865
<i>Kurtz S, 2009</i>	4,5	0,4	±3,4	0,8336
<i>Mondol et al, 2007</i>	4,1	0,4	±3,2	0,8398

Fonte: a autora.

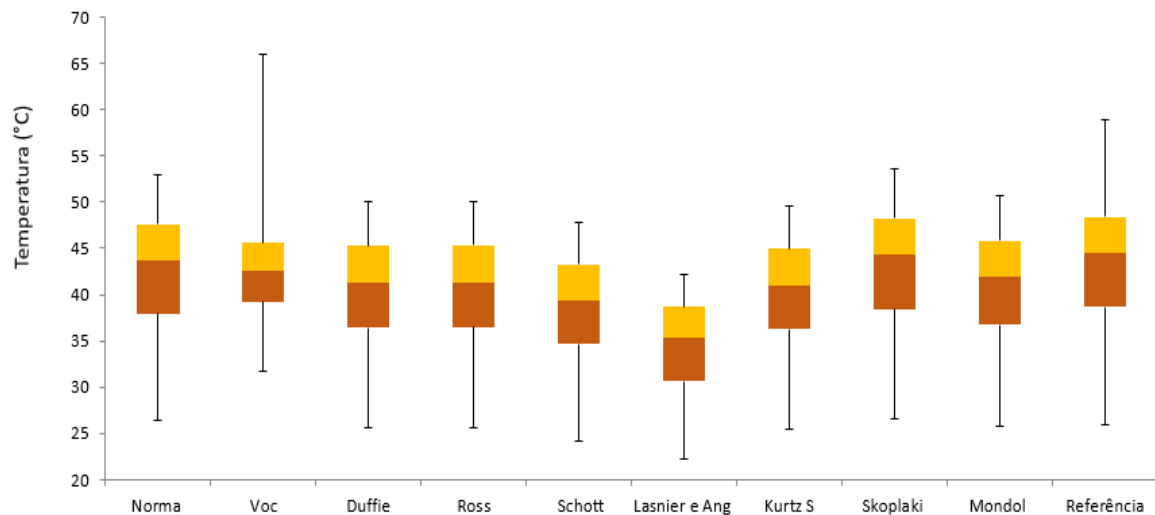


Figura 45 - Modelos matemáticos e a distribuição de leitura das temperaturas.

Pode-se analisar na Figura 31, que o modelo de previsão pelo método de tensão não descreve com precisão a temperatura de referência, que apresenta valores distantes do esperado, o que é também retratado a Figura 46. A Figura 46 também mostra, o distanciamento da temperatura prevista pela tensão de circuito aberto, que está geral acima do esperado. A tensão de circuito aberto tem uma forte dependência da temperatura e isso é descrito pelo coeficiente

$\beta$ , porém em irradiâncias abaixo de  $200 \text{ W/m}^2$  a tensão passa a depender de maneira logarítmica de  $G$ , e passa a não prever com precisão a temperatura do módulo fotovoltaico, pois o modelo indica somente variações da tensão com a temperatura.

Para este tipo de módulo seis modelos matemáticos tiveram erros médios abaixo de  $4 \text{ }^\circ\text{C}$ . Os indicadores de desvio, erro médio e a proximidade da reta novamente indicam que os modelos de norma IEC e Skoplaki, obtiveram maior proximidade da temperatura de referência. Já os modelos que menos indicaram a temperatura de referência foram de tensão de circuito aberto e de Lasnier.

## 5 CONCLUSÃO

Neste trabalho apresentou-se, a dependência de módulos fotovoltaicos com parâmetros externos, irradiância e temperatura ambiente. Estes parâmetros afetam diretamente a produção de potência do módulo, a irradiância afeta diretamente a corrente e a temperatura a tensão, como mostrado na Figura 5. Em grandes contratos de energia essa previsão de geração se faz necessária, e em usinas fotovoltaicas os métodos de previsão podem ser utilizados. Para realizar tal previsão, medições de temperatura e irradiâncias foram coletadas em dias típicos de inverno, em que a incidência de sol não ultrapassa  $700 \text{ W/m}^2$ . Para fazer-se uma boa comparação entre os métodos de previsão, mediu-se a temperatura do módulo e então tida como de referência. Foram utilizados no total nove modelos matemáticos de temperatura.

Em geral os modelos matemáticos de temperatura, descrevem a realidade medida. Para o módulo convencional aproximadamente 78 % responderam com erros médios menores do que  $4 \text{ }^\circ\text{C}$ , já para o módulo semi flexível 67 %. Como apresentado na seção de resultados, para o módulo convencional apenas um modelo obteve um resultado fora do esperado, o modelo de Lasnier, dois se mostraram melhores para os dois tipos de módulos, o de Skoplaki e o modelo de norma IEC. Para o módulo semi flexível, houve uma diferença considerável quando utilizado o modelo da tensão pois em irradiâncias abaixo de  $200 \text{ W/m}^2$  a tensão passa a depender de maneira logarítmica de G, e não prevê com precisão a temperatura do módulo fotovoltaico, pois o modelo indica somente variações da tensão com a temperatura.

Cada uma das tecnologias responde diferente a previsão, o módulo convencional como mostrado na Tabela 2, nos dá erros médios em geral menores do que o semi flexível da Tabela 3. O módulo convencional também respondeu melhor a alguns modelos como o método da tensão.

## REFERÊNCIAS

ALENCAR FILHO, Alexandre Atílio Ramos de. *Avaliação da Influência da Temperatura na Eficiência de Módulo Fotovoltaico sobre Estrutura Flutuante*. 2018. 78 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

ASSOCIACIÓN DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA. *Situación Fotovoltaica*. Relatório de la ASIF, 2007.

BAYRAKCI, Mesude; CHOI, Yosoon; BROWNSON, Jeffrey R. S.. *Temperature Dependent Power Modeling of Photovoltaics*. Energy Procedia, Pensilvânia, n. 57, p.745-754, out. 2014.

BELTRÃO, Ricardo Esberard de Albuquerque. *Efeito da temperatura na geração de energia de módulos fotovoltaicos submetidos a condições climáticas distintas. Estudo de caso para as localidades de Recife e Araripina*. 2008. 171 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

BUSSON, Bruna de Oliveira et al. *Validação de modelos de comportamento térmico de painéis fotovoltaicos para o semiárido brasileiro*. Em: Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado. 2018. p. 1 - 9.

CARVALHO, Rodrigo Delalibera. *Aspectos Econômicos e Ambientais em Sistemas de Abastecimento de Água Usando Energia Solar Fotovoltaica e Captação Subterrânea*. 105 f. Florianópolis, 2016.

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*, ISSN 1364-0321, 2017.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. *Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review*. In Energy Procedia, v. 33, p. 311-321, 2013.

BARYKINA, Elena; HAMMER, Annette. *Modeling of photovoltaic module temperature using Faiman model: Sensitivity analysis for different climates*. **Solar Energy**, Oldenburg, v. 146, p.401-4016, abr. 2017.

FEITOSA, Arnaldo. *Energias Renováveis: O imenso potencial brasileiro*. Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética, 13 mar. 2016.

GARCÍA, M.c. Alonso; BALENZATEGUI, J.l.. *Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations*. **Renewable Energy**. Madrid, p. 1-14. 10 nov. 2003.

GORTER, T.; REINDERS, A.h.m.e.. A comparison of 15 polymers for application in photovoltaic modules in PV powered boats. *Applied Energy*, [s.l.], v. 92, p.286-297, abr. 2012. Elsevier BV

KAMUYU, Waithiru Charles Lawrence et al. Prediction Model of Photovoltaic Module Temperature for Power Performance of Floating PVs. *Energies*, [s.l.], v. 11, n. 2, p.447-455, 18 fev. 2018. MDPI AG.

KNABBEN, Gustavo Carlos. *Micro inversor Fotovoltaico não Isolado de dois Estágios*. 2017. 252 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

LORENZO, E. *ELETRICIDAD SOLAR: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos*. Sevilla: Progenza, 1994.

MINIPA. **Manual de Instruções mt -320**. Disponível em: <<http://www.minipa.com.br/images/Manual/MT-320A-1101-BR.pdf>>. Acesso em: 03 set. 2019.

MONDOL, J.D.; YOHANIS, Y.G.; SMYTH, M.; NORTON, B. *Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system*. *Solar Energy*, vol. 78, pp 163-176. 2005

NASCIMENTO, Thiago Cavalcante; MENDONÇA, Andréa Torres Barros Batinga de; CUNHA, Sieglinde Kindl da. *Inovação e sustentabilidade na produção de energia: o caso do sistema setorial de energia eólica no Brasil*. **Cadernos Ebape.br**, [s.l.], v. 10, n. 3, p.630-651, set. 2012.

NEISES, Ty W.. *Development and Validation of a Model to Predict the Temperature of a Photovoltaic Cell*. 223 f. Tese (Doutorado) - Curso de Mechanical Engineering, University Of Wisconsin, Madison, 2011.

NOVAK, Matheus Vercka. *Análise de modelos matemáticos de temperatura de módulos fotovoltaicos e avaliação energética a partir de dados da casa solar eficiente*. 55 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, EES, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2016.

OLUKAN, Tuza A.; EMZIANE, Mahieddine. *A Comparative Analysis of PV Module Temperature Models*. **Energy Procedia**, Abu Dhabi, v. 0, n. 62, p.694-903, 2014.

P. TRINURUK, C. SORAPIPATANA, AND D. CHENVIDHYA, *Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand*, **Renewable Energy**, vol. 34, no. 11, pp. 2515-2523, 2009

PALZ, W., *Energia Solar e Fontes Alternativas*, Hemus, 1981.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R. ABREU, S. L. RÜTHER, R. *Atlas brasileiro de energia solar*. INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2006.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: Cresesb, 2014. 530 p.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. *Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. 288 f. Porto Alegre, 2010

ROSS M, ROYER J. *Photovoltaics in Cold Climates*, James&James (Science Publishers) Ltd;1999,p.16-20

ROSSO, André Possamai; RAMPINELLI, Giuliano Arns; MARCELINO, Roderval. *Desenvolvimento de Protótipos de Módulos Integrados em Revestimento Cerâmico para Aplicação em Fachadas Ventiladas*. in: simposio peruano de energia solar y del ambiente, 23., 2016, Huancayo. Araranguá: Spes, 2016. p. 1 - 12.

RUVIARO, Raiana Spat et al. *Análise da Variação da Eficiência do Módulo Fotovoltaico em Função da Temperatura*. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018, Gramado. Anais. Santa Maria: UFSM, 2018. p. 1 - 8.

RÜTHER, Ricardo. *Edifícios Solares Fotovoltaicos*. Florianópolis: UFSC / Labsolar, 2004. 118 p. 1 v.

SANTOS, Cícero Barbosa dos. *Análise de Sistemas Fotovoltaicos para Geração de Energia Elétrica*. 1997. 137 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1997.

SAHLI, M. et al. *Multi-physics modeling and simulation of heat and electrical yield generation in photovoltaics*. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s.l.], v. 180, p.358-372, jun. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2017.07.039>.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 614-624, 2009.

SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A.G., PALYVOS, J.A. *A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting*. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Volume 92, Pages 1393-1402, 2008.

SOUZA, Amaury et al. Revista brasileira de energias renováveis: *modelagem da temperatura do módulo de células fotovoltaicas em função da temperatura ambiente, velocidade dos ventos e irradiância*. Campo Grande: Instituto de Física - UFMS, v. 5, n. 4, 2016.

TEIXEIRA, Thiago BarÇante. *Influência da Temperatura em Aglomerados Auto reconfiguráveis de Células Solares Fotovoltaicas*. 2008. 72 f. Monografia (Especialização) - Curso de Física, Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2008.

TIAN W, WANG Y, REN J, ZHU L. *Effect of urban climate on building integrated photovoltaics performance*. *Energy Conversion and Mangement* 2006; 48:1-7

VANDYK, E.e. et al. *Long-term monitoring of photovoltaic devices*. **Renewable Energy**, Port Elizabeth, v. 25, n. , p.183-197, jan. 2001.

VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, Gramado. *Validação de modelos de comportamento térmico de painéis fotovoltaicos para o semiárido brasileiro*. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica, 2018. 9 p.

YANG, Renata Lautert et al. *Estimação da temperatura em células fotovoltaicas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba*. In: **Smart Energy Parana** 2018. Artigo. Parana: Utfpr, 2018, p. 1 - 6.