

AVALIAÇÃO DE MODELOS MATEMÁTICOS DE INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NO DESEMPENHO ENERGÉTICO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Andreza Cardoso Ferreira – andreza_car@hotmail.com
Luis Carlos Macedo Blasques – blasques@ifpa.edu.br
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará – IFPA
João Tavares Pinho – jtpinho@ufpa.br

Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará – GEDAE/UFPA

Resumo. *O presente trabalho apresenta uma ferramenta de avaliação, desenvolvida em ambiente Simulink/Matlab, de fácil utilização e que fornece resultados numéricos e gráficos sobre o desempenho energético de módulos FV submetidos a diferentes condições, com base em oito diferentes modelos matemáticos. Como resultado do trabalho são realizadas comparações entre os modelos, a fim de se identificar os mais adequados para cada tipo de situação. Conclui-se que, apesar das extensas discussões sobre a influência da temperatura no desempenho de módulos FV, ainda há diferenças consideráveis entre os modelos, principalmente no que se refere à quantidade de variáveis que se necessita dispor, e que as condições de instalação são determinantes para a escolha entre um modelo mais simples, que pode ser bastante confiável, e um modelo mais complexo, que pode ser de difícil aplicação em função das variáveis envolvidas.*

Palavras-chave: *Sistemas Fotovoltaicos, Desempenho Energético, Influência da Temperatura, Modelos Matemáticos.*

1. INTRODUÇÃO

Uma vez que as propriedades térmicas de cada tipo de módulo fotovoltaico (FV) podem variar de forma considerável, é fundamental a utilização de um modelo matemático para se estimar corretamente a temperatura de célula do módulo (TamizhMani et al., 2003).

A capacidade de conversão de um módulo FV depende, principalmente, da irradiância solar e da temperatura de operação de célula. O primeiro parâmetro é de obtenção mais simples, bastando medir, em local mais próximo possível do local de instalação do sistema, a irradiância, por meio de piranômetros ou células de referência. A temperatura de célula, ao contrário, depende de alguns fatores, além da própria irradiância. Em particular, a influência da temperatura ambiente, da umidade relativa do ar, da direção e da velocidade do vento podem influenciar no estudo (Jacques et al., 2009; Hrica et al., 2010). A velocidade do vento, que muitas vezes não é considerada em função da ausência de dados específicos, pode influenciar de maneira determinante na avaliação do desempenho de sistemas FV. Outros fatores, que não são variáveis ambientais, como os coeficientes de temperatura do módulo e sua estrutura de instalação, também podem influenciar de forma determinante.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos utilizam medidas de desempenho denominadas de STC (condições padrão de teste, da sigla em inglês para *Standard Test Conditions*) para avaliar seus equipamentos e disponibilizá-los no mercado. O STC considera que a temperatura de célula dos módulos é mantida a 25 °C (Oh, 2010). Uma outra condição considerada, irradiância igual a 1.000 W/m², pode, em certa medida, representar as condições de operação em um dia típico de céu claro, em horários próximos ao meio-dia. Entretanto a temperatura considerada para operação da célula, 25 °C, não representa satisfatoriamente a operação em campo, que frequentemente resulta em temperaturas próximas a 50 °C (Zilles et al., 2012).

Com base nestas considerações, o presente trabalho desenvolve uma ferramenta que avalia oito diferentes modelos matemáticos de influência da temperatura no desempenho energético de módulos FV, e analisa aqueles que melhor se ajustam a cada tipo de sistema proposto, principalmente em função da relação entre a precisão do modelo e a quantidade de variáveis necessárias para sua correta avaliação.

2. MODELAGEM DA TEMPERATURA DE CÉLULA

Como a temperatura de célula do módulo fotovoltaico é fundamental para a estimativa da produção energética de um sistema FV, faz-se necessário calculá-la com base nas condições ambientais e em outras variáveis, de forma a garantir um alto nível de confiabilidade ao modelo.

O primeiro modelo aqui apresentado, considerado bastante simples, é baseado no fato de que o valor da diferença entre a temperatura de operação da célula (T_c) e a temperatura ambiente (T_a) é aproximadamente proporcional à irradiância solar incidente (G), quando o módulo é montado em estrutura aberta e a velocidade do vento é baixa (Oh,

2010). Tal modelo é descrito pela Eq. (1), com T_c e T_a dados em °C e G em W/m². Estas unidades são utilizadas em todas as equações apresentadas deste ponto em diante.

$$T_c = T_a + 0,031 G \quad (1)$$

No segundo modelo considerado, apresentado por Vera et al. (2008), a temperatura de célula e a temperatura ambiente variam linearmente com a irradiância, em função de alguns parâmetros representados por um só, a temperatura nominal de operação de célula (NOCT, sigla em inglês para *Nominal Operating Cell Temperature*). O valor de NOCT, dado em °C, é considerado para uma condição mais realista, de temperatura ambiente de 20 °C, irradiância de 800 W/m² e velocidade de vento de 1 m/s. Esse valor é geralmente fornecido nos catálogos de módulos FV, variando entre diferentes modelos, devido às diferenças na sua construção e nos materiais utilizados. A Eq. (2) mostra-se apropriada para simulações com intervalos de tempo horários e localidades onde a velocidade de vento é baixa.

$$T_c = T_a + G \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (2)$$

O terceiro modelo de temperatura de célula, proposto por Borowy e Salameh (1994), obedece à Eq. (3), sendo muito semelhante ao primeiro, com as mesmas variáveis envolvidas.

$$T_c = T_a + 0,02 G \quad (3)$$

Para considerar a influência da velocidade e da direção do vento no cálculo da temperatura de célula, deve-se corrigir o valor da temperatura ambiente ou empregar outras equações que considerem esta variável (Vera, 2009), assim como nos modelos apresentados por King et al. (2004) e TamizhMani et al. (2003).

Um modelo térmico para fins de avaliação de desempenho de módulos FV foi desenvolvido no Laboratório Nacional da Sandia, nos Estados Unidos, que relaciona a temperatura da face posterior do módulo (T_m) com a irradiância solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento (V_v). Além disso, dois coeficientes (a e b), determinados empiricamente, e uma estimativa da diferença entre a temperatura de célula e da face posterior do módulo (ΔT) são usados neste modelo, representado pelas Eq. (4) e (5).

$$T_m = G \left\{ e^{a+bV_v} \right\} + T_a \quad (4)$$

$$T_c = T_m + \frac{G}{G_o} \Delta T \quad (5)$$

A variável G_o é a irradiância de referência, igual a 1.000 W/m², a é o coeficiente de limite máximo de temperatura do módulo a baixas velocidades de vento e a altas irradiâncias, e b a taxa que determina a redução de temperatura à medida que a velocidade de vento aumenta (King et al., 2004). Os coeficientes são obtidos da Tab. 1 e variam para diferentes tipos de encapsulamento do módulo e configurações de instalação. O modelo considera desde situações mais comuns, como módulos com encapsulamento vidro-célula-polímero instalados em estrutura aberta, com ambas as superfícies expostas à circulação do ar, até instalações mais recentes, com as superfícies posteriores dos módulos não expostas a ventilação, típicas de instalações de sistemas fotovoltaicos integrados à edificação (BIPV, sigla em inglês para *Building Integrated Photovoltaics*).

O quinto modelo, desenvolvido por TamizhMani et al. (2003), baseia-se na coleta de dados a partir de arranjos de módulos FV com tecnologias diferentes, instalados em estrutura aberta (instalações sobre o solo), ou seja, que permite a circulação do ar na superfície do módulo fotovoltaico e em sua parte posterior, e que experimentaram padrões climáticos medidos em quatro estações distintas. As estações meteorológicas do Laboratório de Pesquisa em Radiação Solar (SRRL, sigla em inglês para *Solar Radiation Research Laboratory*) do Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América (NREL, sigla em inglês para *National Renewable Energy Laboratory*) coletam dados de temperatura ambiente, umidade relativa do ar, velocidade do vento e direção do vento. Um método baseado em redes neurais artificiais foi utilizado para analisar os dados coletados, cujo objetivo foi obter uma relação entre temperatura do módulo e as condições ambientais.

Este modelo para previsão da temperatura de célula consiste em duas expressões: uma baseada em cinco parâmetros, e outra em três. A primeira considera coeficientes para temperatura ambiente, irradiância solar, velocidade e direção de vento e umidade relativa do ar. A segunda, considerada no presente trabalho, utiliza apenas coeficientes para temperatura ambiente (w_1), irradiância solar (w_2) e velocidade de vento (w_3), conforme observado na Eq. (6) (TamizhMani et al., 2003). Na Tab.2 são apresentadas as médias globais dos coeficientes para cada tecnologia utilizada nos experimentos.

$$T_c = w_1 T_a + w_2 G + w_3 V_v + const \quad (6)$$

Tabela 1 – Coeficientes, determinados empiricamente, utilizados para prever a temperatura da face posterior do módulo em função da irradiação solar, da temperatura ambiente e da velocidade de vento.

Tipo de Encapsulamento	Instalação	<i>a</i>	<i>b</i>	ΔT (°C)
Vidro/Célula/Vidro	Estrutura aberta	-3,47	-0,0594	3
Vidro/Célula/Vidro	Montagem próxima do telhado	-2,98	-0,0471	1
Vidro/Célula/Folha de polímero	Estrutura aberta	-3,56	-0,0750	3
Vidro/Célula/Folha de polímero	Com superfície posterior não exposta a ventilação	-2,81	-0,0455	0
Polímero/Filme fino/Aço	Estrutura aberta	-3,58	-0,1130	3
22 X Concentrador Linear	Rastreador	-3,23	-0,1300	13

Fonte: Elaboração própria, a partir de King et al. (2004).

Tabela 2 – Média dos coeficientes para o modelo de três parâmetros de entrada.

Tecnologia FV	Temperatura ambiente <i>w₁</i>	Irradiância solar <i>w₂</i>	Velocidade de vento <i>w₃</i>	<i>const</i> (°C)
Silício amorfo (a-Si)	0,943	0,026	-1,450	4,1
Silício monocristalino (Mono-Si)	0,942	0,028	-1,509	3,9
Disseleneto de Cobre e Índio (CIS)	0,960	0,029	-1,507	4,0
EFG* - Silício Policristalino	0,935	0,026	-1,468	4,3
Silício policristalino (Poli-Si)	0,926	0,030	-1,666	5,1
Telureto de Cádmio (CdTe)	0,953	0,031	-1,667	4,8

* *Edge-defined Film-fed Growth*.

Fonte: Elaboração própria, a partir de TamizhMani et al. (2003).

Dias (2006) propõe uma correlação experimental para o cálculo da temperatura de célula em função da irradiação e da temperatura ambiente, como mostrado na Eq. (7). Este modelo foi desenvolvido a partir de dados medidos ao longo de um ano em um sistema FV conectado à rede, e não leva em consideração a velocidade de vento.

$$T_c = (0,0332 - 0,0002 T_a)G + 0,908 T_a + 2,1 \quad (7)$$

O sétimo modelo, apresentado por Jacques et al. (2013), leva em consideração a temperatura ambiente, a irradiação solar e a velocidade de vento, validado com o auxílio de um banco de dados experimentais. Este modelo diferencia-se dos demais por considerar a eficiência do módulo FV no cálculo da temperatura de operação da célula. O modelo indica que a velocidade do vento pode ter um impacto significativo sobre a produção de energia de um módulo. A temperatura da célula é calculada a partir de um completo equilíbrio térmico global de energia no módulo, dependendo da temperatura ambiente, da irradiação incidente, da eficiência do módulo (η), e de dois valores constantes: o coeficiente de transferência de calor (H), igual a $29 \text{ W/m}^2\text{K}^{-1}$, utilizado para descrever o impacto da velocidade do vento, e o coeficiente óptico de absorção da célula (α), igual a 0,9. A Eq. (8) descreve este modelo.

$$T_c = T_a + \frac{\alpha G (1 - \eta)}{H} \quad (8)$$

Finalmente, o oitavo modelo considerado difere dos demais já apresentados por considerar os coeficientes de variação da tensão e da corrente com a temperatura no cálculo da máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico.

Estes coeficientes permitem analisar a taxa de variação da tensão ($\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}}$), da corrente ($\frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}}$) e,

consequentemente, da potência ($\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{P_{mp}}$) com relação à temperatura. O modelo permite determinar a máxima

potência suprida por um gerador FV operando sob um dado conjunto de condições climáticas (Zilles et al., 2012). Os coeficientes são normalmente fornecidos nos catálogos de módulos FV. A Eq. (9) apresenta a expressão para o cálculo do coeficiente de potência, conhecidos os coeficientes de tensão e corrente.

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{P_{mp}} = \left(\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}} \right) \quad (9)$$

De posse do coeficiente de variação da potência com a temperatura e da potência nominal do módulo (P_{nom}), o modelo apresentado permite calcular a máxima potência suprida pelo gerador FV (P_{mp}) para uma dada irradiância solar, relacionada com a irradiância de referência, e uma dada temperatura de célula, relacionada com a temperatura de célula de referência, conforme mostrado na Eq. (10). Para o cálculo da temperatura de célula o modelo utiliza a Eq. (11), praticamente idêntica à Eq. (2), diferenciando-se somente pela inclusão da constante 0,9 ao final da equação.

$$P_{mp} = P_{nom} \frac{G}{G_0} [1 - \gamma_{mp} (T_c - T_{c,ref})] \quad (10)$$

$$T_c = T_a + \frac{G (NOCT - 20)}{800} \cdot 0,9 \quad (11)$$

3. MODELAGEM NO SIMULINK/MATLAB

Para se compreender o comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica é comumente utilizado um modelo de circuito equivalente. O circuito equivalente mais simples de uma célula FV é representado por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. A exatidão da modelagem aumenta quando as não idealidades são consideradas e representadas através das resistências série e paralelo (*shunt*) (Casaro e Martins, 2008).

O modelo proposto para o circuito equivalente no presente trabalho consiste basicamente de uma fonte de corrente (corrente fotogerada), um diodo, uma resistência em série e uma resistência em paralelo, conforme mostrado na Fig. 1.

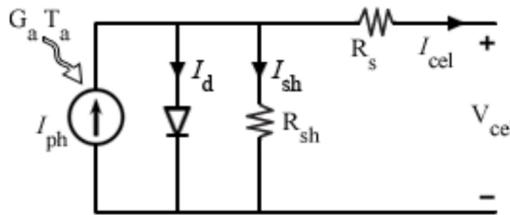


Figura 1 – Circuito equivalente de uma célula FV (Tavares, 2009).

De uma forma geral, a equação característica do modelo da célula FV, dada pela Eq. (12), é obtida mediante a aplicação da Lei das Correntes de Kirchoff para o circuito equivalente da Fig. 1 (Ramos-Hernanz et al., 2012; Tavares, 2009; Mohammed, 2011; Tarak et al., 2012), onde I_{cel} e V_{cel} correspondem à corrente e à tensão do modelo da célula, respectivamente, I_{ph} é a corrente fotogerada, I_s é a corrente de saturação reversa da célula, R_s e R_{sh} são as resistências série e paralelo da célula, respectivamente, q é a carga do elétron, igual a $1,6 \times 10^{-19}$ C, k é a constante de Boltzmann, igual a $1,38 \times 10^{-23}$ J/K, e A é o fator de idealidade, que depende da tecnologia de fabricação da célula, definido na Tab. 3 (Tsai et al., 2008).

$$I_{cel} = I_{ph} - I_d - I_{sh} = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{q(V_{cel} + I_{cel} R_s)}{k T_c A}} - 1 \right] - \frac{V_{cel} + I_{cel} R_s}{R_{sh}} \quad (12)$$

A corrente fotogerada depende diretamente da irradiância e da temperatura ambiente, sendo representada pela Eq. (13), onde K_I é o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura.

$$I_{ph} = \frac{G I_{sc}}{G_0} + K_I (T_c - T_{c,ref}) \quad (13)$$

A corrente de saturação reversa da célula varia de acordo com a temperatura de célula, como descrito na Eq. (14), sendo I_{RS} a corrente de saturação reversa de referência da célula, expressa pela Eq. (15), E_G é a energia da banda proibida do semiconductor utilizado na célula, e N_s é o número de células em série no módulo.

$$I_s = I_{RS} + \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 e^{\left[\frac{q E_G \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right)}{k A} \right]} \quad (14)$$

$$I_{RS} = \frac{I_{SC}}{\left[e^{\left(\frac{qV_{oc}}{N_s k A T_c,ref} \right)} - 1 \right]} \quad (15)$$

Tabela 3 – Fator de idealidade (*A*), dependente da tecnologia da célula FV.

Tecnologia FV	<i>A</i>
Mono-Si	1,2
Poli-Si	1,3
Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H)	1,8
a-Si:H tandem	3,3
a-Si:H triplo	5,0
CdTe	1,5
CIS	1,5
Arseneto de Gálio (GaAs)	1,3

Fonte: Elaboração própria, a partir de Tsai et al. (2008).

A solução da Eq. (12) resulta nos parâmetros característicos de tensão e corrente de um módulo FV. Contudo, esta não é uma equação que se possa resolver algebricamente, uma vez que a corrente não pode ser isolada.

A Fig. 2 apresenta o diagrama de blocos simplificado no Simulink, que descreve o modelo da célula fotovoltaica. O diagrama proposto é constituído basicamente por dois blocos: o primeiro calcula a temperatura de operação da célula FV, com os parâmetros de entrada variando de acordo com o modelo utilizado, dentre os apresentados na seção anterior, enquanto o segundo bloco é o modelo da célula representado pelas Eq. (12) a (15).

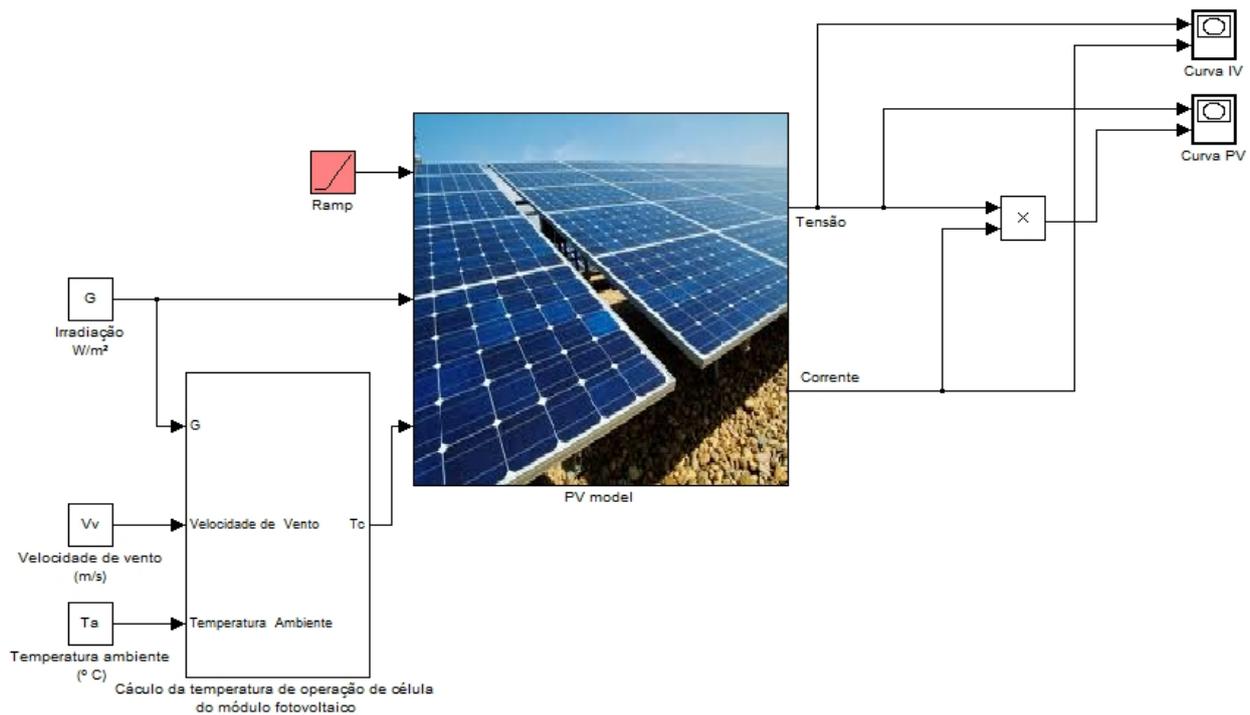


Figura 2 – Modelo da célula FV implementado no Simulink.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para as simulações foi utilizado o módulo fotovoltaico da Kyocera, modelo KD245GH-4FB, cujas características elétricas são apresentadas na Tab. 4. O modelo implementado em ambiente Simulink/Matlab foi simulado sob diferentes condições de irradiação solar e de temperatura de célula, com os resultados obtidos sendo comparados com as informações fornecidas pelo fabricante.

Tabela 4 – Características elétricas do módulo da Kyocera, modelo KD245GH-4FB.

Potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	245 W
Tensão em $P_{m\acute{a}x}$ ($V_{m\acute{a}x}$)	29,8 V
Corrente em $P_{m\acute{a}x}$ ($I_{m\acute{a}x}$)	8,23 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	36,9 A
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	8,91 A
Eficiência	14,8 %
Coefficiente de temperatura de tensão	-0,36 %/°C
Coefficiente de temperatura de corrente	0,06 %/°C
Coefficiente de temperatura de potência	-0,46 %/°C
NOCT	45 °C
Número de células em série (N_s)	60

A partir da Eq. (12), ainda sem considerar o efeito da variação da temperatura de célula com a temperatura ambiente e a irradiância, pode-se simular a curva característica I-V para o módulo FV, com os resultados apresentados na Fig. 3(a), comparando-os com a curva fornecida no catálogo do fabricante, reproduzida na Fig. 3(b). Foram aplicadas ao modelo, três diferentes temperaturas de células, 25 °C, 50 °C e 75 °C, inserindo-as manualmente, mantendo-se a irradiância constante em 1.000 W/m². Os valores de V_{oc} , I_{sc} , $V_{m\acute{a}x}$, $I_{m\acute{a}x}$ e dos coeficientes de temperatura fornecidos pelo fabricante foram utilizados na simulação. Comparando as curvas da Fig. 3, verifica-se que os resultados obtidos na simulação estão muito próximos dos valores fornecidos pelo fabricante.

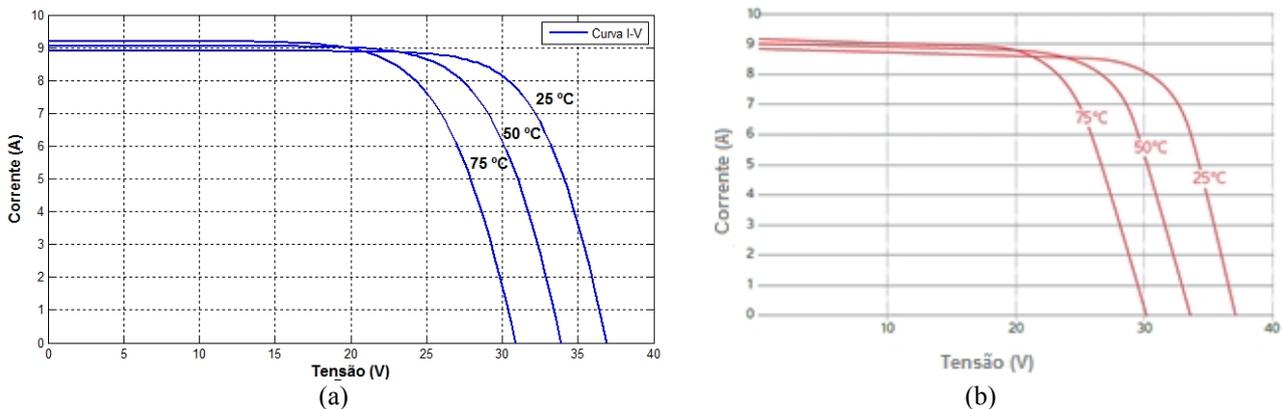


Figura 3 – Curvas I-V (a) modeladas e (b) fornecidas pelo fabricante.

Com a confirmação dos bons resultados do modelo do circuito equivalente da célula FV, o passo seguinte foi avaliar os modelos de temperatura, objetivo principal do presente trabalho. Nas simulações foram considerados os mesmos dados de entrada para todos os modelos, sabendo-se que os parâmetros variam para cada um deles. O mesmo módulo FV, cujas características são apresentadas na Tab. 4, foi utilizado. A Tab. 5 apresenta os resultados da simulação. A última linha da tabela indica a diferença percentual entre a potência máxima calculada pelo modelo e a potência nominal do módulo. A Fig. 4 apresenta uma comparação gráfica, através da curva P-V (potência *versus* tensão) do módulo, para cada modelo. Ressalta-se aqui que o modelo proposto por Zilles et al. (2012) não apresenta análise gráfica, em função de ser calculado um único valor de potência máxima, usando a Eq. (10). Todos os demais modelos variam sua potência em função do modelo do circuito equivalente da célula.

A temperatura é um parâmetro importante no funcionamento de um sistema FV, pois as células elevam sua temperatura quando expostas à radiação solar direta e, internamente, parte da energia captada não é transformada em eletricidade, sendo dissipada sob a forma de calor. Em função disto, a temperatura de operação da célula é sempre mais elevada do que a temperatura ambiente (Carvalho, 2013). A temperatura da face posterior do módulo é tipicamente 20 a 40 °C maior do que a temperatura ambiente (Gnoatto et al., 2004). Pode-se observar na Tab. 5 que os valores das temperaturas de operação de célula, para $T_a = 25$ °C, variam para cada modelo proposto entre 45 e 57 °C. Como esperado, nota-se também que o aumento da temperatura de célula provoca perdas de desempenho no módulo FV, evidenciadas pela redução da potência fornecida.

Os modelos baseados na NOCT, além de serem os mais simples, necessitando apenas do valor da NOCT, da irradiância e da temperatura ambiente para o cálculo da temperatura de célula, apresentam-se como uma alternativa apropriada a ser utilizada em uma simulação horária. O efeito do vento pode ser considerado agregando-se uma pequena

correção da temperatura ambiente em função da velocidade de vento (Zilles et al., 2012). Os modelos NOCT proporcionam uma boa estimativa da temperatura do módulo em vários níveis de irradiância e em diversas condições de temperatura ambiente.

Tabela 5 – Resultados da temperatura de operação da célula e da potência do módulo para os modelos apresentados.

Variável	Oh, 2010	Vera et al., 2008	King et al., 2004	Dias, 2006	Borowy e Salameh, 1994	TamizhMani et al., 2003	Jacques et al., 2013	Zilles et al., 2012
T_c	56	56,25	54,3839	53	45	54,3750	51,44	53,125
T_a	25	25	25	25	25	25	25	25
$T_{c,ref}$	–	–	–	–	–	–	–	25
V_v	–	–	1	–	–	1	–	–
G	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
G_o	–	–	1.000	–	–	–	–	1.000
$NOCT$	–	45	–	–	–	–	–	45
a	–	–	-3,56	–	–	–	–	–
b	–	–	-0,075	–	–	–	–	–
w_1	–	–	–	–	–	0,943	–	–
w_2	–	–	–	–	–	0,028	–	–
w_3	–	–	–	–	–	-1,528	–	–
$const$	–	–	–	–	–	4,328	–	–
ΔT	–	–	3	–	–	–	–	–
α	–	–	–	–	–	–	0,9	–
H	–	–	–	–	–	–	29	–
η	–	–	–	–	–	–	0,148	–
$\frac{P_{nom}}{P_{max}}$	–	–	–	–	–	–	–	0,0046
P_{nom}	245	245	245	245	245	245	245	245
P_{max}	213,57	213,31	215,85	217,30	224,71	215,86	218,80	213,30
%	12,83	12,93	11,90	11,58	8,28	11,89	10,69	12,94

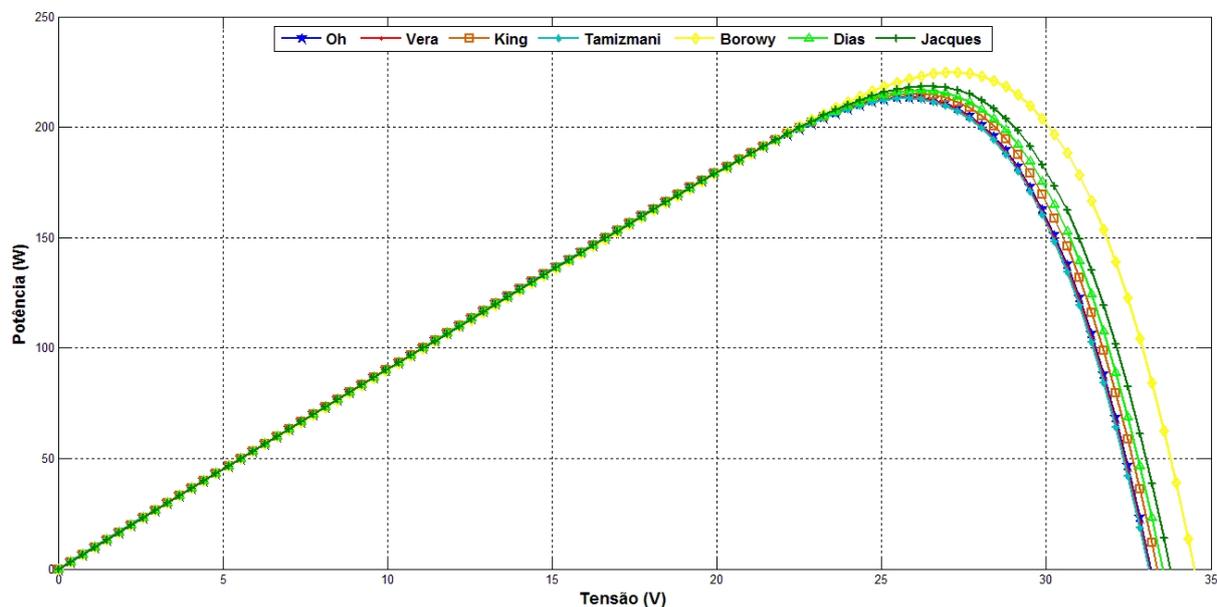


Figura 4 – Curvas P-V para os modelos propostos, a uma temperatura constante de 25 °C.

Nas simulações que resultaram na Tab. 5 e na Fig. 4 não foram consideradas a velocidade de vento nem o tipo de instalação dos módulos, com os resultados sendo basicamente dependentes da irradiância e da temperatura ambiente, ambas mantidas constantes, o que indica que as variações ocorrem apenas em função de alguns ajustes entre cada modelo. No entanto, atualmente sabe-se que as instalações integradas a edificações caracterizam-se como uma tendência natural de sistemas FV, atuando como geração distribuída em grandes centros urbanos. A redução da potência fornecida pelo módulo em função da temperatura é intensificada principalmente quando eles são instalados integrados a edificações, situações em que os módulos atingem temperaturas ainda mais elevadas pela falta de ventilação em sua superfície posterior, como mostrado por Rütther (2004). Com base neste cenário, torna-se ainda mais importante avaliar alguns parâmetros específicos, como a velocidade do vento e o tipo de instalação.

Para os modelos que levam em consideração a velocidade de vento no cálculo da temperatura de operação da célula, foram realizadas diversas simulações, com variações da velocidade do vento, observando-se, como era de se esperar, que quanto maior a velocidade do vento, menor a perda de potência no módulo FV.

Analisando os resultados obtidos utilizando o modelo apresentado por King et al. (2004) observou-se que o comportamento deste modelo tem uma forte dependência dos valores dos coeficientes a e b . Pequenas variações destes parâmetros influenciam fortemente nos valores calculados, o que pode levar a superestimar ou subestimar a temperatura calculada para o módulo. A Tab. 6 mostra a influência da velocidade de vento para um único tipo de encapsulamento e uma mesma instalação (Vidro/Célula/Folha de polímero, e instalação em estrutura aberta), e a Tab. 7 apresenta resultados para um único valor de velocidade de vento, variando-se o encapsulamento e o tipo de instalação.

Tabela 6 – Resultados da temperatura de operação da célula e da potência do módulo para diferentes valores de velocidade do vento, com base no modelo apresentado por King et al. (2004).

V_v	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T_c	52,48	50,71	49,07	47,55	46,13	44,82	43,61	42,48	41,43
T_a	25	25	25	25	25	25	25	25	25
G	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
G_o	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
a	-3,56	-3,56	-3,56	-3,56	-3,56	-3,56	-3,56	-3,56	-3,56
b	-0,075	-0,075	-0,075	-0,075	-0,075	-0,075	-0,075	-0,075	-0,075
ΔT	3	3	3	3	3	3	3	3	3
P_{nom}	245	245	245	245	245	245	245	245	245
P_{max}	217,16	218,94	220,62	222,16	223,61	224,91	226,18	227,28	228,36
%	11,36	10,64	9,95	9,32	8,73	8,20	7,68	7,23	6,79

Tabela 7 – Resultados da temperatura de operação da célula e da potência do módulo para diferentes tipos de encapsulamento de módulo e instalação, com base no modelo apresentado por King et al. (2004).

Tipo de Módulo	Vidro/Célula/Vidro		Vidro/Célula/Folha de polímero		Polímero/Filme fino/Aço	22 X Concentrador Linear
	Estrutura aberta	Montagem próxima ao telhado	Estrutura aberta	Com superfície posterior isolada	Estrutura aberta	Rastreador
T_c	57,32	74,46	54,38	82,53	52,90	72,74
T_a	25	25	25	25	25	25
V_v	1	1	1	1	1	1
G	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
G_o	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
a	-3,47	-2,98	-3,56	-2,81	-3,58	-3,23
b	-0,0594	-0,0471	-0,075	-0,0455	-0,113	-0,13
ΔT	3	1	3	0	3	13
P_{nom}	245	245	245	245	245	245
P_{max}	212,16	194,64	215,16	186,29	216,74	196,35
%	13,40	20,55	12,18	23,96	11,54	19,86

Na Tab. 6 observa-se que o aumento da velocidade do vento diminui levemente a perda de potência, com um desvio inferior a 5 % entre velocidades entre 1 e 10 m/s, destacando-se que velocidades da ordem desta última são pouco frequentes. Esta influência torna-se mais significativa à medida que as instalações tornam-se mais integradas à arquitetura, como pode ser observado na Tab. 7. A análise comparativa entre o tipo de instalação que resulta nas menores perdas (polímero/filme fino/aço em estrutura aberta) e a que resulta em maiores perdas (vidro/célula/folha de polímero com superfície posterior não exposta a ventilação), nota-se um desvio superior a 10 %. O primeiro tipo de instalação, estrutura aberta, é típico de centrais FV, instalações sobre o solo, ou sobre edificações sem grandes preocupações estéticas. Ao contrário, instalações com superfície posterior do módulo não exposta a ventilação são típicas de BIPV, onde há pouca ou nenhuma ventilação na parte posterior dos módulos.

Em alguns casos, a umidade relativa do ar e a influência da direção do vento são consideradas desprezíveis. No entanto, a influência da direção do vento pode ser impactante em sistemas com diversos módulos enfileirados, uma vez que aqueles instalados nas extremidades faceando a direção predominante de vento tendem a apresentar menores temperaturas, conforme mostra Hrica et al. (2011). A Fig. 5 apresenta dados medidos em um sistema real, comparando medições com baixa velocidade de vento (0,76 m/s), no arranjo à esquerda, com velocidades mais altas (5,03 m/s), no arranjo à direita. Em uma primeira análise nota-se a influência da velocidade de vento, fazendo com que os módulos do arranjo à direita estejam em média 27 °C menos quentes que os do arranjo à esquerda, diferença ainda mais significativa que o esperado, pois está instalado um sistema de exaustão de ar na parte posterior dos módulos. Em uma segunda análise, nota-se que a

variação de temperatura entre os módulos do arranjo à direita é maior, influenciada pela direção de vento, que reduz a temperatura dos módulos instalados na fileira à direita.

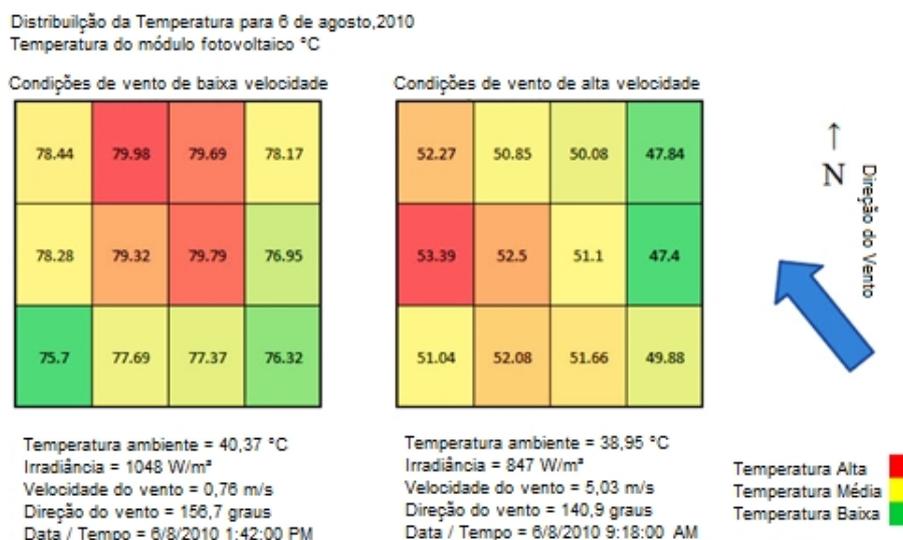


Figura 5 – Efeitos da velocidade e da direção do vento em módulos dispostos em arranjo (Hrica et al., 2011).

5. CONCLUSÃO

Altas temperaturas de operação dos módulos fotovoltaicos, bastante comuns no Brasil, principalmente em locais próximos à região equatorial, impactam diretamente no desempenho de um sistema fotovoltaico. Novos tipos de células e módulos e novos padrões de instalação também vêm tornando este efeito ainda mais crítico, o que justifica um estudo sobre a influência de diferentes parâmetros sobre a temperatura de operação da célula e, conseqüentemente, sobre o desempenho energético de um módulo FV.

Os modelos clássicos consideram apenas a influência da irradiância e da temperatura ambiente na produção de potência de um módulo FV. Tais modelos, de aplicação mais simples, são suficientemente precisos e podem ser utilizados em muitas aplicações, principalmente em função do pequeno número de variáveis envolvidas. No entanto, em determinadas aplicações, principalmente aquelas sujeitas a maiores variações de temperatura em função de agentes externos, a utilização de modelos mais complexos, que utilizam um maior número de variáveis, pode se justificar, por apresentarem resultados mais precisos e confiáveis em uma instalação em particular. Estas situações são bastante verificadas em recentes aplicações do tipo BIPV, quando a decisão pelo tipo de instalação não deve ser baseada somente em aspectos estéticos, mas principalmente no desempenho energético, uma vez que a principal finalidade de um sistema FV é a geração de eletricidade.

A ferramenta de simulação desenvolvida permite fornecer ao usuário uma opção amigável e de simples utilização para que o mesmo possa escolher dentre os 8 modelos propostos, de acordo com os dados de entrada disponíveis e o nível de criticidade de sua instalação, aquele que melhor se aplique ao seu caso.

Os modelos de Borowy e Salameh (1994), Dias (2006) e Oh (2010) são mais simples, pois utilizam apenas a irradiância e a temperatura ambiente como parâmetros de entrada. Esta simplicidade, no entanto, pode resultar em desvios nos valores finais da simulação, e isto deve ser considerado na escolha do modelo. Na Tab. 5 e na Fig. 4 nota-se que, dentre todos os modelos avaliados, o de Borowy e Salameh (1994) apresenta resultados com maior desvio da média, o que pode indicar menor precisão do modelo.

Os modelos de King et al. (2004) e TamizhMani et al. (2013), que consideram a velocidade de vento e, no caso do modelo de King et al. (2004), o tipo de instalação, apresentam resultados semelhantes a outros modelos, mais simples, para simulações considerando baixas velocidades de vento e instalações abertas, conforme apresentado na Tab. 5. Porém, em simulações considerando maiores velocidades de vento e diferentes tipos de instalação, apresentadas nas Tab. 6 e 7, são observados desvios significativos entre os valores extremos, por exemplo, entre velocidades de 1 e 10 m/s, e entre instalações em estruturas abertas e próximas ao telhado. Portanto, conclui-se que em instalações sujeitas a variações destes parâmetros, estes modelos são os mais recomendados.

O modelo de Jacques et al. (2013) é o único que utiliza a eficiência do módulo, o coeficiente óptico de absorção da célula e o coeficiente de transferência de calor nos cálculos. Este último é utilizado para descrever o impacto da velocidade de vento na temperatura de célula, porém, estes parâmetros, particularmente os dois últimos, contribuem para tornar este modelo mais complexo, sem ganhos significativos na precisão.

O modelo de Zilles et al. (2012) é o único que utiliza os coeficientes de variação da tensão e da corrente com a temperatura no cálculo da potência de saída. Em análises comparativas entre tecnologias de módulos cujos coeficientes apresentam variações significativas, este modelo é o mais indicado.

Com base nas análises aqui apresentadas, pode-se concluir que cada um dos modelos é melhor aplicado a determinadas situações, dependendo dos dados de entrada disponíveis ou do tipo de aplicação pretendida, devendo ser considerada desde a simplicidade do modelo até sua precisão.

REFERÊNCIAS

- Borowy, B. S., Salameh, Z. M., 1994. Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 9, n. 3, pp. 482-488.
- Carvalho, P. M. S., 2013. Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.
- Casaro, M. M., Martins, D. C., 2008. Simulação de Arranjos Fotovoltaicos Integrados à Eletrônica de Potência. XVII Congresso Brasileiro de Automática, Juiz de Fora.
- Dias, J. B., 2006. Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para a Otimização do Fator de Dimensionamento. Tese de Doutorado. PROMEC/UFRGS, Porto Alegre.
- Gnoatto, E., Ferruzzi, Y., Ricieri, R. P., Junior, M. M., Oliveira, A. T. E., 2004. Desempenho de painel fotovoltaico em um sistema isolado. AGRENER GD 2004 – 5º Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída, Campinas.
- Hrica, J., Chatterjee, S., TamizhMani, G., 2011. BAPV array: Thermal modeling and cooling effect of exhaust fan. 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Seattle, pp. 3144-3149.
- Jacques, S., Caldeira, A., Ren, Z., Schellmanns, A., Batut, N., 2013. Impact of the cell temperature on the energy efficiency of a single glass PV module: thermal modeling in steady-state and validation by experimental data. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'13), Bilbao.
- King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvill, J. A., 2004. Photovoltaic Array Performance Model. Sandia Report SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, California.
- Oh, J., 2010. Building Applied and Back Insulated Photovoltaic Modules: Thermal Models. Master's Thesis, Arizona State University.
- Ramos-Hernanz, J. A., Campayo, J. J., Larranaga, J., Zulueta, E., Barambones, O., Motrico, J., Fernandez-Gamiz, U., Zamora, I., 2012. Two photovoltaic cell simulation models in MATLAB/Simulink, International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering, vol. 4, n. 1, pp. 45-51.
- Rüther, R., 2004. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. UFSC, Florianópolis.
- Mohammed, S. S., 2011. Modeling and simulation of photovoltaic module using MATLAB/Simulink, International Journal of Chemical and Environmental Engineering, vol. 2, n. 5, pp. 350-355.
- TamizhMani, G., Ji, L., Tang, Y., Petacci, L., 2003. Photovoltaic Module Thermal/Wind Performance: Long-Term Monitoring and Model Development for Energy Rating. NCPV and Solar Program Review Meeting, Denver, pp. 936-939.
- Tarak, S., Bouzguenda, M., Gastli, A., Masmoudi, A., 2012. MATLAB/Simulink based modeling of solar photovoltaic cell. International Journal of Renewable Energy Research, vol. 2, n. 2, pp. 213-218.
- Tavares, C. A. P., 2009. Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Eletrônica da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Tsai, H. L., Tu, C. S., Su, Y. J., 2008. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK. Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science, San Francisco.
- Vera, L. H., 2009. Análise do Impacto do Comportamento de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre.
- Vera, L. H., Gasparin, F. P., Krenzinger, A., 2008. Resultados simulados e medidos em um sistema fotovoltaico autônomo. ASADES - Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 12.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Editora Oficina de Textos. São Paulo.

EVALUATION OF MATHEMATICAL MODELS OF TEMPERATURE INFLUENCE ON THE ENERGY PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC MODULES

Abstract. *This work presents an user-friendly assessment tool, developed in Simulink/Matlab environment, that provides numerical and graphical results about the energy performance of PV modules under different conditions, based on eight different mathematical models. The work presents as result the comparison of the models in order to identify the most suitable for each type of installation. The paper concludes that, despite extensive discussions about the temperature influence on the performance of PV modules, there are still considerable differences between the models, especially regarding the amount of variables needed, and that the way the system is installed is decisive to choose between a simpler model, which can be quite reliable, and a more complex model, which can be hard to use due to the variables involved.*

Keywords: *Photovoltaic Systems, Energy Performance, Temperature Influence, Mathematical Models*