

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Bernardo de Souza Guimarães

**AVALIAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE O DESEMPENHO E A TEMPERATURA DE
OPERAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM TELHADOS
RESIDENCIAIS**

Belo Horizonte

2021

Bernardo de Souza Guimarães

**AVALIAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE O DESEMPENHO E A TEMPERATURA DE
OPERAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM TELHADOS
RESIDENCIAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Belo Horizonte

2021

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

G963a Guimarães, Bernardo de Souza
Avaliação da relação entre o desempenho e a temperatura de operação de geradores fotovoltaicos instalados em telhados residenciais / Bernardo de Souza Guimarães. Belo Horizonte, 2021.
79 f. : il.

Orientadora: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz
Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

1. Energia solar - Avaliação. 2. Geração de energia fotovoltaica - Avaliação. 3. Energia - Consumo. 4. Telhados. 5. Coletores solares. 6. Energia - Fontes alternativas. 7. Radiação solar - Modelos matemáticos. 8. Cimento amianto. I. Diniz, Antônia Sônia Alves Cardoso. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 620.91

Bernardo de Souza Guimarães

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS
INSTALADOS EM TELHADOS RESIDENCIAIS E SUA RELAÇÃO COM A
TEMPERATURA DE OPERAÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Prof^a Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz (Orientadora) – PUC Minas

Prof. Delly Oliveira Filho (Co-orientador) – Universidade Federal de Viçosa

Prof^a Izete ZanESCO – PUC RS

Dr. Lawrence L. Kazmerski –Colorado University -Boulder/RASEI

Prof^a Cristiana Brasil Maia – PUC Mina

Belo Horizonte, 20 de dezembro de 2021

AGRADECIMENTOS

Agradeço o apoio de amigos e familiares que me ajudaram a concluir este trabalho, sobretudo aos meus pais Moacir e Piedade por terem sempre seguido junto comigo nessa caminhada.

Agradeço à Companhia Energética do Estado de Minas Gerais (CEMIG-D) que financiou este trabalho no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - P&D CEMIG/ANEEL, através do projeto "D0638 - Análise da Viabilidade da Energia Fotovoltaica no Brasil em Face do Marco Regulatório da Geração Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro - Aneel RN 482/12", convênio número 4020000832, coordenado pela Universidade Federal de Viçosa em parceria com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

À professora doutora Antônia Sônia A. Cardoso Diniz pela orientação na elaboração dessa dissertação.

Aos amigos Dênio Cassini, Tulio Duarte, Suellen Costa, pela contribuição teórica e motivacional.

À Nathália Mendes por ter me dado apoio fundamental para que eu conseguisse iniciar essa jornada.

Ao Grupo de Estudos em Energia da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – GREEN Solar PUC Minas, por disponibilizar suas instalações e equipamentos para realização dos testes necessários.

Aos funcionários e professores da PPGEM por propiciarem o conhecimento e as condições necessárias à realização deste trabalho.

Ao professor Sérgio Hanriot e à Rosa Meneguez pelo apoio da PROPPG.

A todos que citei, meus sinceros e cordiais agradecimentos.

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

RESUMO

A energia solar fotovoltaica necessita de uma base sólida para apoiar seu crescimento acelerado ocorrido nos últimos anos. A confiabilidade dessa fonte alternativa de geração de energia é um ponto crítico, devido à grande quantidade de variáveis climáticas, além de variáveis relacionadas à instalação, operação e manutenção, que influenciam em seu desempenho e segurança. Os projetos desse tipo de sistema são limitados principalmente pela durabilidade dos módulos fotovoltaicos, que são os responsáveis pela conversão de irradiância solar em energia elétrica. Com o objetivo de avaliar aspectos de desempenho de geradores fotovoltaicos instalados sobre telhados residenciais, esta pesquisa desenvolve um modelo matemático para análise da influência da temperatura no desempenho de geradores instalados sobre telhados residenciais. O modelo leva em conta tanto o material do telhado quanto a distância entre o gerador e o telhado, pois a temperatura de operação é, dentre outros fatores, função do distanciamento do gerador à superfície onde este está instalado e do tipo de material dessa superfície, sendo que as perdas térmicas podem ser relacionadas a tais condições de instalação. Assim verifica-se que um aumento nessa distância melhora a perda de calor da parte posterior do módulo, fazendo com que a temperatura de operação seja menor e conseqüentemente haja melhora no desempenho do gerador fotovoltaico. A metodologia do trabalho consistiu em uma parte teórica de modelagem matemática com base nas equações pertinentes ao tema, seguida da validação experimental do modelo com base em um questionário aplicado aos instaladores de sistemas fotovoltaicos de onde foram tiradas as distâncias a serem ensaiadas no experimento de campo. Os resultados da pesquisa mostram que o modelo de transferência de calor consegue prever a temperatura do módulo fotovoltaico com um erro entre 3 e 4%, o que indica que o modelo é eficaz para esse tipo de previsão. Com relação às distâncias e os materiais estudados os resultados indicam que distâncias iguais ou um pouco maiores que 10 cm proporcionam as maiores perdas de calor e conseqüentemente menores temperaturas. Distâncias entre 20cm e 30cm mostraram aumento de temperatura do módulo fotovoltaico em relação às distâncias de 10cm para todos os materiais. Se a distância entre o gerador e o telhado for menor que 10 cm, a temperatura dos módulos aumenta significativamente, para todos os tipos de telhado, comprometendo o desempenho. O aço galvanizado foi o material do telhado que provocou o maior aumento de temperatura no módulo fotovoltaico, seguido da cerâmica vermelha, e por último o fibrocimento, que apresentou as menores temperaturas de operação do módulo.

Palavras chave: Gerador Fotovoltaico. Temperatura de Operação. Desempenho. Telhado residencial. Aço Galvanizado. Cerâmica Vermelha. Fibrocimento. Distância.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy needs a solid foundation to support its accelerated growth in recent years. The reliability of this alternative source of energy generation is a critical point, due to the large number of climatic variables, in addition to variables related to installation, operation and maintenance, which influence its performance and safety. The projects of this type of system are mainly limited by the durability of the photovoltaic modules, which are responsible for converting solar irradiance into electrical energy. In order to evaluate performance aspects of photovoltaic generators installed on residential roofs, this research develops a mathematical model to analyze the influence of temperature on the performance of generators installed on residential roofs. The model considers both the roof material and the distance between the generator and the roof, as the operating temperature is, among other factors, a function of the distance between the generator and the surface where it is installed and the type of material on this surface, and the thermal losses can be related to such installation conditions. Thus, it can be seen that an increase in this distance improves the heat loss from the back of the module, causing the operating temperature to be lower and consequently improving the performance of the photovoltaic generator. The methodology of the work consisted of a theoretical part of mathematical modeling based on the equations relevant to the theme, followed by the experimental validation of the model based on a questionnaire applied to installers of photovoltaic systems from where the distances to be tested in the field experiment were taken. The research results show that the heat transfer model can predict the temperature of the PV module with an error between 3 and 4%, which indicates that the model is effective for this type of prediction. Regarding the distances and the materials studied, the results indicate that distances equal to or slightly greater than 10 cm provide the greatest heat losses and, consequently, the lowest temperatures. Distances between 20cm and 30cm showed an increase in the temperature of the photovoltaic module in relation to distances of 10cm for all materials. If the distance between the generator and the roof is less than 10 cm, the temperature of the modules increases significantly, for all types of roof, compromising performance. Galvanized steel was the roof material that caused the highest temperature increase in the photovoltaic module, followed by red ceramic, and finally fiber cement, which presented the lowest module operating temperatures.

Keywords: Temperature; Photovoltaic Generator; Photovoltaic Performance; Photovoltaic Roof; Galvanized Steel; Red Ceramic; Cement Fiber; Distance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Aplicação de geradores fotovoltaicos às edificações: a) Sistema fotovoltaico aplicado à edificação (BAPV), b) Sistema fotovoltaico Integrado à edificação (BIPV)	15
Figura 2: Gerador fotovoltaico instalado sobre telhado de edificação.....	19
Figura 3: Corte esquemático de um módulo fotovoltaico	20
Figura 4: Tipos de módulos usados em telhados residenciais: a) módulos de silício cristalino tradicionais; b) módulos de silício cristalino em formato de telha	21
Figura 5: Valores de coeficiente convectivo medido e modelado	24
Figura 6: Módulos com dissipadores em forma de aleta e ventilador	25
Figura 7: Gerador fotovoltaico de 5,25kWp integrado à edificação	26
Figura 8: Distribuição de temperatura na célula solar.....	27
Figura 9: Exemplo de curva Corrente Tensão (Curva IxV) típica de um módulo FV ..	37
Figura 10: Modos de transferência de calor em um módulo fotovoltaico	41
Figura 11: Modelo físico simplificado do módulo de silício cristalino	46
Figura 12: Questão 3 pesquisa com instaladores.....	54
Figura 13: Posição do módulo FV em relação ao telhado	55
Figura 14: Etiqueta do módulo usado na coleta dos dados de campo.....	56
Figura 15: Vistas da bancada usada na coleta dos dados de campo para a validação do modelo matemático: (a) telhado de cerâmica vermelha; (b) telhado de fibrocimento; (c) telhado de aço galvanizado	57
Figura 16: Equipamentos utilizados para a coleta dos dados de tensão e corrente gerados pelo módulo FV: (a) arduino Uno; (b) shield SD para Arduino; (c) sensores de corrente e tensão para Arduino; (d) fios Jumper; (e) lâmpada 12V; (f) laptop; (g) cartão SD; (h) timer.....	58
Figura 17: Equipamento utilizado no monitoramento da temperatura do módulo FV: (a) NI Field Point; (b) posição dos termopares na parte traseira do módulo; (c) posição do termopar no telhado.....	58
Figura 18: Comparativo entre as temperaturas medidas e estimadas para diferentes distâncias entre módulo fotovoltaico e telhado de cerâmica vermelha	60
Figura 19: Comparativo entre as temperaturas medidas e estimadas para diferentes distâncias entre módulo fotovoltaico e telhado de fibrocimento	60

Figura 20: Comparativo entre as temperaturas medidas e estimadas para diferentes distâncias entre módulo fotovoltaico e telhado de aço galvanizado s.....	61
Figura 21: Comparativo das temperaturas médias e de pico de acordo com o modelo matemático, para os materiais e distâncias ensaiadas.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Rendimentos das principais tecnologias de células solares em testes laboratoriais,	21
Tabela 2: Temperatura do módulo fotovoltaico em função da velocidade do vento, .	23
Tabela 3: Albedo e emissividade em diversos materiais de coberturas de edificações,	29 30
Tabela 4 : Fatores que afetam a geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos,	31 32
Tabela 7: Valores do coeficiente de montagem para vários tipos de instalação de geradores fotovoltaicos,	43 45
Tabela 8: Propriedades físicas dos materiais que constituem o módulo fotovoltaico e	45 47
Tabela 9: Temperaturas do módulo FV para os três materiais do telhado, e em função da separação entre telhado e módulo Propriedades físicas dos materiais que constituem o módulo.	Erro! Indicador não definido. 63

LISTA DE SÍMBOLOS

CI	Coeficiente de corrente de circuito aberto [%],
CP	Coeficiente de máxima potência [%],
CV	Coeficiente de tensão de curto circuito [%],
FC	Fator de capacidade [%],
FF	Fator de forma [%],
ER	Energia gerada [kWh],
G	Irradiância solar global incidente no plano horizontal [W/m^2];
G_0	Irradiância solar extraterrestre [W/m^2],
G_b	Irradiância solar direta [W/m^2],
G_d	Irradiância solar difusa [W/m^2],
GT	Irradiância solar global incidente no plano inclinado [W/m^2],
G_{STC}	Irradiância padrão de teste [W/m^2],
HS	Irradiância solar total no plano do gerador fotovoltaico [$W/m^2.d$],
I	Corrente elétrica [A],
I_L	Corrente foto gerada [A],
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência (Max power point current) [A],
I_{SC}	Corrente de curto-circuito [A];
I_{SC_STC}	Corrente de curto-circuito na condição de referência (STC), [A];
K_b	Constante de Boltzmann [eV/K],
K_e	Coeficiente de extinção [adimensional],
K_{ter}	Condutividade térmica [$W/(m \cdot K)$],
L	Longitude [°],
MPP	Ponto de Máxima Potência ("Maximum Power Point"), [adimensional],
NOCT	Temperatura de operação do módulo fotovoltaico [°],
P	Potência elétrica útil [W],
P_{CC}	Potência elétrica útil em corrente contínua [W],
P_{MPP}	Potência de ponto de máxima potência [W],
P_{fi}	Potência fotovoltaica instalada [kWp],
PR	Índice de desempenho global (<i>Performance Ratio</i>) [%],
Q_r	Energia absorvida pelo módulo fotovoltaico [Wm^{-2}],
Q_p	Energia perdida para o ambiente [Wm^{-2}],
R_{sh}	Resistência Shunt [Ω],

R_s	Resistência Série [Ω],
T	Temperatura média[$^{\circ}\text{C}$],
T_a	Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$],
T_c	Temperatura do módulo [$^{\circ}\text{C}$],
U	Perda térmica [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$],
V	Tensão (Diferença de potencial) [V],
V_W	Wind Velocity (Velocidade do vento) [m/s],
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência [V],
V_{OC}	Tensão de circuito aberto [V],
V_{OC_ref}	Tensão de circuito aberto de referência[V],
V_{OCSTC}	Tensão de circuito aberto corrigida [V],
V_{ST}	Tensão corrigida [V],
Y_f	Rendimento final (“Final Yield”) [Wh/Wp] e
Y_r	Rendimento de referência (“Reference Yield”) [h/d].

Símbolos Gregos

α	Absortividade [adimensional],
α_{az}	Ângulo azimutal do plano do módulo fotovoltaico [$^{\circ}$],
α_{cc}	Coefficiente variação corrente curto circuito com a temperatura [%/ $^{\circ}\text{C}$],
β	Ângulo de inclinação do plano do módulo fotovoltaico [$^{\circ}$],
β_{tca}	Coefficiente variação tensão circuito aberto com a temperatura [mV/ $^{\circ}\text{C}$],
θ	Ângulo de incidência da irradiância direta [$^{\circ}$],
ϕ	Latitude [$^{\circ}$] e
ω	Coefficiente de montagem [adimensional].

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	16
1.2	Objetivos.....	17
1.3	Descrição dos capítulos.....	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	Gerador fotovoltaico.....	19
2.1.1	Desempenho e fatores externos.....	22
2.1.2	Perdas relacionadas à temperatura de operação.....	22
2.1.3	Albedo em coberturas de edificações.....	28
2.1.4	Posicionamento e inclinação de geradores fotovoltaicos.....	3031
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3334
3.1	Efeito Fotovoltaico.....	3334
3.2	Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	35
3.3	Coberturas de Edificações Residenciais.....	3839
3.4	Transferência de calor entre gerador FV e superfície do telhado	40
3.4.1	Temperatura de operação do módulo fotovoltaico	4042
4	METODOLOGIA	5354
4.1	Questionário aplicado junto aos instaladores de sistemas FV	5354
4.2	Descrição do modelo matemático	54
4.2.1	Bancada de ensaios e simulação de telhado residencial.....	55
4.3	Metodologia para aferição do desempenho do gerador fotovoltaico, sistema de aquisição e armazenamento de dados.....	57
5	RESULTADOS.....	59
5.1	Resultado da pesquisa sobre distância de instalação entre o gerador fotovoltaico e o telhado da edificação	Erro! Indicador não definido.59
5.2	Comparação entre temperaturas medidas e calculadas pelo modelo matemático.....	5960
6	CONCLUSÕES	66

REFERÊNCIAS	<u>7068</u>
APÊNDICE I	<u>7774</u>

1 INTRODUÇÃO

A difusão da tecnologia fotovoltaica tem aumentado de forma bastante significativa em todo o mundo nos últimos anos. Muito deste crescimento deve-se às questões econômicas e ambientais, ou seja, à necessidade de expandir a matriz energética mundial de forma a se obter maior independência econômica em relação aos combustíveis fósseis e, ao mesmo tempo, contribuir de um modo geral e em particular para a diminuição da poluição ambiental.

A *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA) registrou no ano de 2000 uma potência instalada mundial de 1,288 GWp de geração fotovoltaica e em 2009 este valor subiu para 23,185 GWp. Entre 2009 e 2013 o crescimento da geração fotovoltaica mundial foi espantoso, chegando à marca de 138,856 GWp de potência instalada (MOSES, 2015). Um levantamento feito pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) em 2019 indicou uma potência instalada mundial de 509 GWp, capaz de gerar 2,6% de toda a energia elétrica no mundo. O crescimento mundial da potência instalada entre o ano de 2018 e 2019 foi da ordem de 102GWp. O documento estima que entre 2019 e 2022 o mundo dobrará sua capacidade instalada, chegando a mais de 1 TWp instalados (MARGOLIS; FELDMAN; BOFF, 2018).

O Brasil possui características meteorológicas atrativas para a aplicação da tecnologia fotovoltaica para geração de energia elétrica, por apresentar elevados índices de irradiância solar. As médias de irradiância solar no Brasil são bem maiores do que as médias em países cuja tecnologia fotovoltaica já está consolidada. Isso sem dúvida é um ponto fundamental para a expansão da tecnologia de geração fotovoltaica no país. Na Alemanha por exemplo, país pioneiro na utilização da tecnologia fotovoltaica, as médias anuais de irradiância são 40% menores que as médias do lugar menos ensolarado do Brasil (MOREIRA JÚNIOR *et al.*, 2020).

Porém, as regiões mais propícias para a instalação de sistemas fotovoltaicos são também as que apresentam temperaturas ambientes elevadas durante quase todo ano, o que resulta em uma elevada temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, promovendo perdas no desempenho destes. Elevados índices de irradiância solar contribuem para o aumento da temperatura ambiente, mas também devido às trocas de calor com a superfície do solo.

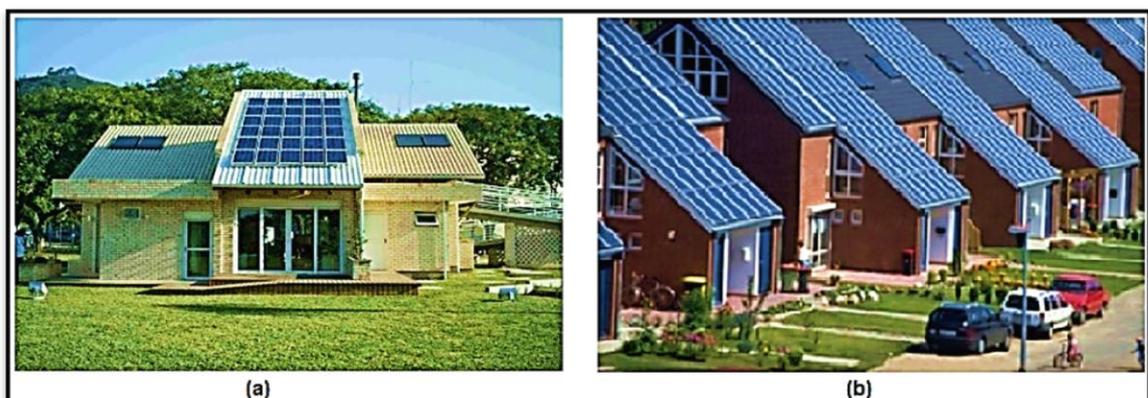
Atualmente o mercado de geradores fotovoltaicos é dominado pela tecnologia de silício cristalino (c-Si). Com o aumento do uso de tal tecnologia conseguiu-se uma

redução substancial em seu custo devido à economia de escala (OLIVEIRA, 2017), ou seja, conseguiu-se reduzir o custo de produção devido ao aumento da demanda. Tendo em vista as principais tecnologias utilizadas no mercado fotovoltaico atual, este trabalho terá seu foco na tecnologia de c-Si, e sua resposta a diferentes fatores externos tais como temperatura de operação, posicionamento, inclinação, local de instalação, entre outros.

Como dito anteriormente os fatores ambientais afetam de forma diferente cada tecnologia de geração fotovoltaica. O presente trabalho analisou os fatores em ação na instalação do gerador fotovoltaico sobre telhados residenciais. Particularmente analisou-se: a distância entre o telhado e o módulo fotovoltaico, o posicionamento do módulo, o material do telhado, temperatura de operação e irradiância solar incidente no gerador.

Tendo em vista o objetivo deste trabalho, é importante ressaltar que existem dois tipos principais de aplicação do gerador fotovoltaico em edificações. Quando o projeto da edificação já conta com a instalação do gerador, possibilitando assim a otimização das externalidades ligadas ao aumento do desempenho, a aplicação é denominada de “*building integrated*” (BIPV), ou seja, sistema fotovoltaico integrado à edificação. Caso o gerador seja instalado numa edificação que não foi planejada para seu uso, como é a maioria dos casos hoje em dia, dá-se o nome a esta aplicação de “*building applied*” (BAPV) que significa sistema fotovoltaico aplicado à edificação (PORTOLAN; SANTOS; RÜTHER, 2012). A Figura 1(a) exemplifica o tipo “*building applied*” e a Figura 1(b) o tipo “*building integrated*”.

Figura 1: Aplicação de geradores fotovoltaicos às edificações: a) Sistema fotovoltaico aplicado à edificação (BAPV), b) Sistema fotovoltaico Integrado à edificação (BIPV)



Fonte: Rütther et al (2012)

A análise dos fatores externos é importante tanto para instalações do tipo aplicado à edificação quanto para as do tipo integrado à edificação, porém no caso da última há a possibilidade de que essa análise seja feita de forma tempestiva no projeto da edificação. No caso das residências que não foram projetadas para o uso do gerador fotovoltaico, *building applied*, as perdas relacionadas às “externalidades” são bem mais significativas, desta forma a análise destes casos permite a criação de medidas mitigadoras para as perdas oriundas destes fatores.

1.1 Justificativa

A capacidade instalada mundial de geração fotovoltaica cresceu muito nos últimos anos e tende a crescer ainda mais com a diminuição do preço dos equipamentos. No Brasil, o incentivo à inserção desse tipo de tecnologia na matriz energética começou em 2012, como resultado da Resolução normativa (RN) 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da instalação dos sistemas em unidades consumidoras ou diretamente no Sistema Integrado Nacional (SIN).

A grande expansão desse tipo de sistema traz consigo uma série de desafios, seja com relação à qualidade da energia gerada, a manutenção do sistema, o desempenho do gerador fotovoltaico, entre outros. Como o funcionamento do sistema fotovoltaico é dependente de variáveis climáticas, ocorre apenas durante o período diurno, é imperativo que o projeto e a manutenção desse tipo de sistema contemplem questões de desempenho e segurança inerentes ao funcionamento adequado do mesmo.

Assim como qualquer tipo de aparelho eletrônico, o gerador fotovoltaico (FV) sofre o impacto da temperatura de operação, e também da ação do tempo já que sua exposição às condições climáticas é inevitável. O gerador FV fotovoltaico muitas vezes supera a temperatura de operação na qual foram feitas as aferições de sua capacidade de geração de energia, comprometendo seu desempenho elétrico, porém existem formas de atuar para que essas perdas sejam reduzidas. Sendo assim cabe avaliar o desempenho do gerador enfocando a questão da temperatura de operação e os fatores que atuam sobre a mesma.

1.2 Objetivos

Analisar os efeitos das condições de instalação e fatores meteorológicos no desempenho de geradores FV instalados sobre telhados residenciais.

Os objetivos específicos são:

- a) Pesquisar junto aos instaladores de sistemas fotovoltaicos as distâncias de instalação entre geradores fotovoltaicos e telhados residenciais;
- b) Propor um modelo da transferência de calor entre o gerador fotovoltaico de silício cristalino e telhados residenciais, para identificação da distância entre os mesmos, maximizando as perdas de calor do gerador para o ambiente, considerando a influência de variáveis meteorológicas para a cidade de Belo Horizonte/MG;
- c) Avaliar experimentalmente o desempenho de geradores fotovoltaicos considerando o efeito da temperatura ambiente (T_a) de Belo Horizonte, em telhados com várias distâncias entre gerador e telhado, e com telhados de diversos materiais construtivos;
- d) Comparar os resultados do modelo desenvolvido com os resultados do monitoramento em tempo real dos módulos fotovoltaicos, em diferentes tipos de telhados.

1.3 Descrição dos capítulos

O capítulo 2 contempla a revisão bibliográfica dos textos de literatura técnica que tratam a respeito dos assuntos correlatos ao tema de estudo desta dissertação, ou seja, estudos relacionados à temperatura de operação e desempenho de geradores fotovoltaicos.

O capítulo 3 traz as referências teóricas sobre os temas: desempenho e temperatura de operação, em busca de levantar não só as equações pertinentes para a realização da parte empírica da dissertação, mas também aprofundando-se na teoria a fim de traçar a melhor estratégia metodológica para fornecer os resultados que irão proporcionar conclusões a respeito dos temas em pauta. É possível através do capítulo 3, obter o entendimento dos fundamentos do funcionamento da conversão de energia solar em energia elétrica, mecanismo fundamental para analisar a questão da temperatura e do desempenho de módulos FV. As formas de instalação do gerador fotovoltaico também são abordadas, e assim, ganha-se um melhor entendimento

sobre como atuar nessa organização a fim de coletar os dados necessários para este trabalho.

O capítulo 4 trata da metodologia a ser utilizada na obtenção dos resultados necessários. A metodologia é a parte do trabalho onde foram definidos os aspectos práticos da pesquisa, onde foram abordadas técnicas de realização de experimentos, equipamentos utilizados, limitações dos mesmos e parâmetros de coleta. O objetivo deste capítulo é efetivamente descrever os procedimentos aplicados durante o desenvolvimento dessa pesquisa, abordando a parte experimental e teórica (modelo matemático).

No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos através do modelo matemático e das medições em campo, assim como a análise destes dados.

O capítulo 6 discute e conclui a análise dos dados coletados e avalia se os mesmos estão dentro das expectativas ou não. A discussão dos resultados geralmente leva a um melhor entendimento sobre os fenômenos estudados e muitas vezes abre outras possibilidades de estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma visão geral da literatura a respeito do tema desta pesquisa. Foram abordados principalmente estudos relativos ao desempenho de geradores fotovoltaicos em diferentes condições de instalação/operação, com ênfase na temperatura de operação do gerador; os modos de transferência de calor envolvidos neste tipo de estudo; os coeficientes de transferência de calor obtidos experimentalmente; e técnicas de refrigeração de módulos fotovoltaicos.

2.1 Gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é a parte principal e mais sensível do sistema fotovoltaico. Ele é composto por diversos módulos fotovoltaicos que são responsáveis pela conversão da irradiância solar em energia elétrica. A característica “modular” do gerador, e por isso sua organização em módulos, possibilita uma infinidade de arranjos que vão variar em função da área disponível para a instalação do mesmo, bem como das características elétricas de entrada do inversor – responsável por converter a energia elétrica gerada em corrente contínua em alternada. A Figura 2 é um exemplo de um gerador fotovoltaico instalado sobre o telhado de uma edificação.

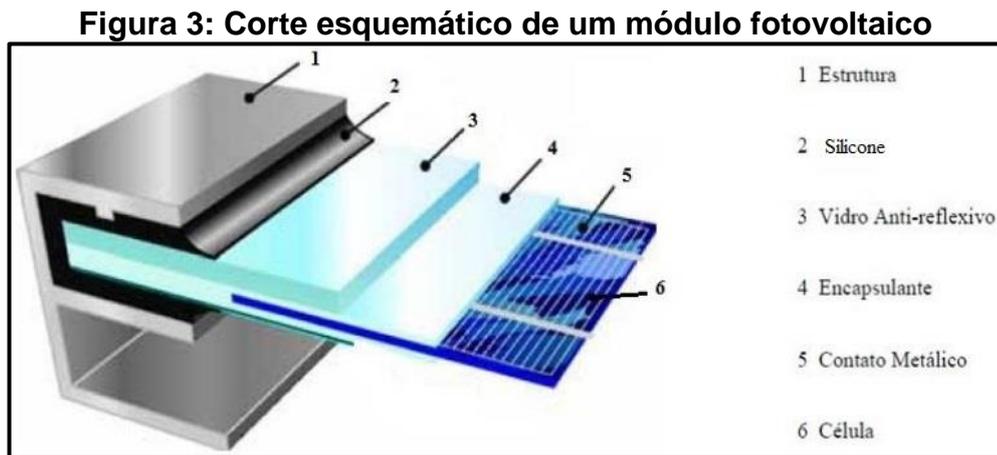
Figura 2: Gerador fotovoltaico instalado sobre telhado de edificação



Fonte: Elaborado pelo autor

As células que compõem o módulo em geral são ligadas em série com o objetivo de aumentar a tensão total de saída, já que uma única célula produz tensão, em torno de 0,5V (WÜRFEL e WÜRFEL, 2016).

As células são elementos delgados e precisam estar bem protegidas contra choques mecânicos e intempéries, sendo assim, estas são encapsuladas em material polimérico e protegidas por um vidro temperado, além de uma estrutura que dá suporte ao conjunto normalmente feita em alumínio. A Figura 3 apresenta um corte esquemático de um módulo fotovoltaico e seus principais constituintes.



Fonte: STEIGLEDER (2006)

A lâmina de vidro que fica na parte frontal do gerador é coberta com uma camada transparente de material antirreflexivo que é responsável por aumentar a absorção de irradiância solar, limitando sua reflexão.

Apesar da grande evolução da tecnologia de equipamentos de geração fotovoltaica, e conseqüentemente o aumento de seu uso e redução dos preços, vários são os fatores que influenciam no desempenho do gerador fotovoltaico. Alguns destes fatores são intrínsecos ao material usado na fabricação das células, sendo assim cada tecnologia vai apresentar um rendimento característico dependendo do material usado em sua fabricação. Outros fatores que também influenciam na eficiência das células solares são os fatores ambientais.

As limitações de rendimento que estão atreladas às características construtivas das células fotovoltaicas são o grande desafio da área. Alguns arranjos novos de dispositivos conhecidos, como por exemplo as células de silício cristalino bifaciais (FEBRAS, 2012), que aproveitam a irradiância solar refletida do solo, o uso de novos materiais como a *perovskita* (KRATZENBERG; RÜTHER; RAMBO, 2019), que já

alcançou 25,5% de rendimento nos testes laboratoriais, estão sendo estudados com o intuito de aumentar a porcentagem de conversão de irradiância solar em energia elétrica. A Tabela 1 agrupa as principais tecnologias de geração fotovoltaica usadas comercialmente em função de seu rendimento.

Tabela 1: Eficiência típica das principais tecnologias de células solares em testes laboratoriais

Tecnologia	Rendimento (%)
Telureto de Cádmio (CdTe)	22,1
Silício Multicristalino	23,2
Silício Monocristalino	26,1
Células Solares Orgânicas	17,4

Fonte: Adaptado de NREL (2020)

As células de silício monocristalino são as que apresentam maior eficiência em torno dos 26%, ou seja, de toda irradiância solar incidente na célula, 26% é transformada em energia elétrica. Na outra ponta, têm-se as tecnologias que oferecem valores de rendimento em torno de 17,4%, são as células solares orgânicas. Vale lembrar que estes valores foram obtidos em testes de laboratório e que em uma situação real de operação, os valores de rendimento são menores. Para a célula de silício monocristalino o valor máximo de rendimento real gira em torno dos 18%. A Figura 4 ilustra dois tipos de módulos de silício cristalino usados em residências.

Figura 4: Tipos de módulos usados em telhados residenciais: a) módulos de silício cristalino tradicionais; b) módulos de silício cristalino em formato de telha



Fonte: Canal solar (2019)

2.1.1 Desempenho e fatores externos

O rendimento do gerador fotovoltaico, além de ser influenciado pela tecnologia de conversão das células solares, também tem forte dependência dos fatores temperatura, irradiância solar e espectro solar (DUFFIE e BECKMAN,2006). Sendo assim, a análise destes fatores tem que ser compatibilizada com a tecnologia de conversão solar e os equipamentos que serão usados em um dado projeto. Outros fatores relevantes são o posicionamento do gerador fotovoltaico e a temperatura de operação das células solares, que afetam severamente o rendimento do sistema.

2.1.2 Perdas relacionadas à temperatura de operação

A temperatura tem um papel importante no processo de conversão fotovoltaica, tanto a eficiência elétrica quanto a potência de saída do módulo fotovoltaico decrescem com o aumento de temperatura de operação (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008).

Segundo Trillo-Montero e outros (2014), as perdas pelo aumento da temperatura de operação do módulo fotovoltaico podem variar entre 15 e 25%, resultado este obtido em estudo realizado pelos próprios autores, que monitoraram dois sistemas fotovoltaicos na região de Andaluzia na Espanha. Simioni (2017) afirma que a eficiência do módulo fotovoltaico diminui com o aumento da temperatura de operação, e que este aumento depende não só da temperatura ambiente mas também de outros fatores externos como a irradiância solar, velocidade e direção do vento (SIMIONI, 2017). O mesmo autor ainda argumenta que, sob o efeito da irradiância solar, a temperatura do módulo será sempre maior que a temperatura ambiente, devido às trocas térmicas entre os componentes do módulo e o ambiente. O aumento da temperatura acarreta a diminuição do *bandgap* do material semicondutor constituinte da célula solar, elevando a corrente de curto-circuito e diminuindo a tensão de circuito aberto, ocasionando assim a redução da potência do gerador.

Leow e outros (2016) afirmam que o módulo fotovoltaico trabalhando em uma temperatura menor é capaz de gerar mais energia do que operando em altas temperaturas. Em seu estudo, os autores simularam a temperatura superficial do módulo levando em consideração diferentes velocidades do vento, a saber, 0; 0,43; 2,5 e 6,95 m/s. A simulação foi feita no *software* ANSYS capaz de fazer a análise fluidodinâmica e prever o comportamento do escoamento de fluidos. As condições de

contorno aplicadas foram uma temperatura ambiente de 35°C e uma irradiância solar de 1000 W/m², sendo que para cada velocidade do vento foram calculadas a mínima e a máxima temperaturas atingidas pelo módulo, como pode-se verificar na Tabela 2.

Tabela 2: Temperatura do módulo fotovoltaico em função da velocidade do vento

Velocidade do Vento (m/s)	Menor Temperatura (°C)	Maior Temperatura (°C)
0,00	65,00	91,65
0,43	63,52	88,24
2,50	57,79	75,66
6,95	50,88	60,89

Fonte: Leow e outros (2016)

Um estudo de Sajjad e outros (2019) revela um ganho de eficiência da ordem de 7% no rendimento médio, comparando um módulo sem resfriamento e outro módulo resfriado por ar na parte posterior. Simioni (2017), que analisou o potencial de geração fotovoltaica no Brasil, deparou-se com perdas de até 15% na geração de energia elétrica por causa da temperatura, e no caso de instalações integradas a edificações esse valor pode chegar a 30%.

Souza e Aristone (2018) realizaram um estudo para avaliar o efeito da temperatura e da irradiância solar em módulos fotovoltaicos. Neste estudo, as medições foram feitas por um sistema automatizado de coleta e monitoramento de dados em um conjunto de três módulos fotovoltaicos de 100 Wp cada, instalados sobre o solo e conectados em paralelo. O objetivo do estudo foi determinar a eficiência do sistema fotovoltaico a partir das medidas das grandezas elétricas e meteorológicas, chegando assim ao cálculo do fator de forma e da potência máxima atingida pelo sistema. Os autores concluíram que os valores médios da tensão de circuito aberto medidos são menores que os valores especificados na folha de dados dos módulos, pois estes foram calculados na condição padrão de operação, a 25°C, comprovando assim que para temperaturas maiores que a padrão a tensão começa a diminuir.

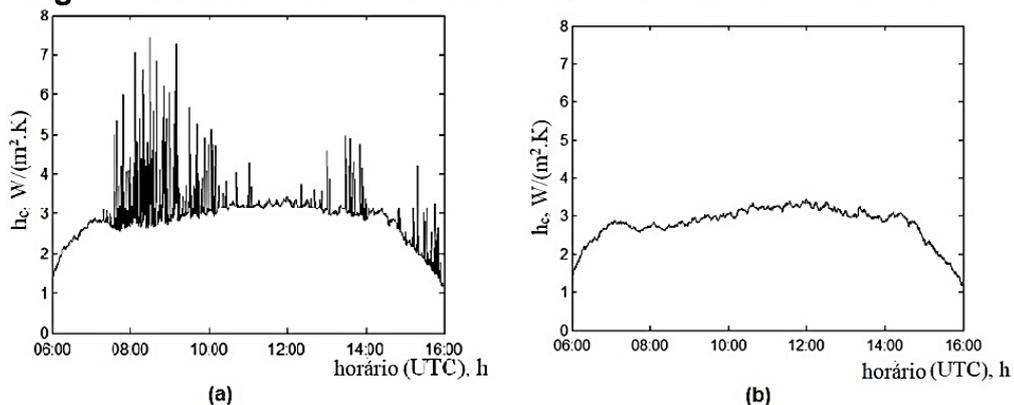
A análise da curva de corrente de curto circuito mostra que esta tem a mesma forma da curva de irradiância no plano dos módulos fotovoltaicos, o que demonstra uma dependência linear entre a variação da irradiância e a corrente gerada pelo módulo. Outra dependência observada foi entre a temperatura superficial do módulo e a irradiância no plano dos módulos, constatação feita a partir da comparação das duas curvas, que tem aspectos semelhantes, porém defasadas pois a variação da

temperatura na célula não tem resposta imediata à variação da irradiância. Com relação à curva de potência máxima esta tem a mesma forma da curva de irradiância mostrando que, assim como a corrente, é diretamente proporcional à irradiância (SOUZA; ARISTONE, 2018).

A temperatura superficial de um módulo fotovoltaico exposto à irradiância solar é função de características como emissividade, absorvidade da célula fotovoltaica e das trocas convectivas entre a superfície e o ambiente. A emissividade dos objetos de um modo geral varia entre 0,10 a 0,95 e a emissividade do vidro é em torno de 0,85. Sendo assim para o módulo fotovoltaico, os valores de emissividade usados em alguns estudos ficam entre 0,85 e 0,91 (MALINEK e outros, 2016). Malinek e outros (2016) desenvolveram um modelo considerando a emissividade, a absorvidade e o coeficiente convectivo para estimar a temperatura superficial do módulo fotovoltaico exposto à irradiância solar.

A emissividade para o módulo, como já foi dito, foi estabelecida pelos autores entre 0,85 e 0,91, e a absorvidade foi calculada por meio da fórmula proposta por Santbergen e van Zolingen (2007). O coeficiente convectivo depende do ambiente onde o módulo está localizado, pois carrega influências das condições do vento, convecção natural e convecção forçada, sendo que no caso do experimento de Malinek e outros (2016) foi feita uma aproximação como uma função linear da velocidade do vento. Os resultados do experimento mostraram uma aproximação de 98,62% entre o coeficiente convectivo modelado e o medido. Na Figura 5 é possível ver a curva dos valores medidos em (a), e a do modelo em (b). Segundo os autores o ruído presente na curva dos valores medidos deve-se à passagem de nuvens e poluição química, que diminui a irradiância solar incidente no módulo e, conseqüentemente, diminui sua temperatura, porém este não é um efeito do vento.

Figura 5: Valores de coeficiente convectivo medido e modelado



Fonte: Malinek e outros (2016)

Na tentativa de reduzir a temperatura superficial dos módulos fotovoltaicos, Santos e outros (2018) testaram duas estratégias de resfriamento, uma de resfriamento passivo e outra de resfriamento ativo. No primeiro caso, de resfriamento passivo, foram usadas aletas de alumínio posicionadas na parte posterior do módulo, e no segundo caso, resfriamento ativo, os autores usaram as mesmas aletas do resfriamento passivo acrescidas de uma tampa fixada com rebites às pontas das aletas, formando assim canais retangulares. Um ventilador foi acoplado por meio de um difusor de aço galvanizado ao dissipador de canais retangulares, o acionamento do ventilador foi feito por um temporizador digital acoplado à fonte de alimentação. Na Figura 6, o *setup* completo à esquerda, e à direita detalhe da instalação do ventilador.

Figura 6: Módulos com dissipadores em forma de aleta e ventilador



Fonte: Santos e outros (2018)

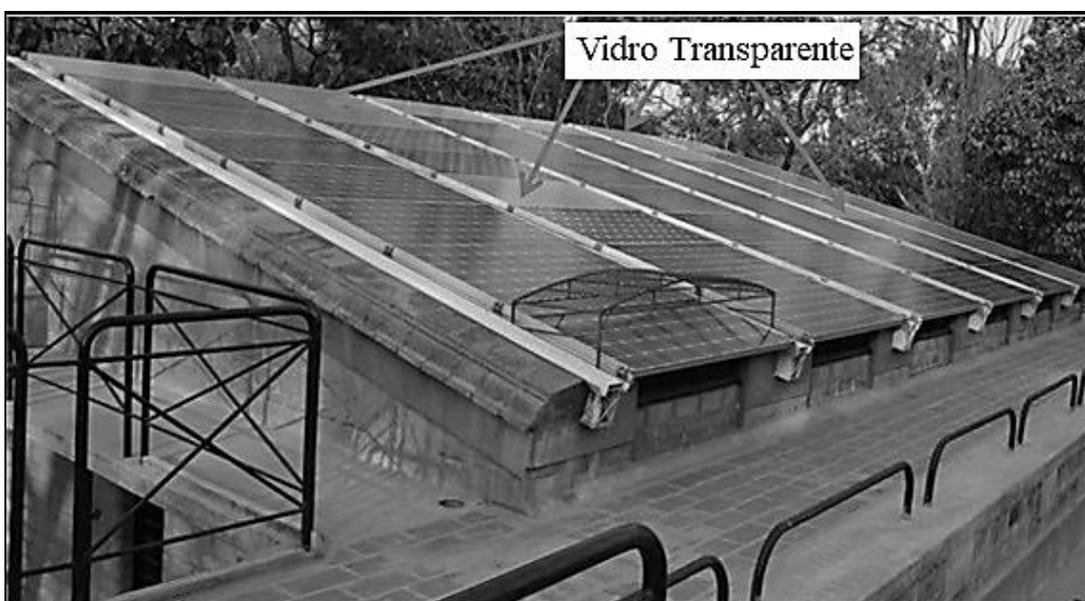
O resultado do experimento mostrou a eficácia de ambos os métodos na redução da temperatura dos módulos, e as menores temperaturas foram atingidas com a estratégia de ventilação forçada. Com relação à geração de energia, os autores relataram que não houve diferença significativa entre a geração do módulo de referência (sem ventilação) e os módulos com resfriamento. O módulo com resfriamento por aletas inclusive teve rendimento inferior ao módulo de referência. O módulo com resfriamento forçado teve seu rendimento aumentado, porém a energia líquida, descontada a energia utilizada com o ventilador, foi a menor de todos os casos.

Na tentativa de formular um modelo matemático para prever a temperatura de operação de usinas fotovoltaicas flutuantes, Laurence e outros (2017) fizeram uso do *software* Matlab para simular uma usina flutuante, e conseguiram resultados com um erro em relação à temperatura medida de no máximo 4%. Os autores destacam que

a temperatura de operação do módulo é o fator mais crítico que afeta o desempenho do sistema, sendo assim ele governa o desempenho efetivo das células solares e dos semicondutores em geral. Nos dois modelos simulados pelos autores, os fatores como irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento foram usados como variáveis de entrada, porém no segundo modelo a variável temperatura da água foi acrescida, o que gerou no final uma diferença de temperatura de 4% a menos em relação ao primeiro modelo.

Pillai e outros (2014) realizaram um estudo na Índia para avaliar o impacto da temperatura de operação do módulo fotovoltaico no rendimento do sistema e no conforto térmico do ambiente interno à edificação, já que o gerador fotovoltaico foi instalado de forma integrada ao telhado de uma edificação. A potência do gerador estudado era de 5,25 kWp, o mesmo foi posicionado diretamente sobre o telhado da edificação, e por meio de medições das temperaturas do ambiente interno e do ambiente externo verificou-se que o ambiente externo aqueceu mais que o ambiente interno durante todo ano. As medições de temperatura do gerador fotovoltaico registraram temperaturas entre 60 e 70 °C, o ambiente interno da edificação em comparação chegou a registrar temperaturas maiores que 30 °C. Como pode-se notar na Figura 7, os módulos foram integrados ao telhado de tal forma que a ventilação da parte posterior dos mesmos ficou comprometida. Entre os módulos existem também painéis de vidro usados para prover iluminação do ambiente interno.

Figura 7: Gerador fotovoltaico de 5,25kWp integrado à edificação

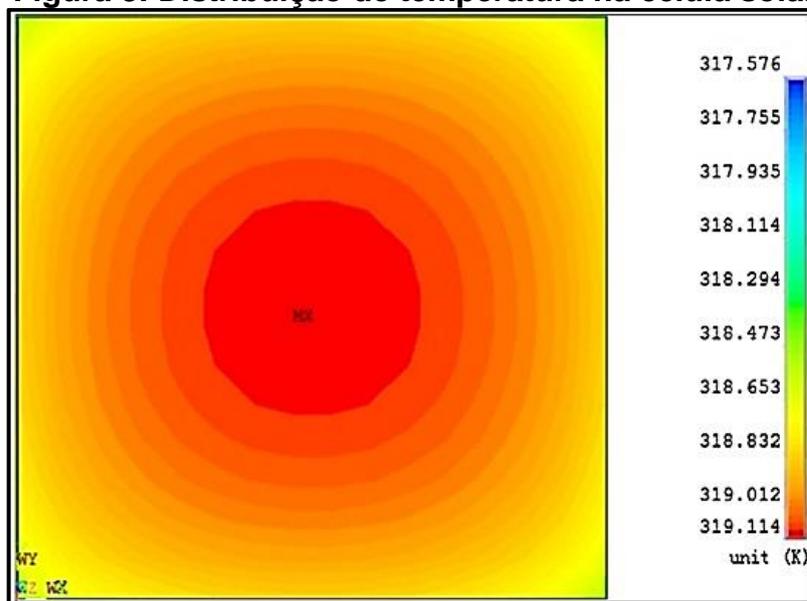


Fonte : Pillai e outros (2014)

Com relação ao efeito produzido pelo aumento de temperatura no gerador fotovoltaico foi registrada uma perda de aproximadamente 7,3% na eficiência de geração de energia elétrica do mesmo, a maior perda aconteceu nos momentos de maior irradiância solar. Como forma de mitigar o efeito da temperatura sobre o gerador fotovoltaico, os autores sugerem uma forma de resfriamento passivo por meio do aumento da distância entre o gerador e o telhado, o que irá favorecer a convecção natural e a forçada, pois dessa forma haverá espaço e ausência de obstáculos laterais para que o vento possa passar pela parte posterior do gerador.

A parte do módulo fotovoltaico que mais aquece é a parte posterior, muito em função desta não estar tão exposta ao ambiente quanto a parte frontal do módulo tendo assim a circulação de ar e a convecção natural prejudicadas. Em um estudo que avaliou a distribuição de temperatura na superfície posterior de módulos fotovoltaicos de p-Si, Zhou e outros (2017) verificaram o impacto do material usado para compor a parte posterior do módulo (*backsheet*), como conclusão eles sugerem que a eficiência do módulo pode ser melhorada com o uso de materiais que percam calor mais facilmente, como o alumínio. Eles verificaram também a distribuição de temperatura sobre a célula solar por meio de imageamento termográfico. Na Figura 8 pode-se ver que a temperatura aumenta da periferia para o meio da célula, sugerindo que este comportamento também se estende ao módulo fotovoltaico.

Figura 8: Distribuição de temperatura na célula solar



Fonte: Zhou e outros (2017)

2.1.3 Albedo em coberturas de edificações

De acordo com Gonçalves (2006), o albedo é a relação da energia refletida sobre a energia incidente numa superfície. Segundo Pereira e outros (2006), o albedo de superfície de solo é função da refletância da camada de cobertura do solo e de seu uso. Sendo assim o albedo varia ao longo do ano em função da cobertura vegetal e das condições climáticas.

Quando se fala em albedo em coberturas de edificações está se referindo à parcela da irradiância solar refletida pelo telhado, e que contribui com uma parcela de calor para o aquecimento da parte posterior do módulo, sendo assim é importante quantificar essa contribuição do albedo.

Em um estudo sobre temperatura superficial dos materiais utilizados nas coberturas de edifícios no Brasil, Ferreira e Prado (2003) avaliaram que o albedo é uma variável que influi no ganho de calor destes materiais, e que o desempenho térmico dos materiais é caracterizado pela temperatura superficial que estes podem atingir. O desempenho térmico está vinculado à emissividade dos materiais, e é responsável pela perda de calor por irradiância, determinando a quantidade de irradiância térmica que é perdida para o entorno. A quantidade de irradiância que um material absorve e emite, juntamente com a perda de calor por convecção, são fatores que exercem influência direta sobre a temperatura superficial de um material.

A pesquisa analisou os materiais mais populares utilizados em coberturas de edifícios brasileiros, tais como: cerâmica vermelha e branca, fibrocimento sem amianto, alumínio com e sem pintura, aço galvanizado com e sem pintura, metal com banho de alumínio e zinco, metal termo acústico nas cores alumínio, verde, branco e cerâmica, e cimento colorido nas cores cinza claro, cinza escuro, vermelho e ocre, com e sem resina. Dentre os materiais avaliados, a cerâmica vermelha e a branca atingiram temperaturas superficiais mais baixas que as temperaturas do ar. Por meio da medição realizada constatou-se que as cerâmicas brancas e vermelhas apresentaram resultados de albedo similares aos materiais metálicos, com valores de albedo em torno de 55%, porém os materiais metálicos atingem temperaturas superficiais muito mais altas devido à baixa emissividade dos mesmos. Os resultados da pesquisa levam à conclusão de que os valores de albedo e emissividade da cerâmica vermelha e branca podem classificá-las como materiais “frios”, e já os materiais metálicos com sua baixa emissividade não são passíveis da classificação

como materiais “frios”, ou seja, mesmo tendo um alto valor de albedo, os materiais metálicos ainda são os de maior temperatura superficial devido à sua baixa emissividade. A pintura pode ajudar a atenuar a temperatura, principalmente com cores claras ou espelhadas, mas ainda assim não diminui a temperatura de maneira significativa. A Tabela 3 mostra os resultados da pesquisa dos materiais estudados. A coluna “albedo envelhecido” traz a normalização do valor de albedo para um valor que considera o desgaste do material com o tempo.

Tabela 3: Albedo e emissividade em diversos materiais de coberturas de edificações

Material	Albedo Envelhecido	Emissividade do material	Temperatura Superficial	Temperatura Superficial	Diferença de temperatura entre o ar e o material	
	$a_{\text{envelhecido}}$	e	Ts (K)	Ts (°C)	(K) ou (°C)	
Cerâmica Vermelha	0,53	0,9	309,92	36,8	-0,1	
Cerâmica Branca	0,54	0,9	309,37	36,2	-0,6	
Fibrocimento	0,34	0,9	320,26	47,1	10,3	
Alumínio	Sem pintura	0,57	0,05	342,57	69,4	32,6
	Marfim	0,47	0,9	313,23	40,1	3,2
	Amarelo	0,45	0,9	314,32	41,2	4,3
	Bege	0,45	0,9	314,32	41,2	4,3
	Azul Claro	0,42	0,9	315,95	42,8	6,0
	Cinza Platina	0,41	0,9	316,49	43,3	6,5
	Vermelho	0,38	0,9	318,11	45,0	8,1
	Azul Santiago	0,31	0,9	321,86	48,7	11,9
	Verde Imperial	0,28	0,9	323,45	50,3	13,5
Cerâmica Asteca	0,26	0,9	324,50	51,4	14,5	
Aço Galvanizado	Sem pintura	0,57	0,25	331,06	57,9	21,1
	Branco	0,49	0,9	312,34	39,2	2,3
	Amarelo	0,37	0,9	318,65	45,5	8,7
	Cinza Claro	0,33	0,9	320,79	47,6	10,8
	Vermelho	0,32	0,9	321,33	48,2	11,3
	Azul Escuro	0,28	0,9	323,45	50,3	13,5
	Cinza Escuro	0,27	0,9	323,98	50,8	14,0
	Verde	0,21	0,9	327,13	54,0	17,1
	Cerâmica	0,20	0,9	327,65	54,5	17,7
Metal(Al +Z)	Sem pintura	0,54	0,25	333,21	60,1	23,2
Cimento colorido	Cinza escuro	0,26	0,9	323,98	50,8	14,0
	Cinza Escuro c/ resina	0,13	0,9	331,28	58,1	21,3
	Cinza claro	0,49	0,9	322,92	49,8	12,9
	Cinza Claro c/ resina	0,27	0,9	323,98	50,8	14,0
	Vermelha	0,37	0,9	326,60	53,5	16,6
	Vermelho c/ resina	0,28	0,9	323,45	50,3	13,5
	Ocre	0,33	0,9	323,98	50,8	14,0
	Ocre com resina	0,23	0,9	326,08	52,9	16,1
Metal Termo-acústico	Branca	0,32	0,66	319,26	46,1	9,3
	Alumínio	0,28	0,25	332,50	59,4	22,5
	Verde	0,27	0,4	329,41	56,3	19,4
	Cerâmica	0,43	0,66	323,39	50,2	13,4

Fonte: Ferreira e Prado (2003)

De posse dos valores de temperatura superficial para cada tipo de cobertura pode-se ter uma ideia do que esperar com relação às coberturas que foram estudadas. Vale ressaltar que a questão das cores é sempre relevante quando se trata de transferência de calor por irradiância. Cores mais escuras tendem sempre a causar um aquecimento superficial maior, como se pode ver pela Tabela 3, onde o aço galvanizado pintado de branco tem temperatura superficial menor que o mesmo aço pintado de azul escuro. Cores mais claras ou superfícies espelhadas refletem mais irradiância. Porém, devido à baixa emissividade dos metais, mesmo refletindo mais irradiância quando não estão pintados, seu aquecimento é maior.

2.1.4 Posicionamento e inclinação de geradores fotovoltaicos

O posicionamento do gerador fotovoltaico sobre telhados residenciais tende a ser bastante limitado, pois este deve se submeter às características construtivas de cada edificação. Como a maioria das residências não foi projetada para comportar um gerador fotovoltaico, o posicionamento (orientação) e a inclinação do gerador tentem a acompanhar a posição e inclinação do telhado, sendo assim, muitas vezes não é possível atender aos critérios ótimos que vão maximizar o desempenho do gerador. Com relação ao posicionamento do gerador, Barbosa e outros (2012) propuseram um experimento onde variaram a inclinação de um gerador fotovoltaico de 3,8 kWp através de simulações computacionais, usando os softwares *EnergyPlus*, *Google SketchUp* e *NREL OpenStudio*. No experimento, a inclinação do gerador foi modificada de 90° para 20°, o resultado foi um aumento de 91% na geração de energia anual. Vale ressaltar que o ângulo de 20° é bem próximo do valor da latitude do local onde o gerador estava instalado, e que a literatura sobre o tema indica que o ângulo ideal de inclinação do gerador deve ser igual a latitude do local, para simulações que visem maximizar a geração de energia ao longo do ano. Para a maximização em diferentes épocas estes valores podem mudar significativamente.

Segundo TamizhMani e Kuitche (2012), a perda de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede pode ser causada por vários fatores não relacionados com ocorrências de falhas nos módulos ou mesmo a fatores relacionados ao desgaste natural dos mesmos, ao longo de sua vida útil. Assim, para a determinação das taxas de degradação de módulos fotovoltaicos é importante isolar e remover as influências de todos os outros fatores que não estejam relacionados aos problemas de durabilidade dos módulos, isto é desgaste natural. Na Tabela 4, são apresentados os

principais problemas identificados em sistemas fotovoltaicos, seu impacto na geração de energia e as respectivas causas dos mesmos.

Tabela 4 : Fatores que afetam a geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos

Fator	Impacto (%)	Motivo / Causa
Orientação do módulo	-25,0 a 30,0	Instalação
Perdas de utilização do arranjo (MPPT)	-30,0 a -5,0	Inversor
Especificação de potência do módulo	-15,0 a 0,0	Desempenho(sobre estimacão)
Coeficientes de temperatura do módulo	-10,0 a -2,0	Desempenho
Degradação do módulo (ou arranjo) (%/ano)	-7,0 a 0,5	Durabilidade
Vmp Módulo x Irradiância solar	-5,0 a 5,0	Desempenho
Sujidade do módulo (média anual)	-10,0 a 0,0	Local de Instalação e ângulo de inclinação
Perdas óticas em função do ângulo de incidência	-5,0 a 0,0	Desempenho
Incompatibilidade entre módulos no arranjo	-5,0 a 0,0	Variacão da Durabilidade
Variacão solar espectral	-3,0 a 1,0	Desempenho

Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012)

Como se pode notar pela Tabela 4, as perdas devido ao posicionamento do módulo contribuem para as maiores perdas de desempenho no gerador fotovoltaico, uma variaçã de -25% a 30% mostra como o posicionamento do módulo pode por um lado afetar muito o desempenho do sistema e por outro ter uma influência positiva no mesmo. Além da influência direta do posicionamento do módulo no desempenho, a Tabela 4 também mostra a influência indireta da inclinação no desempenho, pois o acúmulo de sujidade sobre o módulo varia com a inclinação, e a perda de desempenho é proporcional ao acúmulo de sujidade.

Xing e outros (2014) propuseram uma simulação computacional usando um modelo em FDC (fluido dinâmica computacional) acoplado a um modelo do circuito elétrico equivalente da célula fotovoltaica. A simulação avaliou o desempenho do sistema fotovoltaico em função do ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico. A inclinação foi variada entre 0° e 90° e foi feita a medição da irradiância incidente para

diferentes ângulos dentre este intervalo. O resultado foi que de 0° a 30° houve o crescimento da captação de irradiância solar, conforme pode ser visto na Tabela 5, após 30° até 90° a captação da irradiância solar foi diminuindo linearmente. A potência de saída acompanha essa tendência de aumento até os 30°, depois, assim como a irradiância solar, há o decréscimo linear até os 90°.

Tabela 5 : Irradiância solar incidente em função da inclinação do módulo FV

Ângulo de inclinação (graus)	Irradiância solar (W/m ²)
0	866
5	906
10	940
15	966
20	985
25	996
30	1000
35	996
40	985
45	966
50	940
55	906
60	866
65	819
70	766
75	707
80	643
85	574
90	500

Fonte: Xing e outros (2014)

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentadas as referências teóricas sobre desempenho de geradores fotovoltaicos e sua temperatura de operação. Serão descritas as equações que embasam o modelo matemático e traçadas as estratégias metodológicas para a aquisição dos resultados que irão proporcionar conclusões a respeito do tema em estudo. Os fundamentos da conversão de irradiância solar em energia elétrica através de dispositivos fotovoltaicos serão apresentados, como subsídio para analisar a questão da temperatura e desempenho dos módulos FV. As formas de instalação do gerador fotovoltaico também são abordadas, e assim, ganha-se um melhor entendimento sobre como atuar nessa organização a fim de coletar os dados necessários para este trabalho.

3.1 Efeito Fotovoltaico

A conversão da irradiância solar em energia elétrica só é possível devido à descoberta do efeito fotovoltaico, em 1838, por Edmond Becquerel. As células solares são as responsáveis por fazer com que o efeito fotovoltaico aconteça, elas são fabricadas a partir de materiais semicondutores de um ou mais tipos dopados com substâncias que vão possibilitar a geração de energia elétrica a partir dos fótons da irradiância solar.

Segundo Fonash (2010), o efeito fotovoltaico tem como função a geração de energia elétrica a partir de energia solar.

Um dos materiais semicondutores mais utilizados para a fabricação das células solares é o silício. O silício é abundante na superfície terrestre, o que possibilita sua obtenção a baixo custo, porém seu beneficiamento para que chegue ao grau solar ou eletrônico necessário para fabricar uma célula solar é um processo complexo e de alto custo.

O material semicondutor é um material que possui a banda de valência completamente cheia, a banda proibida entre 1 e 2eV, e em oposição sua banda de condução é completamente vazia. Para que um elétron consiga passar da banda de valência para a banda de condução, ou seja vencer a banda proibida, é necessária uma energia de aproximadamente 1eV, sendo assim um semicondutor à temperatura ambiente pode conduzir eletricidade (FAHRENBRUCH E BUBE, 1983).

Os fótons existentes na irradiância solar são capazes de excitar o material semicondutor a ponto de fazerem com que ocorra condução de eletricidade, porém quando um elétron salta da banda de valência para a banda de condução, ele deixa um vazio no seu lugar de origem que é rapidamente preenchido por outro elétron, restabelecendo assim o equilíbrio interno do material, sendo este fenômeno denominado de recombinação. Para que a condutividade do material aumente, ou seja, para evitar a recombinação, a estratégia adotada é fazer a “dopagem” do mesmo com algum elemento que o deixe com excesso ou ausência de elétrons na camada de valência (FAHRENBRUCH E BUBE, 1983).

O silício possui quatro elétrons em sua camada de valência, sendo assim quando o material é dopado com um elemento que possui cinco elétrons em sua camada de valência, o fósforo por exemplo, fazendo com que um elétron fique livre, sendo assim à temperatura ambiente este elétron quebrará a ligação e se tornará um elétron livre, facilitando a condução elétrica. O semicondutor ficará com excesso de elétrons, e a este tipo de semicondutor dá-se o nome de semicondutor tipo-n. Se por outro lado o silício for dopado com um material que tenha apenas três elétrons na sua camada de valência, o elemento boro por exemplo, resultará na falta de um elétron na camada de valência, deixando assim o semicondutor com excesso de lacunas. Este semicondutor com excesso de lacunas é denominado semicondutor tipo-p (FAHRENBRUCH E BUBE, 1983).

A célula solar é composta pela junção dos dois semicondutores dopados, um do tipo p e outro do tipo n, sendo esta região onde ocorre a união dos semicondutores chamada de junção pn.

Na região da junção pn, os elétrons livres do semicondutor n migram para o semicondutor p e uma diferença de potencial é criada, e em seguida um campo elétrico surge na área da junção, o que impede que mais elétrons passem do semicondutor n para o semicondutor p, fazendo com que a junção entre em equilíbrio térmico.

O fóton da irradiância solar incidindo sobre a célula solar atravessa o material semicondutor tipo-n, que pode ser chamado de “janela”, a região de depleção, e chega até o material tipo-p que é a camada absorvedora, onde quebra as ligações covalentes existentes entre os átomos liberando elétrons que adquirem energia suficiente para vencer o campo elétrico na junção e passarem para o material n, onde podem ser coletados pelas grades feitas de material condutor existentes nessa região (WÜRFEL

E WÜRFEL, 2016). Essa captura vai depender de haver uma carga ligada à célula solar.

3.2 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Na avaliação das características elétricas do gerador fotovoltaico os principais parâmetros são a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto circuito (I_{sc}), a tensão e a corrente no ponto de máxima potência (V_m e I_m respectivamente), e a potência máxima (P_M). Segundo Chouder e outros (2012), a estimativa dos parâmetros V_{oc} e I_{sc} considerando uma determinada condição de irradiância solar e temperatura pode ser feita através das Eq. (1) e (2):

$$V_{oc} = V_{oc,ref} - B_v(T_{c,ref} - T_c) + A \ln\left(\frac{G_T}{G_{ref}}\right) \quad (1)$$

onde $V_{oc,ref}$ é a tensão de circuito aberto de referência, B_v é o coeficiente de temperatura em relação à tensão, $T_{c,ref}$ e T_c são as temperaturas de referência e a medida do módulo FV, respectivamente, A é a área da célula/módulo FV, G_T e G_{ref} são as irradiâncias medida e de referência, respectivamente.

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left(\frac{G_t}{G_{ref}}\right) + \alpha(T_c - T_{c,ref}) \quad (2)$$

onde $I_{sc,ref}$ é a corrente de curto circuito de referência, e α é o coeficiente de temperatura em relação à corrente de curto circuito.

Já a tensão e a corrente no ponto de máxima potência são calculadas a partir das Eq. (3) e (4):

$$V_m = V_{m,ref} - \beta_{vm}(T_{c,ref} - T_c) \quad (3)$$

onde $V_{m,ref}$ é a tensão de máxima potência de referência e β_{vm} é o coeficiente de temperatura em relação à tensão de máxima potência.

$$I_m = I_{m,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}}\right) \quad (4)$$

onde $I_{m,ref}$ é a corrente de máxima potência de referência.

A potência (P) gerada pelo módulo fotovoltaico é expressa pelo produto entre a corrente e a tensão, conforme a Eq. (5):

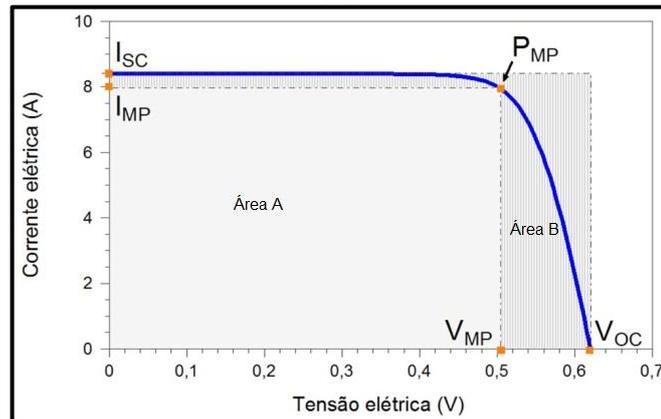
$$P = VI \quad (5)$$

No caso do gerador fotovoltaico as estimativas dos parâmetros de V_{oc} e I_{sc} podem ser feitas para um módulo fotovoltaico e multiplicadas pelo número de módulos do sistema, levando em consideração se estão em série ou paralelo.

Geralmente em instalações residenciais os módulos estão ligados em série, sendo assim, a V_{oc} será a soma das tensões de cada módulo, não havendo alteração no valor da I_{sc} , podendo esta ser comparada diretamente com valor da curva característica do módulo. Para uma ligação em paralelo ocorre o inverso, a I_{sc} é a soma da corrente de cada módulo, e a V_{oc} não se altera. Pode também haver um misto das duas formas de ligação, sendo assim o circuito deverá ser analisado para que os valores medidos possam ser interpretados satisfatoriamente.

A curva corrente versus tensão (curva I-V) é uma importante fonte de informações sobre o funcionamento do gerador fotovoltaico e de sua capacidade de conversão da irradiância solar em energia elétrica, refletindo inclusive a influência de fatores externos, como os meteorológicos, no desempenho do fotovoltaico. Existem alguns parâmetros, representados como pontos, na curva I-V que devem ser analisados com atenção: corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, tensão de máxima potência, corrente de máxima potência e a potência no ponto de máxima potência (P_{MP}), (FONASH, 2010). A medição da curva I-V é feita no gerador, e o mesmo deve estar desconectado do inversor. As cargas necessárias para gerar o traçado da curva são cargas capacitivas variáveis que devem ser providenciadas para a realização do levantamento da curva. Na Figura 9 há um exemplo de curva I-V.

Figura 9: Exemplo de curva Corrente Tensão (Curva IxV) típica de um módulo FV



Fonte: Adaptado de Fonash (2010)

Além das características presentes na curva I-V é possível calcular também o fator de forma (FF). O fator de forma representa o quanto a célula/módulo se aproxima de uma conversão fotovoltaica perfeita, ou seja, quanto mais o FF se aproxima do valor unitário melhor será a capacidade de conversão. Na prática é impossível obter um fator de forma igual a 1, pois o formato da curva I-V sempre será semelhante ao indicado na Figura 9, dessa forma, para o fator de forma ser igual a 1 o formato da curva deveria igual a de um retângulo. O cálculo do fator de forma é feito através da seguinte equação:

$$FF = \frac{\hat{Área A}}{\hat{Área B}} \quad (6)$$

A área A será sempre menor que a área B, então o FF será sempre um número entre 0 e 1.

O uso da curva I-V na medida da influência da temperatura no desempenho do gerador fotovoltaico requer o estabelecimento de certos coeficientes chamados coeficientes térmicos. Tais coeficientes vão informar a magnitude das perdas de geração para determinada temperatura.

Na literatura encontram-se valores para o coeficiente de variação da corrente de curto circuito (I_{sc}) com a temperatura, denominado α_{cc} , da ordem de 0,05% °C⁻¹ (EMERY, 1996). A equação usada para calcular o coeficiente α_{cc} é a que segue:

$$\alpha_{cc} = \frac{1}{I_{sc}} \left. \frac{\partial I_{sc}}{\partial T_c} \right|_{T_n} \quad (7)$$

onde I_{sc} é a corrente de curto-circuito, T_c é a temperatura do módulo, e T_n é a quantidade de amostras de temperaturas. O valor de α não altera significativamente com a variação de temperatura, dessa forma, alguns autores chegam a considerá-lo constante.

Os valores para a redução da V_{oc} em função da temperatura são da ordem de $2,2 \text{ mV } ^\circ\text{C}^{-1}$ na faixa de 20 a $100 \text{ }^\circ\text{C}$ para uma célula de silício cristalino. A curva I-V do módulo fotovoltaico sofre alteração com a redução de V_{oc} em função do aumento da temperatura, o que tem como consequência a redução da potência. O coeficiente de variação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) com a temperatura é denominado β e é calculado pela equação que segue:

$$\beta = \frac{1}{V_{oc}} \frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} \Big|_{T_n} \quad (8)$$

onde V_{oc} é a tensão de circuito aberto, T_c é a temperatura do módulo, T_n é a quantidade de amostras de temperaturas.

A variação da potência máxima com a temperatura também é outro importante coeficiente a ser determinado, sendo definido pela equação:

$$\gamma = \frac{1}{P_m} \frac{\partial P_m}{\partial T_c} \Big|_{T_n} \quad (9)$$

onde P_m é a potência máxima, T_c é a temperatura do módulo, e T_n é a quantidade de amostras de temperaturas.

3.3 Coberturas de Edificações Residenciais

Os telhados residenciais são compostos basicamente da estrutura de fixação da cobertura e da cobertura propriamente dita, que são as telhas e elementos de cobertura (rufos, calhas, entre outros). Existe uma gama de possibilidades de implementação de estruturas e coberturas diferentes, tanto em relação ao arranjo estrutural quanto aos materiais empregados em sua construção.

Teixeira Filho e outros (2016) afirmam que os tipos de telhados mudam com o passar do tempo devido ao surgimento de novos tipos de coberturas e consequentemente estruturas para suportá-las. Meneguetti (1994) e Ataev (1985) definem a função básica dos telhados como sendo a de proteger as atividades humanas e o conteúdo das edificações contra a chuva, vento, calor, frio, poeiras e

gases do meio ambiente, enquanto Finzi e Nova (1981) o descrevem como um abrigo contra os agentes do meio ambiente, realizando trocas de calor, iluminação e gases.

As coberturas de edificações são especificadas pelos profissionais da área em função de características locais do clima principalmente, e são projetadas para proporcionar proteção e conforto para os habitantes da residência. Segundo Pires (1998), os telhados residenciais devem cumprir os requisitos básicos de segurança, habitabilidade, durabilidade e economia.

Como dito anteriormente, vários são os materiais e arranjos que compõem os telhados de edificações. Os tipos de telhado variam com o arranjo da estrutura, material da estrutura e da cobertura, elementos de cobertura, peças complementares etc. A tabela 6 apresenta alguns exemplos de telhas usadas em coberturas residenciais brasileiras.

Tabela 6: Tipos de telhas usadas em coberturas residenciais no Brasil

<p>Telhas de Fibrocimento: Fabricadas através da prensagem de uma mistura de cimento Portland e fibras de qualquer espécie, podendo ser mineral ou vegetal.</p>		<p>Propriedades térmicas Absortância (α): 0,30 Emissividade (ϵ): 0,85</p>
<p>Telhas de concreto Usa um tipo de concreto mais leve. São de perfis variados com textura em cores obtidas pela aplicação de camada de verniz especial de base polímero acrílica e de alta resistência das peças.</p>		<p>Propriedades térmicas Absortância (α): 0,65 Emissividade (ϵ): 0,85</p>
<p>Telhas de aço galvanizado Chapa de aço que recebe uma camada de zinco como proteção contra corrosão.</p>		<p>Propriedades térmicas Absortância (α): 0,25 Emissividade (ϵ): 0,25</p>

<p>Telhas cerâmicas</p> <p>Feitas em argila e curadas em fornos com temperatura controlada</p>		<p>Propriedades térmicas</p> <p>Absortância (α): 0,75</p> <p>Emissividade (ϵ): 0,85</p>
---	--	--

Fonte: Elaborado pelo autor

3.4 Transferência de calor entre gerador FV e superfície do telhado

A maximização do desempenho de um sistema fotovoltaico depende de muitos fatores, tais como: irradiância solar, ângulo de orientação (azimute) do arranjo FV, ângulo de inclinação da superfície, clima local e condições de instalação. Todas as condições mencionadas têm influência significativa na produção de energia dos módulos fotovoltaicos, mas um dos fatores mais importantes é a temperatura de operação das células solares (GHANI E OUTROS,2015; WANG E OUTROS,2014; CHANDER E OUTROS, 2015).

A temperatura de operação do módulo fotovoltaico é um parâmetro importante para avaliar o desempenho deste dispositivo, a longo prazo, e sua produção anual de energia elétrica. Essa temperatura depende de muitos parâmetros, como as propriedades térmicas dos materiais usados no encapsulamento do módulo fotovoltaico, tipos de células fotovoltaicas (tecnologia), local de instalação dos módulos fotovoltaicos e condições climáticas da localidade. Normalmente, a eficiência do módulo fotovoltaico depende fortemente da temperatura de operação das células de silício cristalino. O aumento da temperatura das células durante a operação reduz o desempenho do módulo fotovoltaico na geração de eletricidade.

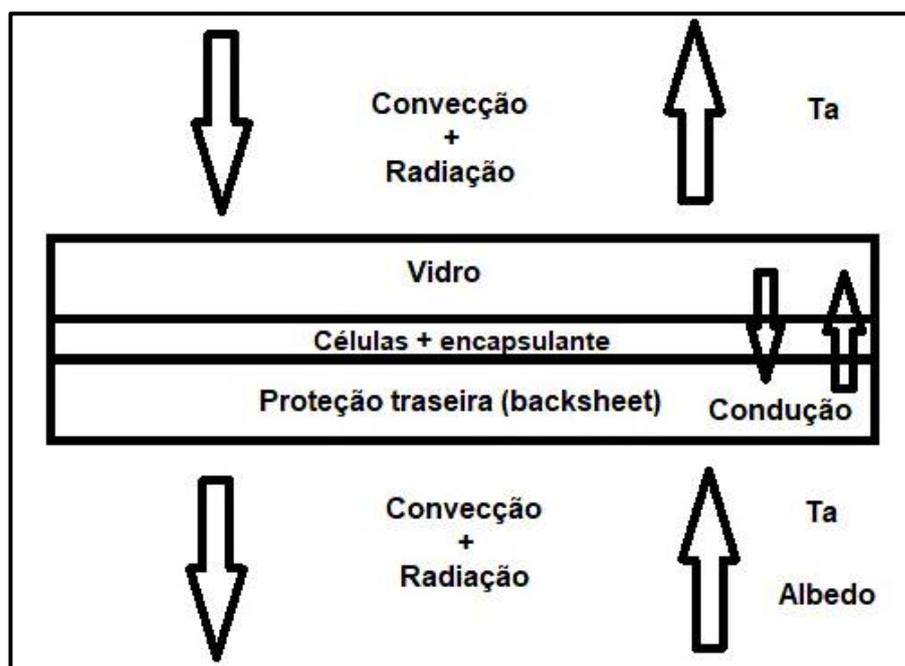
3.4.1 Temperatura de operação do módulo fotovoltaico

A temperatura de operação do módulo é um fator que exerce influência fundamental na *performance* do sistema fotovoltaico. A estimativa da temperatura de operação pode ser efetuada através de correlações empíricas que levam em consideração características construtivas do módulo e fatores ambientais tais como: temperatura ambiente, irradiância, características convectivas, etc. Skoplaki e Palyvos (2008) e Skoplaki e Palyvos (2009) propuseram um modelo de transferência de calor

para cálculo da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos que será analisado no decorrer deste tópico.

Os três modos de transferência de calor, quais sejam, irradiância, convecção e condução, estão presentes na modelagem da temperatura de operação do módulo fotovoltaico. A transferência de calor ocorre nas duas faces do módulo fotovoltaico, porém quando instalado sobre o telhado, a parte posterior do módulo fica com a dissipação de calor comprometida, principalmente pela dificuldade da circulação do ar. Sendo assim, os módulos instalados mais distantes do telhado tendem a apresentar uma temperatura menor do que aqueles instalados rentes ao telhado.

Figura 10: Modos de transferência de calor em um módulo fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor

Como pode ser visto na Figura 10, para estimativa da temperatura de operação do módulo é necessário conhecer os coeficientes de transferência de calor para cada processo em ação no módulo, devido aos vários materiais que constituem o módulo, a tarefa de calcular tais coeficientes não é simples, assim a adoção de correlações empíricas tende a facilitar essa tarefa. A temperatura da célula é a variável que efetivamente impacta na eficiência e está, normalmente, alguns graus acima da temperatura da superfície posterior do módulo, diferença que deve ser levada em consideração (SKOPLAKI E OUTROS, 2008). Sob uma perspectiva matemática, os modelos de temperatura podem ser explícitos ou implícitos. Os modelos explícitos consistem em uma função que resulta diretamente no valor da temperatura a partir

dos coeficientes e variáveis. Por outro lado, as correlações implícitas necessitam de um processo iterativo para obtenção do valor de temperatura, o que se deve aos processos iterativos de obtenção de coeficientes de troca térmica (SKOPLAKI E OUTROS, 2008).

São também comuns os modelos de previsão de temperaturas em função da temperatura nominal de operação da célula (do inglês: NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*). A NOCT consiste em um indicativo da temperatura média do módulo que é disponibilizada pelos fabricantes nas especificações de seus produtos. Ela é definida como a temperatura média da célula que ocorre em uma instalação livre operando em condições de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s (ALONSO GARCÍA; BALENZATEGUI, 2004).

Machado Neto (2005) propôs um modelo para se estimar a temperatura do módulo fotovoltaico em operação, utilizando a temperatura de operação indicada pelo fabricante:

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_T(NOCT - 20)}{800} \right) \quad (11)$$

onde T_c é a temperatura do módulo, T_a é a temperatura ambiente, $NOCT$ é a temperatura de operação do módulo e G_T é a irradiância global incidente sobre o módulo FV inclinado.

Dois estudos realizados por Skoplaki e Palyvos, um no ano de 2008 e outro no ano de 2009, fornecem algumas correlações de temperatura de operação, sendo algumas explícitas e outras implícitas, que trabalham com a dependência da NOCT. Os autores avaliam o impacto da temperatura de operação do módulo fotovoltaico considerando o local de instalação do gerador fotovoltaico. Para isso, os autores propõem um modelo para a estimativa da temperatura de operação a partir da seguinte equação:

$$T_c = T_a + \omega \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0V_w} \right) G_T \quad (12)$$

onde ω é o coeficiente de montagem e V_w a velocidade do vento.

Além de considerar a influência das variáveis meteorológicas, a Eq. (12) permite ainda estimar a T_c para diferentes arranjos de instalação dos módulos fotovoltaicos através da escolha do coeficiente de montagem ω (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008). O coeficiente de montagem é um fator que correlaciona as diferentes condições de dissipação de calor em função do arranjo em que o módulo está instalado. A Tabela 7 apresenta os valores do coeficiente de montagem em função da forma como o gerador fotovoltaico está instalado.

Tabela 57: Valores do coeficiente de montagem para vários tipos de instalação de geradores fotovoltaicos

Tipo de montagem do gerador	ω
Montado livre	1,0
Telhado plano	1,2
Telhado inclinado	1,8 (1,0 – 2,7)
Integrado à fachada	2,4 (2,2 – 2,6)

Fonte: Skoplaki e Palyvos (2008)

O menor valor de ω é 1,0, ou seja, quando o gerador é montado livremente, numa estrutura apoiada sobre o solo por exemplo, não há influência de trocas de calor provenientes do aquecimento do telhado na temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos. Dependendo da forma como o gerador está instalado sobre o telhado, ou integrado à fachada, as trocas convectivas e radioativas sofrem alterações (SKOPLAKI, PALYVOS, 2008), e a influência da montagem faz-se notar pelo aumento do coeficiente de montagem; como este multiplica o termo em parênteses, Eq. (12), o valor da temperatura de operação também aumenta. O coeficiente de montagem, no entanto, não leva em consideração o material do telhado ou a distância até o telhado, sendo assim, este trabalho propõe uma metodologia para a avaliação dessas duas condições.

O conhecimento da temperatura de operação do módulo fotovoltaico (FV) é de grande utilidade na estimativa do rendimento de todo o sistema. Segundo Skoplaki e outros (2008), a temperatura influencia na tensão de operação do sistema, e conseqüentemente na potência de saída, sendo assim o aumento de temperatura faz com que a potência diminua substancialmente.

A temperatura de operação é função de vários fatores como irradiância incidente, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento. Vários autores possuem trabalhos onde o objetivo é prever ou avaliar o efeito da temperatura de operação do módulo FV (JONES E UNDERWOOD, 2001; ALONSO E OUTROS, 2004; LOBERA e VALKEALAHTI, 2012; PILLAI E OUTROS, 2014; WANG E OUTROS, 2014; LEOW E OUTROS, 2016; RAMLI E OUTROS, 2016; ZHOU E OUTROS, 2017; SAJJAD E OUTROS, 2019; VAKA e TALUKDAR, 2020). Geralmente os modelos usados para prever a temperatura do módulo FV apresentados nestes trabalhos consideram o fenômeno ocorrendo em regime permanente, ou como uma extrapolação da temperatura nominal de operação da célula (NOCT).

O modelo proposto neste trabalho é um modelo dinâmico, baseado no balanço de energia total no módulo FV e derivado de outros trabalhos e equações pertinentes ao tema. A expressão que define o balanço de energia é a seguinte:

$$q_r - q_p - P_s - C_{mod} \frac{dT_{mod}}{dt} = 0 \quad (13)$$

onde q_r é a parcela de energia absorvida pelo módulo, q_p é a energia perdida para o ambiente através dos mecanismos de transferência de calor, P_s é a potência de saída gerada pelo módulo FV, C_{mod} é a capacidade térmica do módulo FV, e $\frac{dT_{mod}}{dt}$ é a taxa de variação da temperatura do módulo FV em função do tempo.

A energia absorvida pelo módulo FV é calculada a partir da seguinte equação:

$$q_r = \alpha GA \quad (14)$$

onde α é a absortividade do módulo fotovoltaico, G é a irradiância solar que chega até o módulo FV, e A é a área do módulo FV.

A potência de saída do módulo FV é o produto entre a corrente (I) e a tensão (V) do módulo fotovoltaico:

$$P_s = VI \quad (15)$$

e pode ser medida experimentalmente através de equipamentos específicos.

A capacidade térmica do módulo FV é igual ao somatório das propriedades dos materiais que o constituem, através da equação:

$$C_{mod} = \sum_1^M A d_n \rho_n C_{p,n} \quad (16)$$

onde d_n é a espessura do material, ρ_n é a densidade e $C_{p,n}$ é o calor específico da n ésima camada. O número total de camadas do módulo é especificado pela letra M .

As propriedades físicas dos materiais usados na construção do módulo fotovoltaicos, bem como sua espessura, estão descritas na Tabela 8.

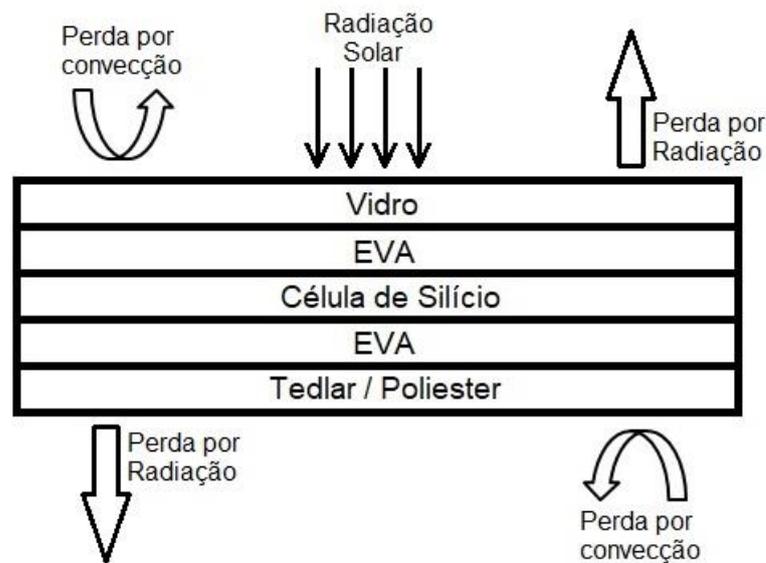
Tabela 68: Propriedades físicas dos materiais que constituem o módulo fotovoltaico

Material	Espessura d, (m)	Calor Específico Cp,(J/kg K)	Densidade ρ , (kg/m ³)	Condutividade Térmica k, (w/mK)
Vidro	0,003	500 (Jones e Underwood, 2001)	3000 (Jones e Underwood, 2001)	1,8 (Notton e outros, 2005)
EVA	0,0005	2090 (Armstrong e Hurley, 2010)	960 (Armstrong e Hurley, 2010)	0,35 (Lu e Yao, 2007)
Célula Fotovoltaica	0,00025	677 (Jones e Underwood, 2001)	2330 (Jones e Underwood, 2001)	148 (Lu e Yao, 2007)
Tedlar/Poliéster	0,0005	1250 (Jones e Underwood, 2001)	1200 (Jones e Underwood, 2001)	0,2 (Lu e Yao, 2007)

Fonte: Kant e outros (2016)

Os três modos de transferência de calor, condução, convecção e irradiação, estão presentes nas perdas de calor do módulo FV para o ambiente. O modelo físico simplificado do módulo de silício cristalino está descrito na Figura 11.

Figura 11: Modelo físico simplificado do módulo de silício cristalino



Fonte: Elaborado pelo autor

A transferência de calor entre o módulo e a estrutura que o suporta será desprezada, pois a superfície de contato entre esta e o módulo FV é muito pequena. Restam então as perdas por convecção e irradiância:

$$q_p = q_c + q_r \quad (17)$$

onde q_c é o fluxo de calor dissipado por convecção e q_r é o fluxo de calor dissipado pela troca radiativa.

As perdas térmicas por convecção e irradiância ocorrem tanto na parte frontal quanto na parte posterior do módulo FV. No caso da convecção, as perdas frontais e posteriores são representadas pelas seguintes equações:

$$q_{c,f} = A h_{c,fr}(T_{fr} - T_a) \quad (18)$$

$$q_{c,t} = A h_{c,tr}(T_{tr} - T_a) \quad (19)$$

onde h_{conv} é o coeficiente de transferência de calor por convecção calculado para a parte frontal e para a parte posterior do módulo fotovoltaico, A é a área do módulo FV, T_{fr} e T_{tr} são a temperatura da parte frontal e da parte posterior do módulo FV, respectivamente, T_a é a temperatura ambiente. O cálculo do coeficiente convectivo é complexo pois ele depende das características ambientais do local onde o módulo

está instalado, bem como da forma como o módulo FV está posicionado no telhado, da velocidade e orientação do vento, e das propriedades do ar que circula próximo ao módulo FV. O coeficiente convectivo é calculado a partir do número de Nusselt, para a parte frontal e para a parte posterior do módulo FV:

$$h_c = \frac{Nu_c k}{L} \quad (20)$$

onde Nu_c é o número de Nusselt calculado através de correlações empíricas, k é a condutividade térmica do ar, e L é o comprimento característico do módulo FV, que é calculado por meio da razão entre a área do módulo e o seu perímetro.

As propriedades do ar necessárias para os cálculos foram obtidas à temperatura de filme, e pressão atmosférica igual à 1atm. A temperatura de filme foi calculada pela equação:

$$T_{fil} = \frac{T_{(fr/tr)} + T_a}{2} \quad (21)$$

A diferença entre a temperatura posterior e a temperatura frontal do módulo FV depende dos materiais constituintes do módulo, sua condutividade térmica, e da irradiância incidente. Segundo Armstrong e Hurley (2010), as temperaturas frontal e posterior do módulo FV relacionam-se a partir da seguinte equação:

$$T_{fr} = T_{tr} + \frac{G_T}{G_{ref}} \Delta T \quad (22)$$

onde G_T é a irradiância total que chega ao módulo FV, ΔT é a diferença de temperatura entre as partes frontal e posterior do módulo, e G_{ref} é a irradiância solar de referência, que é igual 1000 W/m².

Na literatura encontram-se alguns valores para ΔT dependendo do tipo de montagem do módulo FV. Segundo Kratochvil e outros (2004), para uma montagem do tipo *open-rack*, ou seja, onde o suporte do módulo é aberto possibilitando a passagem de ar na parte posterior, a diferença de temperatura é de 3 °C; já para uma montagem do tipo integrada à edificação, onde não há circulação de ar na parte posterior, a diferença de temperatura é de 1 °C. É claro que essa diferença de temperatura irá sofrer a influência das características térmicas do módulo FV, como por exemplo da sua capacidade térmica. Existem basicamente três tipos de montagem

para geradores fotovoltaicos sobre telhados, encostado no telhado, integrado à edificação, e afastado do telhado. A diferença de temperatura entre a parte frontal e posterior do módulo pode ser medida experimentalmente para cada tipo de montagem, e no caso da montagem afastada do telhado pode-se ainda variar a distância entre gerador e telhado a fim de conseguir valores de ΔT para cada distância.

Tanto a convecção natural quanto a convecção forçada ocorrem nas trocas de calor entre o módulo FV e o ambiente. Dependendo de cada situação uma irá se sobrepor a outra. Em dias sem vento, a convecção natural será mais influente no processo de perda de calor, quando houver vento a dominância será da convecção forçada. O coeficiente convectivo para a convecção natural é equacionado da seguinte forma:

$$h_{na} = \frac{Nu_{na}k}{L} \quad (23)$$

onde Nu_{na} é o número de Nusselt para a convecção natural. De acordo com Bejan e Kraus (2003), a correlação para o cálculo do Nu_{na} para a parte posterior do módulo FV é:

$$Nu_{na,tr} = \left(0,825 + \frac{0,387Ra^{1/6}}{\left[1 + \left(\frac{0,492}{Pr} \right)^{9/16} \right]^{8/27}} \right)^2 \quad (24)$$

onde Ra é o número de Rayleigh e Pr é o número de Prandtl. Essa correlação, segundo Churchill and Chu (1975), pode ser aplicada a toda faixa de Ra .

O número de Nusselt para a convecção natural na parte frontal do módulo FV pode ser calculado a partir de (ARMSTRONG E HURLEY, 2010):

$$Nu_{na,fr} = 0,14 \left[Ra^{\frac{1}{3}} - (Gr_{cr}Pr)^{\frac{1}{3}} \right] + 0,56(Gr_{cr}Pr \cos\beta)^{\frac{1}{4}} \quad (25)$$

essa expressão é válida para $10^5 < Gr Pr \cos\beta < 10^{11}$ e para $15^\circ < \beta < 75^\circ$. Esta expressão, segundo Fujii e Imura (1972), é específica para uma superfície plana com a parte aquecida voltada pra cima, que é o caso da parte frontal do módulo.

O número de Grashof crítico (Gr_{cr}) estabelece o limite de passagem entre o regime laminar para o regime turbulento e pode ser encontrado em Bejan e Kraus (2003).

Para o cálculo do coeficiente convectivo forçado a correlação empírica usada é a proposta por Sparrow e Tien (1977), e é dada pela equação:

$$h_{fr} = \frac{0,931\rho\nu C_p Re^{\frac{1}{2}}}{LPr^{\frac{2}{3}}} \quad (26)$$

O número de Reynolds (Re) para um módulo montado sobre o telhado é dado por:

$$Re = \frac{L}{\nu} v_w w_a \quad (27)$$

onde v_w é a velocidade do vento e w_a é o coeficiente de ajuste do vento que pode ser obtido na literatura em Lobera e Valkealahti (2014), este coeficiente ajusta o vento com relação à sua direção e também leva em conta o tipo de montagem do gerador sobre o telhado.

A expressão para o cálculo do número de Nusselt forçado segundo Bejan e Kraus (2003) é dada por:

$$Nu_{fo} = \frac{h_{fo}L}{k} \quad (28)$$

O número de Nusselt convectivo, levando em consideração a convecção natural e a forçada, é calculado pela expressão (INCROPERA e DEWITT, 1996):

$$Nu_c^3 \approx Nu_{na}^3 + Nu_{fo}^3 \quad (29)$$

O coeficiente convectivo h_c necessário para calcular as perdas de calor na parte frontal e posterior do módulo pode finalmente ser obtido através da Equação 29, sendo assim é possível calcular a perda total por convecção q_c .

A emissão de calor por radiação segue basicamente o mesmo princípio do cálculo da perda convectiva. A equação básica para o cálculo de emissão de calor por radiação é a seguinte:

$$\ddot{q}_r = \sigma\varepsilon T^4 \quad (30)$$

onde σ é a constante de Steffan Boltzman, ε é a emissividade da superfície, e T é a temperatura da superfície em kelvin.

A partir da equação básica da taxa de transferência de calor por irradiância pode-se calcular a perda de calor por irradiância no módulo fotovoltaico como sendo:

$$q_{r,fr} = A[\sigma\varepsilon_{fr}F_{fc}(T_{fr}^4 - T_{ceu}^4) + \sigma\varepsilon_{fr}F_{ft}(T_{fr}^4 - T_{te}^4)] \quad (31)$$

$$q_{r,tr} = A[\sigma\varepsilon_{tr}F_{tc}(T_{tr}^4 - T_{ceu}^4) + \sigma\varepsilon_{tr}F_{tt}(T_{tr}^4 - T_{te}^4)] \quad (32)$$

onde a emissividade das superfícies frontal e posterior são ε_{fr} e ε_{tr} respectivamente, as temperaturas do céu e do telhado são T_{ceu} e T_{te} respectivamente, os fatores F_{fc} , F_{ft} , F_{tc} , e F_{tt} são chamados de fatores de forma (*view factors*) e estabelecem a relação entre a superfície frontal e o céu, entre a superfície frontal e o telhado, entre a superfície posterior e o céu, e entre a superfície posterior e o telhado, respectivamente. Estes fatores são retirados da literatura em Hottel e Sarofin (1967) e são calculados para um módulo fotovoltaico montado em um telhado e com um ângulo do módulo em relação à vertical (*view angle*) igual a β , de acordo com o trabalho de Hottel e Sarofin (1967). As equações para cálculo dos fatores de forma são retiradas do trabalho de Appelbaum (2018) e são reproduzidas a seguir:

$$F_{fc} = \frac{1}{2}(1 + \cos\beta) \quad (33)$$

$$F_{ft} = \frac{1}{2}(1 - \cos\beta) \quad (34)$$

$$F_{tc} = \frac{1}{2}(1 + \cos(\pi - \beta)) \quad (35)$$

$$F_{tt} = \frac{1}{2}(1 - \cos(\pi - \beta)) \quad (36)$$

Segundo Balog e outros (2009), a emissividade da superfície frontal de um módulo de silício cristalino está entre 0,9 e 1 para um módulo limpo. A temperatura do céu é igualada por muitos autores à temperatura ambiente, como no caso do trabalho de Tsai e Tsai (2012), pois a medição da mesma é um processo complexo e extenso.

Porém, a temperatura do céu pode ser estimada através de uma correlação fornecida por Schott (1985), que é a seguinte:

$$T_{ceu} = T_a - \delta T \quad (37)$$

onde δT é a diferença de temperatura entre o céu e o módulo FV, esta correlação é válida para uma condição de céu limpo ou céu nublado. Segundo Schott (1985), o valor de δT para uma condição de céu limpo é 20K, para céu nublado é de 0K. A avaliação da condição do céu pode ser feita através do índice de transparência atmosférica (K_T), onde um valor próximo a 1 determina uma condição de céu sem nuvens e um valor próximo a 0 uma condição de céu totalmente nublado.

A estimativa da temperatura do telhado (T_{te}) depende principalmente das características dos materiais do mesmo, principalmente da condutividade térmica, absorvidade e capacidade térmica. Uma aproximação para a temperatura do telhado pode ser obtida através do trabalho de Lobera (2014) a partir da seguinte equação:

$$T_{tel} = T_a + a_r G_h \quad (38)$$

onde a_r é o coeficiente de absorvidade do telhado, e G_h é a irradiância incidente no plano horizontal, que pode ser medida diretamente ou estimada através da equação proposta por Domingues e Luvall (2011):

$$G_h = \frac{G_T \text{sen}(\gamma)}{\text{sen}(\gamma + \beta)} \quad (39)$$

onde γ é o ângulo de elevação do sol que depende da latitude local, ângulo de zênite e declinação. O cálculo de γ pode ser encontrado nos trabalhos de Duffie e Beckman (2013). Assim a perda de calor total pode ser obtida por meio da soma entre a perda convectiva e perda radiativa.

A temperatura do módulo em relação ao tempo é obtida através da substituição das equações de q_r , q_p , P_s e C_{mod} na equação diferencial não linear proposta, resultando em:

$$\frac{dT_{mod}}{dt} = \frac{\alpha GA - P_s - Ah_{c,fr}(T_{fr} - T_a) - Ah_{c,tr}(T_{tr} - T_a)}{C_{mod}} - A\sigma \frac{\varepsilon_{fr}F_{fc}(T_{fr}^4 - T_{ceu}^4) + \varepsilon_{fr}F_{ft}(T_{fr}^4 - T_{te}^4) + \varepsilon_{tr}F_{bc}(T_{tr}^4 - T_{ceu}^4) + \varepsilon_{tr}F_{bt}(T_{tr}^4 - T_{te}^4)}{C_{mod}} \quad (40)$$

Esta equação não tem solução analítica, sendo assim foi resolvida numericamente pelo método de Runge-Kutta. Os dados de irradiância total (G_T), temperatura ambiente (T_{amb}), velocidade do vento (V_w), ângulo de elevação (γ), e potência de saída (P_s) foram usados como dados de entrada para a solução do problema.

4 METODOLOGIA

No intuito de alcançar os resultados esperados neste trabalho, ou seja, a verificação da influência da distância de instalação e do material do telhado na temperatura de operação do módulo FV as seguintes etapas foram desenvolvidas:

- a) Aplicação de um questionário aos instaladores de sistemas fotovoltaicos para verificar as práticas de instalação usadas, com ênfase na questão da distância de instalação. Os resultados obtidos foram usados posteriormente na definição dos parâmetros de validação do modelo matemático;
- b) Criação de um modelo matemático capaz de prever a temperatura do módulo FV levando em consideração parâmetros ambientais tais como irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento e, principalmente, a distância entre o módulo FV e o telhado e o material do telhado;
- c) Validação do modelo matemático através de um experimento de campo onde foi simulada uma situação real onde o módulo FV trabalhou a diferentes distâncias de um telhado que foi construído exclusivamente para o experimento, e também variando o material do telhado.
- d) Construção de uma bancada de coleta e gravação de dados exclusivamente para o experimento, onde não só o hardware teve que ser montado, mas também o software teve de ser programado para essa situação específica. A bancada foi capaz de registrar e gravar dados de temperatura do módulo, temperatura ambiente, tensão e corrente geradas pelo módulo.

4.1 Questionário aplicado junto aos instaladores de sistemas FV

Para estabelecer as práticas de instalação de geradores fotovoltaicos sobre telhados residenciais foi aplicado um questionário composto por nove perguntas a instaladores de sistemas fotovoltaicos, online. O questionário encontra-se no Anexo I desta dissertação. A questão central que foi analisada no questionário refere-se a distância de instalação entre o gerador fotovoltaico e o telhado. Os resultados servem de base para a definição das distâncias entre o gerador fotovoltaico e o telhado, sendo estas usadas no experimento sobre a influência dessa distância na temperatura de operação do gerador, e conseqüentemente na análise do impacto no desempenho do sistema fotovoltaico, bem como na validação do modelo das simulações.

A Figura 12 mostra o resultado da pergunta três do questionário composto por dez perguntas sobre práticas de instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais realizadas pelos instaladores. A amostra pesquisada constou de 17 instaladores, sendo 5 empresas e 12 instaladores.

Figura 12: Questão 3 pesquisa com instaladores



Fonte: Elaborado pelo autor

As instalações de geradores fotovoltaicos a 10 centímetros de distância do telhado somam 45,5% da amostra estudada, e foi a distância mais frequente. Em segundo lugar foram as instalações com mais de 20 centímetros de distância, somando 18,2% da amostra. As demais distâncias, 15 e 20 centímetros representaram 9,1% da amostra cada uma. As respostas onde a distância depende da inclinação e posição do telhado e a instalação foi feita sobreposta e encostada no telhado também somam 9,1% cada uma.

4.2 Descrição do modelo matemático

O modelo matemático apresentado neste trabalho é composto pelas equações mencionadas no capítulo 3, e tem como o objetivo fazer a previsão da temperatura do módulo/gerador FV (T_{mod}) com base principalmente na irradiância solar incidente no gerador FV, na temperatura ambiente, velocidade do vento, distância entre o gerador e o telhado e material do telhado. Este modelo é baseado nos principais modelos matemáticos de previsão de temperatura do gerador FV existentes na literatura sobre o assunto, ou seja, o modelo aqui apresentado é uma adaptação de outros modelos para o caso específico deste estudo, que leva em consideração geradores instalados sobre telhados residenciais, a distância destes até o telhado, e o material do telhado.

As equações do modelo matemático foram solucionadas com a ajuda do *software* Engineering Equation Solver (EES).

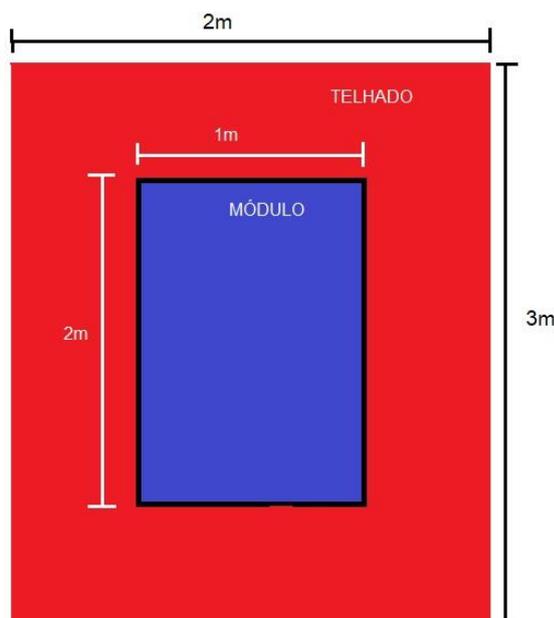
A validação do modelo matemático foi feita com a coleta de dados em campo. Uma bancada que simula um telhado residencial foi construída e assim coletados dados de temperatura durante os meses de agosto, setembro e outubro do ano de 2021.

4.2.1 Bancada de ensaios e simulação de telhado residencial

A bancada de ensaios foi construída nas dependências do Grupo de estudos de Energia (GREEN) localizado no campus Coração Eucarístico da PUC Minas, em Belo Horizonte/MG.

A área construída do telhado é de 6 m², divididos em 3 m de comprimento e 2 m de largura. Esta área foi capaz de acomodar um módulo FV de aproximadamente 2m², possibilitando assim espaços extras que tem a função de aproximar o experimento de uma situação real de instalação. A Figura 13 mostra o posicionamento do módulo FV em relação ao telhado.

Figura 13: Posição do módulo FV em relação ao telhado



Fonte: Elaborado pelo autor

O posicionamento da bancada foi feito de acordo com os parâmetros de uma instalação ideal, ou seja, inclinação igual à da latitude local. Para Belo Horizonte, local onde foi realizado o experimento, foi estabelecida uma inclinação de 20° – igual a latitude do local – e posicionada para o Norte.

O módulo usado para a coleta de dados foi um módulo de 265Wp da fabricante Canadian Solar. A Figura 14 mostra a foto da etiqueta colada na parte traseira do módulo, onde estão impressas suas especificações.

Figura 14: Etiqueta do módulo usado na coleta dos dados de campo



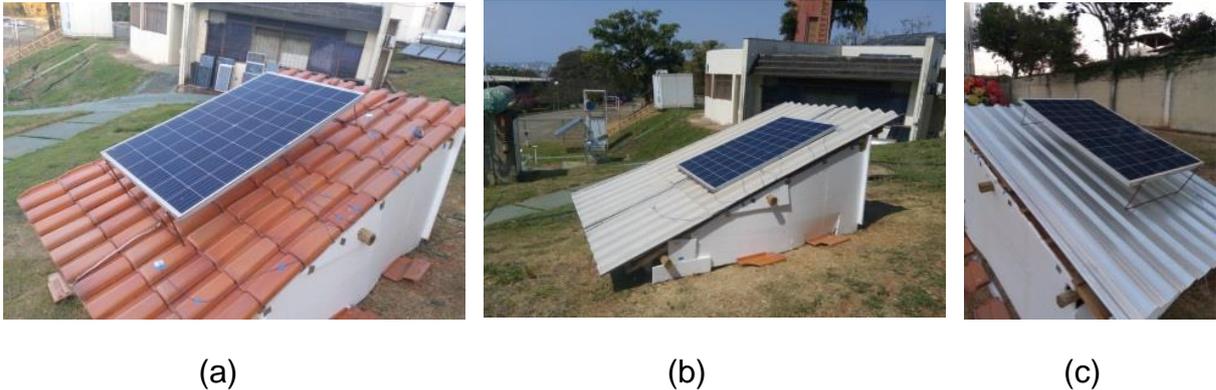
Fonte: Acervo do autor

A instalação do módulo foi feita paralela ao telhado, assim como é feito na maioria das instalações residenciais reais. Os suportes que apoiam o módulo sobre a bancada possuem diferentes alturas, e cada um foi trocado após um dia de medição bem sucedida, ou seja, um dia de sol sem nuvens ou qualquer outro imprevisto que poderia invalidar as medições.

A bancada também possui uma estrutura que permite a troca do material do telhado à medida que as medições foram feitas. O material da estrutura de suporte era de madeira, na forma de pilares caibros e ripas, tal como a grande maioria dos suportes de telhado residencial. Os materiais ensaiados foram cerâmica vermelha, fibrocimento e aço galvanizado.

A Figura 15 mostra a bancada com os três materiais ensaiados e o módulo FV posicionado em cima da mesma.

Figura 15: Vistas da bancada usada na coleta dos dados de campo para a validação do modelo matemático: (a) telhado de cerâmica vermelha; (b) telhado de fibrocimento; (c) telhado de aço galvanizado



Fonte: Acervo do autor.

4.3 Metodologia para aferição do desempenho do gerador fotovoltaico, sistema de aquisição e armazenamento de dados.

A plataforma usada para o desenvolvimento do sistema de monitoramento e armazenamento dos parâmetros elétricos e térmicos do módulo FV foi a plataforma Arduino. O baixo custo e facilidade de aquisição e programação foram os motivos que levaram à escolha desta plataforma.

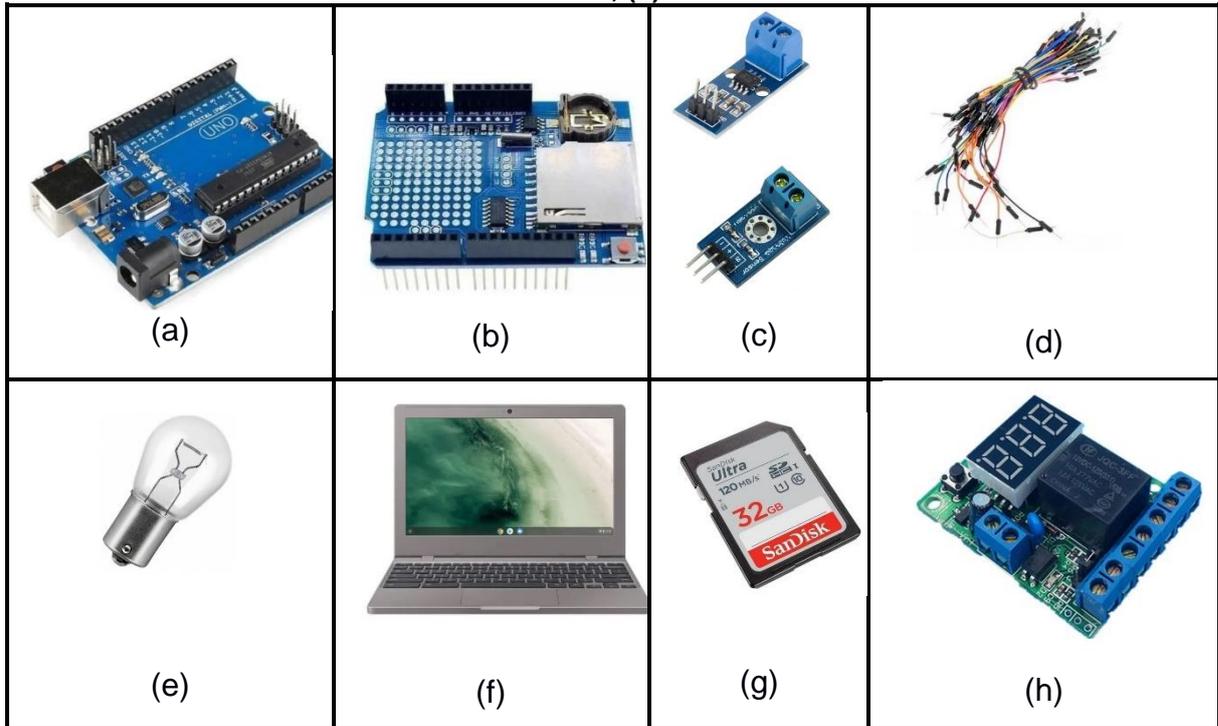
O *hardware* usado na construção do sistema foi o seguinte:

- Um Arduino UNO;
- Um *shield* para cartão SD com um relógio interno à bateria;
- Um sensor de corrente compatível com Arduino,
- Um sensor de tensão compatível;
- Um cartão SD onde foram gravados os dados.

O software utilizado pelo Arduino foi elaborado por um programador do GREEN PUCMINAS.

Além do *hardware* descrito uma carga resistiva representada por três lâmpadas de 20W e 12V em série foi utilizada, em conjunto com outra carga resistiva de laboratório calibrada em 100W, totalizando uma carga de 160W. Um *timer* foi ligado ao sistema tendo a função de desconectar o módulo fotovoltaico no período noturno, reconectando o mesmo na parte da manhã, por uma questão de segurança já que a noite não há ninguém no laboratório para sanar qualquer problema. A Figura 16 ilustra o *hardware* utilizado no monitoramento da tensão e da corrente gerados pelo módulo FV.

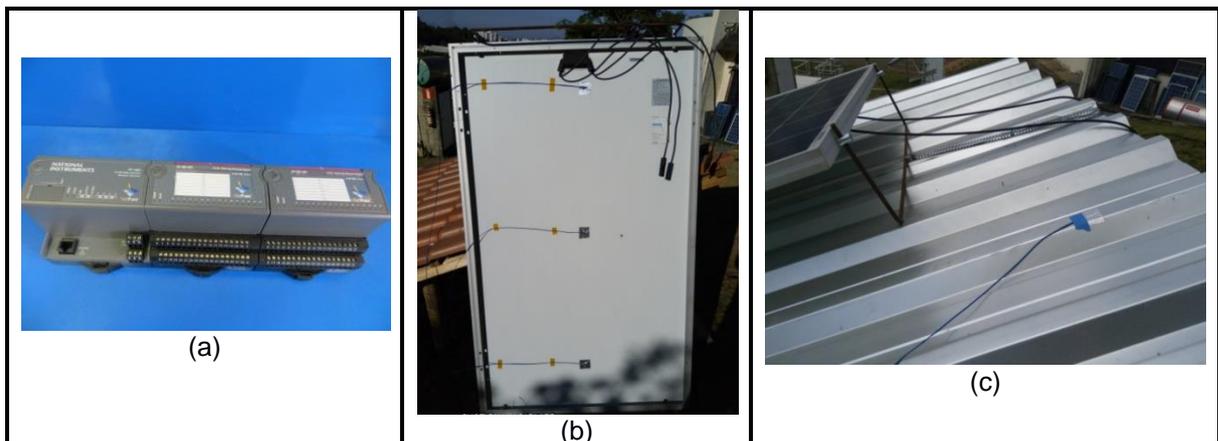
Figura 16: Equipamentos utilizados para a coleta dos dados de tensão e corrente gerados pelo módulo FV: (a) arduino Uno; (b) shield SD para Arduino; (c) sensores de corrente e tensão para Arduino; (d) fios Jumper; (e) lâmpada 12V; (f) laptop; (g) cartão SD; (h) timer.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o monitoramento da temperatura do módulo foi usado um equipamento chamado NI Field Point. Este equipamento possui termopares do tipo K que foram instalados no módulo e no telhado, fixados com fita aluminizada, permitindo a medição da temperatura de operação do módulo, assim como da superfície do telhado. A Figura 17 mostra o equipamento e a instalação dos termopares.

Figura 17: Equipamento utilizado no monitoramento da temperatura do módulo FV: (a) NI Field Point; (b) posição dos termopares na parte traseira do módulo; (c) posição do termopar no telhado.



Fonte: Acervo do autor

5 RESULTADOS

Neste capítulo os resultados para o questionário aplicado junto aos instaladores de sistemas fotovoltaicos são apresentados. Os resultados do modelo matemático e sua validação, realizada através das medições é apresentada em forma de gráficos que comparam as medições em campo com a estimativa gerada pelo modelo.

O comparativo entre as temperaturas alcançadas pelo gerador FV a diferentes distâncias e com os três materiais ensaiados é apresentado com base na estimativa gerada pelo modelo matemático. Assim é possível comparar os resultados, considerando os mesmos dados de entrada, irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento, o que não seria possível com os dados de temperatura medidos em campo pois cada medição foi tomada em um dia diferente, o que torna os resultados dependentes da condição ambiental do dia escolhido para a medição.

5.1 Comparação entre temperaturas medidas e calculadas pelo modelo matemático.

As Figuras 18, 19 e 20 apresentam as temperaturas medidas experimentalmente e previstas pelo modelo para cada um dos casos, variando o tipo de telhado e a distância entre eles e o gerador FV. Comparando os resultados obtidos pelo modelo, com os dados experimentais, nota-se uma correlação em que o erro médio fica em torno de 3% a 4%. Esses dados foram usados para determinar as temperaturas máxima e média do módulo FV alcançados para cada um dos materiais de cobertura, em função das distâncias módulo-telhado, de acordo com a Tabela 9.

Figura 18: Comparativo entre as temperaturas medidas e estimadas para diferentes distâncias entre módulo fotovoltaico e telhado de cerâmica vermelha

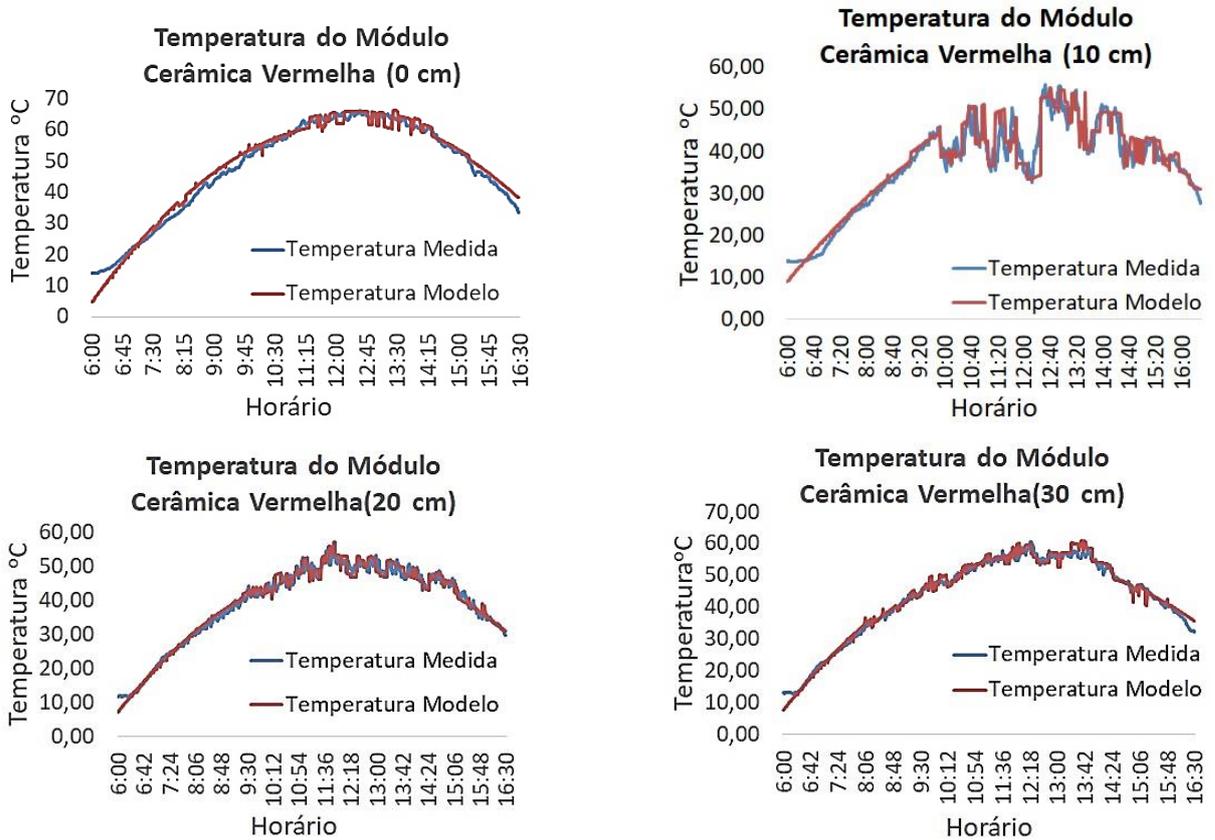
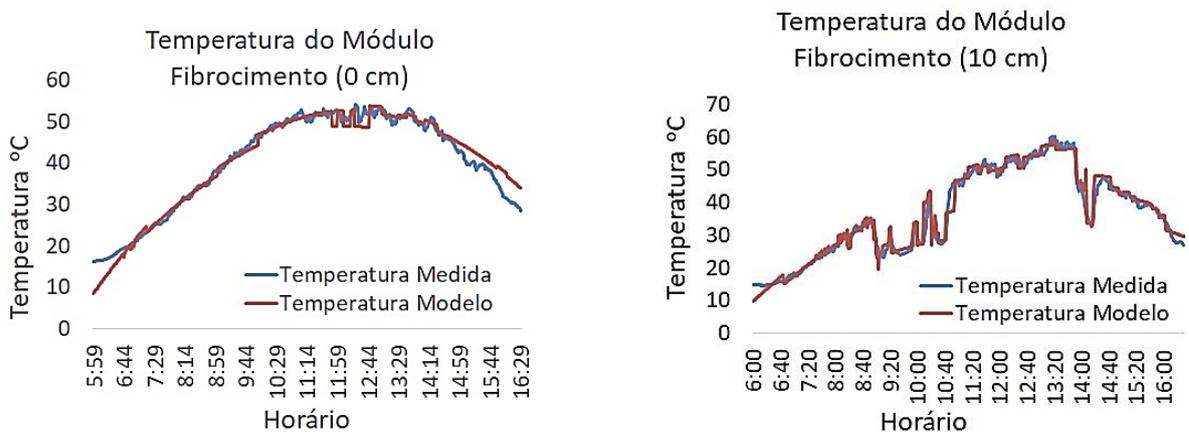
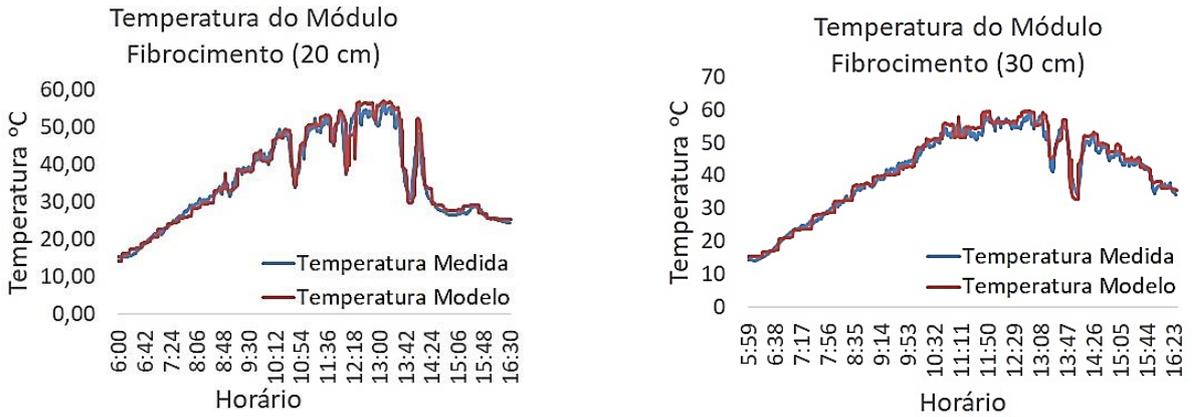


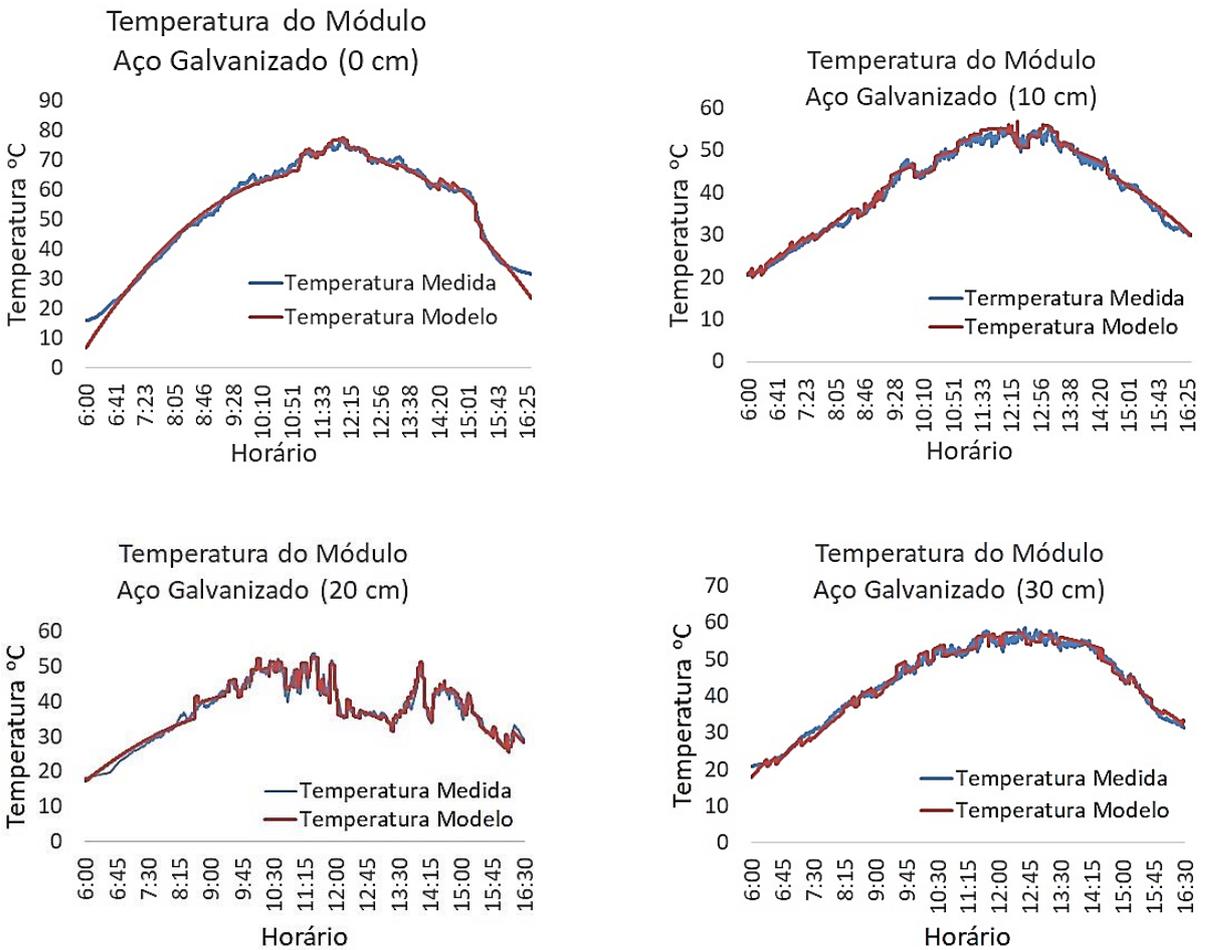
Figura 19: Comparativo entre as temperaturas medidas e estimadas para diferentes distâncias entre módulo fotovoltaico e telhado de fibrocimento





Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 20: Comparativo entre as temperaturas medidas e estimadas para diferentes distâncias entre módulo fotovoltaico e telhado de aço galvanizado s



Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 9 mostra os valores médios e os valores de pico para as temperaturas medidas em campo, levando em consideração a distância do gerador FV até o telhado e o material do telhado.

Tabela 9: Temperaturas do módulo FV para os três materiais do telhado, e em função da separação entre telhado e módulo

Material do telhado	Distância entre telhado e módulo FV			
	0 cm	10 cm	20 cm	30 cm
Cerâmica Vermelha				
Temperatura de Pico (°C)	66,2	55,9	57,1	60,5
Temperatura média (°C)	47,5	39,8	39,1	43,2
Fibrocimento				
Temperatura de Pico (°C)	54,2	60,3	56,6	58,8
Temperatura média (°C)	42,3	37,4	39,8	41,3
Aço Galvanizado				
Temperatura de Pico (°C)	76,9	55,6	53,8	58,7
Temperatura média (°C)	55,5	41,1	39,3	41,8

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com os dados, observa-se que há uma tendência de redução da temperatura quando a distância muda de 0cm para 10cm, para todos os materiais ensaiados. O aumento da distância para 20cm e 30cm gera um aumento da temperatura, que é maior para a distância de 20cm e mais sutil para a distância de 30 cm. Uma exceção, porém, acontece quando a medição sofre influência de nuvens que fazem com que a irradiância solar diminua significativamente, pode-se notar esse fato principalmente nos valores das temperaturas de pico do fibrocimento, sendo assim, uma vez validado o modelo, na Figura 22 tem-se os dados de temperatura gerados pelo modelo com os mesmos dados médios de entrada para todos os materiais e distâncias (700 W/m² de irradiância, temperatura ambiente de 29°C e velocidade do vento de 1,7 m/s), o que elimina as interferências ambientais e possibilita uma análise mais precisa dos dados.

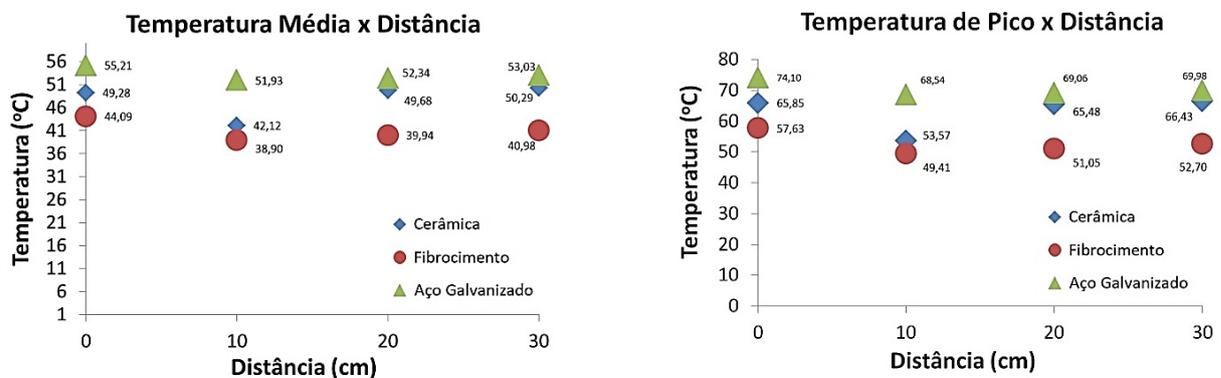
A diminuição da temperatura com o aumento da distância do módulo FV de 0cm para 10 cm deve-se principalmente ao aumento da perda de calor na parte traseira do módulo, tal aumento deve-se à ocorrência da convecção de ar na parte traseira do módulo. Essa tendência de diminuição da temperatura não se mantém para as distâncias de 20 cm e 30 cm. Os experimentos realizados neste trabalho não conseguem explicar com precisão este comportamento, porém duas hipóteses podem ser levantadas: a primeira é a de que a 20 e 30 cm de distância a influência do telhado como dissipador de calor é bastante minimizada, a hipótese é que a 10 cm de distância

além do aumento da convecção o telhado também absorve parte do calor por irradiância pois fica a uma temperatura inferior à do módulo FV, justamente porque também sofre a influência da convecção aumentada. A outra hipótese é a de que a 20 cm e a 30 cm o albedo do telhado e das imediações é captado pela parte traseira do módulo, fazendo com que a parte traseira também entre no cálculo da irradiância recebida, porém com uma magnitude menor que a da parte dianteira.

5.2 Comparação entre temperaturas médias e de pico com base no modelo matemático.

A Figura 22 compara as temperaturas médias e as temperaturas de pico para cada distância e material do telhado, tais dados foram obtidos através de estimativa do modelo matemático com os mesmos dados de entrada para todas as distâncias e materiais envolvidos.

Figura 21: Comparativo das temperaturas médias e de pico de acordo com o modelo matemático, para os materiais e distâncias ensaiadas.



Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com os dados apresentados na Figura 22 e nos experimentos de campo pode-se afirmar que não é recomendado instalar o gerador fotovoltaico sobre o telhado sem qualquer distância entre os dois. Quando este tipo de instalação é feito sempre ocorre um aumento da temperatura do gerador FV que leva consequentemente a uma queda na geração de energia elétrica. A distância ideal para a instalação do gerador fotovoltaico varia de acordo com o material do telhado, porém pode-se inferir que 10 cm é uma distância aceitável no caso do fibrocimento, e para a cerâmica vermelha e o aço galvanizado algo em torno de 10 cm ou 20 cm. Um dado interessante é que a distância de 30 cm fez com que a temperatura aumentasse em todos os casos, o que sugere que grandes distâncias entre o gerador FV e o telhado

não são desejáveis, porém outros estudos com distâncias maiores precisam ser feitos para confirmar esta hipótese.

A estimativa do modelo matemático para a temperatura média do módulo FV mostra que, para os três materiais há uma tendência de redução da mesma, quando o módulo é afastado do telhado até uma distância de 10 cm, no caso da cerâmica vermelha essa redução da temperatura do módulo FV foi de aproximadamente 7°C, para o fibrocimento 5°C, e para o aço galvanizado foi de aproximadamente 4°C, sendo nestes casos a temperaturas média ambiente de 29°C, a temperatura média do módulo a 10cm da cerâmica vermelha foi 42,12°C, a 10cm do fibrocimento 38,9°C, e a 10cm do aço galvanizado 51,93°C, e as temperaturas com o módulo sem nenhuma distância até o telhado foram para a cerâmica vermelha 49,28°C, para o fibrocimento 44,09°C e para o aço galvanizado 55,21°C.

O aumento da distância entre o módulo FV e o telhado para 20 cm mostrou, para todos os materiais, uma tendência de aumento da temperatura. A cerâmica vermelha teve um aumento de aproximadamente 7°C, o fibrocimento de 1°C aproximadamente, e o aço galvanizado de menos de 1°C. Quando a distância aumenta para 30cm a tendência de aumento de temperatura se mantém, porém o aumento é mais discreto. O módulo FV sobre a cerâmica vermelha aumentou aproximadamente 1°C, o fibrocimento menos de 1°C, e o aço galvanizado também menos de 1°C. Todas as tendências relatadas estão de acordo com as tendências observadas nas medições em campo, ou seja, a simulação está coerente com as medições em campo.

No caso da estimativa das temperaturas de pico tem-se as mesmas tendências em relação às temperaturas médias, ou seja, uma diminuição da temperatura quando a distância do módulo FV é aumentada de 0 cm para 10 cm, seguida de um aumento de temperatura quando a distância é aumentada para 20 cm e 30 cm. O módulo sobre a cerâmica vermelha teve a temperatura de pico diminuída em aproximadamente 12°C, sobre o fibrocimento aproximadamente 8°C, e sobre o aço galvanizado 5,5°C. O aumento da distância para 20cm gerou um aumento da temperatura do módulo sobre a cerâmica vermelha de aproximadamente 12°C, sobre o fibrocimento 1,5°C aproximadamente, e sobre o aço galvanizado 0,5°C aproximadamente. Aos 30 cm de distância novamente ocorreu aumento da temperatura, porém de forma mais tênue. O módulo sobre a cerâmica aumentou aproximadamente 1°C, sobre o fibrocimento 1,5°C, e sobre o aço galvanizado 1°C aproximadamente.

6 CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi a avaliação das condições de instalação dos geradores fotovoltaicos sobre telhados residenciais, visando a melhoria destas condições de modo a fornecer um ganho na geração de energia elétrica, o foco principal recai sobre a diminuição da temperatura de operação do gerador FV, possibilitando assim um ganho na geração de energia elétrica. A hipótese inicial foi de que a distância do gerador até o telhado e o material do telhado residencial têm influência na variação de temperatura do gerador FV, sendo assim um questionário foi aplicado dentre empresas e instaladores individuais de sistemas fotovoltaicos com o objetivo principal de verificar quais as principais distâncias usadas na instalação de geradores fotovoltaicos sobre telhados residenciais, os resultados deste questionário foram usados para elaborar experimentos de campo onde uma bancada que simula um telhado residencial foi construída e, variando o material do telhado e a distância do gerador FV até o mesmo foram coletados dados de temperatura e geração de energia elétrica. Os dados de temperatura foram então comparados com a estimativa de um modelo matemático usado para prever a temperatura de geradores FV instalados sobre telhados residenciais. A contribuição deste trabalho foi a inclusão das variáveis de “distância até o telhado” e “material do telhado” na estimativa de temperatura do módulo FV, através de um modelo matemático que por sua vez consiste em um apanhado das contribuições mais recentes neste âmbito.

Após a validação do modelo com base nos dados coletados ele foi usado para gerar dados de temperatura a fim de comparar distâncias e três dos principais materiais utilizados na construção de telhados residenciais na cidade de Belo Horizonte: cerâmica vermelha, fibrocimento e aço galvanizado. Tal estratégia foi necessária pois a comparação dos dados coletados em campo sofre a influência das condições meteorológicas do dia em que foram medidos, sendo assim o principal dado de entrada, que é a irradiância solar, varia de forma totalmente aleatória dependendo do dia da coleta do dado, o que dificulta a comparação destes dados. O uso do modelo possibilitou o uso dos mesmos dados de entrada para todas as distâncias e todos os materiais ensaiados, dessa forma foi possível fazer uma comparação mais confiável entre as variáveis de distanciamento do gerador até o telhado e material do telhado.

Os resultados do comparativo dos dados gerados pelo modelo mostraram a mesma tendência observada nos dados coletados em campo. Para todos os materiais

envolvidos há uma tendência de diminuição da temperatura do gerador FV com o aumento da distância entre este e o telhado, até 10 cm de distância. Quando a distância aumentou para 20 cm houve um aumento da temperatura do gerador FV, e a 30 cm foi observado novamente um aumento de temperatura, porém menor. O motivo deste comportamento precisa ser investigado numa pesquisa específica para este fim, porém duas hipóteses podem ser levantadas a este respeito: a primeira é a de que o aumento da distância aumenta a convecção na parte traseira do módulo ao mesmo tempo que, a 10 cm de distância, o telhado funciona como um dissipador de calor que hora recebe convecção forçada e hora funciona com convecção natural, a segunda hipótese é que um aumento da distância para 20 cm ou 30 cm favorece o aumento de temperatura pois a parte traseira do gerador capta o albedo emitido pelo telhado e pelo ambiente em torno do mesmo, causando assim o aumento da temperatura.

O material que apresentou as menores temperaturas foi o fibrocimento, seguido pela cerâmica vermelha e em seguida o aço galvanizado. O fibrocimento é um material de cor clara e de pequena espessura, o que ajuda na reflexão da irradiância solar e na perda de calor para o ambiente. A cerâmica vermelha é conhecidamente um material “frio”, usado inclusive na fabricação de filtros e armazenamento de água potável, de modo que a mesma consiga ficar abaixo da temperatura ambiente. O aço galvanizado, apesar de refletir bastante os raios solares, possui uma absorvidade alta se comparado com os outros dois materiais, o que contribui para o aumento de sua temperatura.

6.1 Contribuições da pesquisa

- Foi desenvolvido um modelo dinâmico de transferência de calor em profundidade, com base no balanço de energia total, considerando o material da cobertura e a distância entre o módulo FV e a cobertura, a fim de prever a temperatura de operação do dispositivo fotovoltaico. As características especiais deste modelo incluem a consideração dos parâmetros dos materiais da cobertura e do painel fotovoltaico, os parâmetros de transferência de calor, o recurso solar e as condições climáticas locais e o posicionamento do painel em relação ao telhado.
- O modelo é usado para avaliar a temperatura do módulo de Si em função da separação módulo-telhado para 3 materiais de cobertura comuns usados no Brasil

em condições operacionais típicas. As separações ideais foram: (1) Fibrocimento - 10 cm; (2) Telha Vermelha - 10 cm; (3) Aço galvanizado: 10 cm. O modelo foi validado comparando-o com medições de temperatura para painéis de Si cristalino montados em três telhados sob as condições meteorológicas locais e solares mostrando boas correlações (3% -4% de erro).

- Dos 3 telhados avaliados, o fibrocimento mostrou-se a melhor superfície para a montagem dos painéis fotovoltaicos devido à sua capacidade térmica e propriedades de transferência de calor, levando ao menor aquecimento do painel solar na distância de separação ideal (10 cm). O telhado de telha vermelha ficou em segundo lugar, com a mesma separação ideal, mas temperaturas de operação mais altas para o módulo fotovoltaico. O telhado de aço galvanizado exigiu separações ideais mais altas com os painéis sempre temperaturas mais altas do que para qualquer um dos outros dois telhados.
- A pesquisa realizada com instaladores e desenvolvedores indica que não existe padronização nas instalações dos geradores fotovoltaicos. Cerca de metade dessas empresas / instaladores montam os geradores diretamente sobre o telhado, sem separação, ou sem algum tipo de preocupação ou padronização de distância- resultando em desempenho fotovoltaico inferior e degradação potencial de longo alcance desses sistemas solares para o consumidor.

6.2 Trabalhos futuros

- Fornecer oficinas para instaladores e desenvolvedores sobre os métodos de instalação adequados para instalações de telhado de PV em local específico e com o material de telhado específico. Isso incluiria a importância da separação do módulo fotovoltaico do telhado para garantir o desempenho fotovoltaico ideal.
- Estender o modelo e a análise para incluir outros parâmetros, como questões ambientais como, umidade, sombreamento, sensibilidade à orientação do telhado, e incluir outros materiais de cobertura que são usados ou estão sendo considerados para uso futuro em construção. Este último ponto incluiria interações com as indústrias de construção e telhados.
- Expandir o modelo e as análises para outras tecnologias de módulo FV que têm características eletro-ópticas diferentes (por exemplo, módulos de filme fino que

incluem CdTe e CIGS) e diferentes estruturas geométricas (por exemplo, os novos módulos bifaciais que incluiriam a consideração do material de cobertura albedo).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Chamada N° 013/2011 Projeto estratégico: “**Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira**”. Brasília, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N°482/2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em: 04 ago. 2018.

ADOUNKPE, Julien G. *et al.* Modeling Solar Energy Transfer through Roof Material in Africa Sub-Saharan Regions. **Renewable Energy**, v. 2013, p. 1–8, april 2013.

AKIYOSHI, M. M. *et al.* Correlation between thermal conductivity, temperature and bulk density for fireclay and alumina refractories. **Cerâmica**, v. 47, n. 301, p. 19–27, august 2001.

ALONSO-ABELLA, M.; CHENLO, F. Toledo PV Plant 1 MWp – **20 Years of Operation. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, n. January, p. 2728–2733, 2014. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/276253019_TOLEDO_PV_PLANT_1_MW_p_-_20_YEARS_OF_OPERATION>. Acesso em: 22 jan. 2020.

ALONSO GARCÍA, M. C.; BALENZATEGUI, J. L. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations. **Renewable Energy**, v. 29, n. 12, p. 1997–2010, out. 2004.

ALTENER. *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. . [S.l: s.n.], 2004.

ANDREASI, Wagner Augusto; SILVA, Jucimeire Neves Da. **Estudo das variáveis climáticas internas que influenciam no conforto térmico e na eficiência energética das edificações**. Wagner Augusto Andreasi 1 & Jucimeire Neves da Silva 2. n. 1997, 1996.

ANT, Por; ANES, Almeida. **A influência da massa e da exposição solar no comportamento térmico dos edifícios**. Lisboa, [s.n.] 2000

J. Appelbaum, The role of view factors in solar photovoltaic fields, **Renewable Sustainable Energy Rev.** v.81 (2018) 161–171, february 2018

Armstrong, S., Hurley, W.G., 2010. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. **Applied Thermal Engineering**. v.30, 1488–1495, march 2010.

Balog R.S., Y. Kuai, G. Uhrhan, A photovoltaic module thermal model using observed insolation and meteorological data to support a long life, highly reliable module-integrated inverter design by predicting expected operating temperature. *In*: IEEE

Energy Conversion Congress and Exposition, 2009, San Jose, CA. **Proceedings**[...]. San Jose: IEEE, 2009.

Bejan A, Kraus AD. **Heat Transfer Handbook**, New Jersey: John Wiley & Sons, 2003.

BUCHAN, G D. *Analytic modelling of solar radiation: driven temperature variations of outdoor surfaces*. **Appl. Math. Modelling**. [S.l: s.n.], 1986. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0307904X8690020X>>. Acesso em: 19 jun. 2019.

CALDAS, Helder Henri Silva e; SILVA MOISÉS, Antonio Luiz. Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo De Caso Para Consumidores Residenciais De Salvador - Ba. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 5, n. 1, p. 164–180, 2016.

CANAL SOLAR. **Estudo de Caso: Incêndio em inversor solar fotovoltaico**. São Paulo 2019. Disponível em: <https://www.canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/98-estudo-de-caso-1-incendio-em-inversor-solar-fotovoltaico>. Acesso em: 29 jun. 2020.

CASSINI, Dênio Alves. **Impactos da degradação no desempenho elétrico e térmico de módulos fotovoltaicos de sistemas instalados em Minas Gerais**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016.

CHANDER, Subhash *et al.* A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature. **Energy Reports**, v. 1, p. 104–109, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2015.03.004>>

CHUNG, Min Hee; PARK, Jin Chul; KO, Myeong Jin. Effect of the solar radiative properties of existing building roof materials on the energy use in humid continental climates. **Energy and Buildings**, v. 102, p. 172–180, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.05.022>>.

COLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Energy**, v. 22, p. 155 – 164, 1979.

COSTA, Sara Domingues Da. **Detecao de Defeitos em Celulas e Modulos Fotovoltaicos por Medidas de Termografia**. 2015. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente) - Universidade de Lisboa, Lisboa, 2015.

COSTA, Suellen Caroline Silva. **Modelagem e simulação do desempenho de sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento conectados à rede elétrica**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013.

DESPINASSE, Marie Claire; KRUEGER, Simone. First developments of a new test to evaluate the fire behavior of photovoltaic modules on roofs. **Fire Safety Journal**, v. 71, p. 49–57, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.firesaf.2014.11.011>>.

DOS SANTOS, Luan G. M. *et al.* Comparação experimental de estratégias para redução da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos. *In*: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar 2018, Gramado. **Anais** [...].

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. **Solar engineering of thermal processes**. 3 ed. New York: John Wiley & Sons, 2006.

E.M. Sparrow, K.K. Tien, Forced convection heat transfer at an inclined and yawed square plate-application to solar collectors, **J. Heat Transfer** 99 (1977) 507–512

FAHRENBRUCH, Alan L.; BUBE, Richard H. **Fundamentals of Solar Cells: photovoltaic solar cell conversion**. New York: Academic Press, 1983.

FEBRAS, Filipe Sehn. **Módulos fotovoltaicos com células solares bifaciais: fabricação, caracterização e aplicação em sistema fotovoltaico isolado**. 2012. Tese (Doutorado em engenharia e tecnologia de materiais) Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012

FERREIRA, Artur Gonçalves. **METEOROLOGIA PRÁTICA. Oficina de texto**. São Paulo, 2006.

FERREIRA, FABIANE LOURENÇO; PRADO, Racine T.A. Medição do albedo e análise de sua influência na temperatura superficial dos materiais utilizados em coberturas de edifícios no Brasil. **Boletim Técnico da Escola Politécnica da USP**, n. BT/PCC/351, p. 12, 2003.

FILHO, Paulo Roberto Teixeira *et al.* COBERTURAS: OS DIVERSOS TIPOS E SUAS CARACTERÍSTICAS. **Revista Saberes da Unijpa**, p. 1–22, jun. 2016. Disponível em: <<https://unijpa.edu.br/por-que-a-unijpa/revista-saberes/>>.

FLICKER, Jack; JOHNSON, Jay. Photovoltaic ground fault detection recommendations for array safety and operation. **Solar Energy**, v. 140, p. 34–50, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.017>>.

FONASH, Stephen J. **Solar Cell Device Physics**. 2.ed. Burlington: Academic Press, 2010

GHANI, F. *et al.* On the influence of temperature on crystalline silicon solar cell characterisation parameters. **Solar Energy**, v. 112, p. 437–445, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.12.018>>.

GUIMARÃES, A. P. C. **Estudo solarimétrico com base na definição de mês padrão e sequência de radiação diária**. 1995. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1995.

HERING, Francisco Alves. **Inspeção e monitoramento do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede : estudo de caso real** 2014. 127 f. Potifícia Universidade Católica de Minas Gerais, 2014. Disponível em: <http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngMecanica_SouzaFHAF_1.pdf>.

H.C. Hottel, A.F. Sarofim, **Radiative transfer**. New York: McGraw-Hill Book Company 1967

Incropera, F. P., and DeWitt, D. P. (1996). **Fundamentals of Heat and Mass Transfer**, 4th ed., Wiley, New York

J.A. Kratochvil, W.E. Boyson, D.L. King, **Photovoltaic Array Performance Model**. vol. 8. Albuquerque, NM, and Livermore, CA, 2004.

JO, J. H.; OTANICAR, T. P. A hierarchical methodology for the mesoscale assessment of building integrated roof solar energy systems. **Renewable Energy**, v. 36, n. 11, p. 2992–3000, 2011.

Jones, A.D., Underwood, C.P., A thermal model for photovoltaic systems. **Solar Energy** v.70, 349–359, 2001

JORDAN, Dirk C. *et al.* Photovoltaic failure and degradation modes. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 25, n. 4, p. 318–326, 1 abr. 2017. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2866>>. Acesso em: 25 maio 2020.

JUMIEN, Nur Adibah *et al.* Performance of a 2.8 kWp monocrystalline free-standing grid-connected photovoltaic system at SIRIM berhad. 17 fev. 2016, [S.l.]: **Institute of Electrical and Electronics Engineers**, 17 fev. 2016. p. 93–97.

K LAWRENCE, Waithiru Charles *et al.* Floating photovoltaic module temperature operation characteristics. 2017, [S.l: s.n.], 2017. p. 637–640.

Kant, K., Shukla, A., Sharma, A., Biwole, P.H., 2016. Thermal response of polycrystalline Silicon photovoltaic panels: numerical simulation and experimental study. **Solar Energy** 134, 147–155.

KRATZENBERG, Manfred G.; RÜTHER, Ricardo; RAMBO, Carlos R. Towards the maximum efficiency design of a perovskite solar cell by material properties tuning: A multidimensional approach. **Solar Energy**, v. 194, n. August, p. 499–509, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.10.045>>.

KURTZ, Sarah *et al.* The challenge to move from "one size fits all" to pv modules the customer needs. *In*: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2011, **Proceedings** [S.l: s.n.], 2011.p. 3064-3068

LEOW, Wai Zhe *et al.* Investigation of solar panel performance based on different wind velocity using ANSYS. **Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science**, v. 1, n. 3, p. 456–463, 2016.

D. Torres-Lobera, S. Valkealahti, Inclusive dynamic thermal and electric simulation model of solar PV systems under varying atmospheric conditions, **Solar Energy** 105 (2014) 632–647, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.018>

MACHADO NETO, L. V. B. **Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural**. 2006. 199 f. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Minas Gerais, 2006.

MALINEK, Martin *et al.* Modelling of photovoltaic module convective heat transfer coefficient. **MendeNet** 2016, p. 877–882, 2016. Disponível em: <https://mendelnet.cz/artkey/mnt-201601-0157_MODELING_OF_PHOTOVOLTAIC_MODULE_CONVECTIVE_HEAT_TRAN

SFER_COEFFICIENT.php?back=/magno/mnt/2016/mn1.php?secid=11%0Ahttps://www.evernote.com/shard/s235/nl/28518202/2aa03f73-c4c3-4298-ba23-e2a77d54c550>.

MARGOLIS, Robert; FELDMAN, David; BOFF, Daniel. Solar Industry Update. **National Renewable Energy Laboratory**, n. May, p. 1–83, 2018.

MELLIT, A.; TINA, G. M.; KALOGIROU, S. A. Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, n. March, p. 1–17, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.062>>.

MICHAEL, Jee Joe; SELVARASAN, Iniyan. Economic analysis and environmental impact of flat plate roof mounted solar energy systems. **Solar Energy**, v. 142, p. 159–170, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.019>>.

MOREIRA JÚNIOR, Orlando *et al.* Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha. **Interações (Campo Grande)**, v. 21, n. 2, p. 379–387, 2020. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1518-70122020000200379&lng=en&nrm=iso&tlng=pt>.

MASSON, Gaëtan; ORLANDI, Sinead; REKINGER, Manoël. **Global Market Outlook for photovoltaics 2014-2018**. Sweden: European Photovoltaic Industry Association 2014

Notton, G., Cristofari, C., Mattiei, M., Poggi, P., 2005. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. **Applied. Thermal. Engineering**. 25, 2854–2877.

OLIVEIRA, Luís Guilherme Monteiro. **Avaliação de fatores que Influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

PANDIAN, Anbu *et al.* Fire Hazards and Overheating Caused by Shading Faults on Photo Voltaic Solar Panel. **Fire Technology**, v. 52, n. 2, p. 349–364, 2016.

PENG, Peng *et al.* Microscopy study of snail trail phenomenon on photovoltaic modules. **RSC Advances**, v. 2, n. 30, p. 11359–11365, 2012.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p. ISBN 978-85-17-00090-4. IBI: <8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Disponível em: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>.

PILLAI, Rohitkumar *et al.* Cell (module) temperature regulated performance of a building integrated photovoltaic system in tropical conditions. **Renewable Energy**, v. 72, p. 140–148, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.023>>. Acesso em: 22 nov. 2018

PORTOLAN, Ísis; SANTOS, Dos; RÜTHER, Ricardo. The potential of building-

integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 50, p. 290–297, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.03.052>>. Acesso em: 20 ago. 2019.

RAMLI, Makbul A.M. *et al.* On the investigation of photovoltaic output power reduction due to dust accumulation and weather conditions. **Renewable Energy**, v. 99, p. 836–844, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.063>>.

REIS, Frederico Santos Belchior Dos; SOUZA, Ubiraci Espinelli Lemes De. Coberturas com telhado: definições, características gerais e visão analítica. Boletim Técnico da Escola Politécnica da USP Departamento de Engenharia de Construção Civil. São Paulo: [s.n.], 2007.

SAJJAD, Uzair *et al.* Cost effective cooling of photovoltaic modules to improve efficiency. **Case Studies in Thermal Engineering**, v. 14, p. 100420, set. 2019. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2214157X19300401>>. Acesso em: 24 jun. 2019.

Schott T. Operation temperatures of PV modules. *In*: 6th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference. London, **Proceedings UK**, 1985. pp. 392–396.

SIMIONI, Tássio. **O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil**. 2017. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Rio de Janeiro, 2017.

SKOPLAKI, E; PALYVOS, J A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, p. 614–624, 2008. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. Acesso em: 19 maio 2019.

SOUZA, Amaury De; ARISTONE, Flávio. Um estudo d temperatura e da radiação solar em células fotovoltaicas. **Tecno-Lógica**, Santa Cruz do Sul, v. 22, n. 2, p. 194–200, jul. 2018.

Sparrow E.M., Tien K.K., Forced convection heat transfer at an inclined and yawed square plate-application to solar collectors, **J. Heat Transfer** 99 (1977) 507–512

Tsai, H.-F., Tsai, H.-L., 2012. Implementation and verification ofintegrated thermal and electrical models for commercial PV modules. **Solar Energy** 86, 654–665.

WANG, G. H. *et al.* Performance improvement of amorphous silicon germanium single junction solar cell modules by low temperature annealing. **Thin Solid Films**, v. 552, p. 180–183, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tsf.2013.11.102>. Acesso em jan 2020.

WÜRFEL, Peter; WÜRFEL, Uli. **Physics of Solar Cells**. 3.ed. Weinheim: Wiley-VCH, 2016

ZHAO, Guomin *et al.* Analysis of Fire Risk Associated with Photovoltaic Power Generation System. **Advances in Civil Engineering**, v. 2018, 2018.

ZHOU, Ji cheng *et al.* Temperature distribution and back sheet role of polycrystalline silicon photovoltaic modules. **Applied Thermal Engineering**, v. 111, p. 1296–1303, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.10.095>>. Acesso em: 22 nov. 2018.

APÊNDICE I

Questionário sobre técnicas de instalação de Sistemas Fotovoltaicos.

Elaboração: (Bernardo Guimarães)

Este questionário faz parte de uma pesquisa de dissertação de mestrado do departamento de Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

1-Que tipo de sistema você/sua empresa instala? (Pode marcar mais de uma opção)

- Residencial conectado à rede elétrica
- Residencial isolado (Banco de baterias)
- Planta Fotovoltaica conectada à rede elétrica
- Planta Fotovoltaica isolada (Banco de Baterias)
- Outro tipo (descreva):

2-Se você/sua empresa instala sistemas isolados qual o tipo de bateria é usada? (Pode marcar mais de uma opção).

- Chumbo ácido automotiva
- Chumbo ácido Estacionária
- Níquel Metal Hidreto (NiMH)
- Polímero de lítio (LiPo)
- Íons de lítio (Lion)
- Outro tipo (descreva):

3-Para instalação residencial sobre telhados qual é a distância entre as fileiras de módulos (*strings*) você usa?

- Menos do que 50 centímetros
- 50 centímetros
- 1 metro
- Mais do que 1 metro
- Não coloco espaço entre as fileiras
- Outro(descreva):

4-Para instalação residencial sobre telhados qual é a distância entre os módulos e o telhado?

- () Instalo rente ao telhado
- () 10 centímetros
- () 15 centímetros
- () 20 centímetros
- () Mais do que 20 centímetros
- () É irrelevante essa distância
- () Outro(descreva):

5- Quais os testes você realiza após a instalação? (Pode marcar mais de uma opção).

- () Ligo o sistema e confirmo se está gerando corretamente
- () Traço a curva i v (corrente x tensão) do sistema
- () Teste de isolamento do sistema em relação ao terra
- () Teste de condutividade da estrutura em relação ao terra
- () Faço a inspeção visual
- () Outros testes (descreva):

6 – Qual a bitola dos cabos que vão ligados aos painéis você usa?

- () 2 mm
- () 4 mm
- () 6 mm
- () Depende do projeto
- () Outros (descreva)

7 – Você usa conectores padronizados em seu projeto? Se sim qual o tipo?

- () Não uso conector padronizado
- () Uso conector MC4
- () Uso conector MC8
- () Uso conector MC12

- () Vai depender do projeto
 - () Outros (descreva)
-

8 - Qual a inclinação dos módulos você costuma usar?

- () Sem inclinação, prefiro instalar na horizontal
 - () Menor que 10°
 - () 10°
 - () 15°
 - () 20°
 - () Mais que 20°
 - () Outras (descreva)
-

9 – Você instala os módulos voltados para o:

- () Norte geográfico
 - () Norte magnético
 - () Sul Geográfico
 - () Sul Magnético
 - () Outros (descreva)
-

10 – A potência do inversor que você costuma usar em seus projetos costuma ser:

- () A mesma potência do gerador
 - () Potência menor que a do gerador. Quanto % menor? _____
 - () Potência maior que a do gerador. Quanto % maior? _____
 - () Outros (descreva)
-