



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA**  
**CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**



**GUILLERMO ANDRÉS RODRÍGUEZ CANTOR**

**INFLUÊNCIA DOS FATORES CLIMÁTICOS NO  
DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM  
REGIÕES DE CLIMA TROPICAL**

**JOÃO PESSOA – PB**  
**2017**

**PPGER / MESTRADO ACADÊMICO / N° 17**

**GUILLERMO ANDRÉS RODRÍGUEZ CANTOR**

**INFLUÊNCIA DOS FATORES CLIMÁTICOS NO  
DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM  
REGIÕES DE CLIMA TROPICAL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis, para obtenção do título de Mestre.

**LINHA DE PESQUISA: MATERIAIS APLICADOS ÀS ENERGIAS  
RENOVÁVEIS**

**ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

**Orientador  
Dr. João Marcelo Dias Ferreira**

**Coorientador  
Dr. Kleber Carneiro de Oliveira**

**JOÃO PESSOA – PB  
2017**

C232i Cantor, Guillermo Andrés Rodríguez.  
Influência dos fatores climáticos no desempenho de  
módulos fotovoltaicos em regiões de clima tropical / Guillermo  
Andrés Rodríguez Cantor.- João Pessoa, 2017.  
176f. : il.  
Orientador: João Marcelo Dias Ferreira  
Coorientador: Kleber Carneiro de Oliveira  
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR  
1. Energias renováveis. 2. Eficiência de conversão FV.  
3. Temperatura de operação FV. 4. Condições climáticas.  
5. Módulo fotovoltaico. 6. Modelo linear.

UFPB/BC

CDU: 620.91(043)

GUILLERMO ANDRÉS RODRÍGUEZ CANTOR

**INFLUÊNCIA DOS FATORES CLIMÁTICOS NO  
DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM  
REGIÕES DE CLIMA TROPICAL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis, para obtenção do título de Mestre.

APROVADA em 20 de Fevereiro de 2017.

Dr. Kleber Carneiro de Oliveira

UFPB

Dr. Gilberto Augusto Amado Moreira

UFPB

Dr. José Mauricio Alves de Matos Gurgel

UFPB

Orientador  
Dr. João Marcelo Dias Ferreira

JOÃO PESSOA – PB  
2017

## RESUMO

Regiões com clima tropical, como o Nordeste brasileiro, oferecem condições reais diferentes em relação às condições STC, para sistemas fotovoltaicos (PV). Por isso, esta pesquisa recolheu diferentes pesquisas e expressões utilizadas para calcular a temperatura de operação ( $T_c$ ) do painéis, a fim de determinar quais dessas expressões se aproximam melhor do  $T_c$  medido em condições reais de operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, em uma região tropical. Durante este estudo, foram determinados que além da temperatura ambiente, a irradiância e a velocidade do vento, a umidade relativa também pode afetar a temperatura PV subsequentemente o desempenho, porque a umidade relativa interrompe os raios de irradiação solar, e também aumenta a temperatura da célula. Das dez equações encontradas na literatura, as expressões que melhor se aproximam da temperatura da célula medida ( $T_c$ ) foram as propostas por Tamizhmani ( $\pm 2,11\%$ ) e Loveday & Taki ( $\pm 3,25\%$ ). Utilizando a base de dados medida e considerando a umidade relativa, foi proposto também um novo modelo linear para  $T_c$ , com um MAE (Mean Absolute Error) de  $\pm 1,45\%$ . Por outro lado, determinouse que as equações para calcular  $T_c$  (equações usadas também para calcular a eficiência), propostas por Nusselt e Jurgues, e por Servant apresentam uma predição da eficiência FV de  $0,084 \pm 10,4\%$  e  $0,085 \pm 9,1\%$ , respectivamente. Por outro lado, as regressões lineares apresentadas por Muzathik e Tamizhmani, predizem uma eficiência de conversão de  $0,080 \pm 14\%$  e  $0,087 \pm 7,7\%$ , respectivamente. Por fim, é proposto também um modelo linear para calcular a eficiência de conversão sob as condições específicas dos módulos em operação e ligados na rede, no prédio do CEAR, estimando uma eficiência FV de  $0,085 \pm 0,8\%$  para condições de céu limpo, e considerando a umidade relativa do ar.

**Palavras-Chave:** eficiência de conversão FV; temperatura de operação FV; condições climáticas; módulo fotovoltaico; modelo linear; predição de eficiência.

## ABSTRACT

Regions with tropical climate, like the Brazilian northeast, offers different real conditions compared with the STC conditions, for Photovoltaic (PV) systems. Because of that, this study collected different researches and expressions used to calculate the FV operating temperature ( $T_c$ ), in order to determine which of those expressions better approach to the measured  $T_c$  under real operating conditions for a PV system connected to the grid, in a tropical region. During this study, were determined that apart of the ambient temperature, the irradiance and the wind speed, the relative humidity can also affects the PV performance and temperature, because the relative humidity interrupts the solar irradiance rays, and also increases the cell temperature. Out of ten equations found in the literature, the expressions that better approach to the measured cell temperature ( $T_c$ ) were the proposed by Tamizhmani ( $\pm 2,11\%$ ) and Loveday & Taki ( $\pm 3,25\%$ ). Using the measured database, and considering the relative humidity, it was also proposed a new linear model for  $T_c$ , with a MAE (Mean Absolute Error) of  $\pm 1,45\%$ , suitable for the m-Si PV models installed on the CEAR building, in a tropical climate.

**Keywords:** FV efficiency, FV operational conditions, climate conditions, linear model, temperature prediction, efficiency prediction; tropical weather.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Espectro solar. Fonte: (KAYA, 2014). Tomado de: <a href="http://bte.bilgem.tubitak.gov.tr/sites/images/g1-6.pdf">http://bte.bilgem.tubitak.gov.tr/sites/images/g1-6.pdf</a> .....	25
Figura 2. Diagrama simbólico da fração de energia em cada processo radiativo da atmosfera. Fonte: Pereira, et al, 2006.....	26
Figura 3. Perfil da Irradiância solar ao longo de um dia. Fonte: VILLALVA, 2012.....	27
Figura 4. Variação da radiação extraterrestre durante o ano. Fonte: (DUFFIE; BECKMAN, 2013).....	27
Figura 5. Valores de Massa de Ar, ou AM, AM=0, AM=1, AM=2. Fonte: AMY, 2006.....	28
Figura 6. Irradiação horizontal global anual e diária em diferentes zonas do planeta Terra. Fonte: SolarGIS, 2013. Tomado de: <a href="http://Solargis.info">http://Solargis.info</a> . Acesso em 11/11/2015.....	29
Figura 7. Radiação Solar Global Diária media anual diária (MJ/m <sup>2</sup> /dia) no Brasil. Fonte: Grupo FAE, 2000. ....	30
Figura 8. Radiação solar global diária media mensal (MJ/m <sup>2</sup> /dia) no Brasil. Fonte: Grupo FAE, 2000 .....	30
Figura 9. Radiação Direta e Difusa. Tomado de: <a href="http://focusolar.com.br/potencial-solar-brasileiro">http://focusolar.com.br/potencial-solar-brasileiro</a> . Acesso em 30/01/2016 .....	31
Figura 10. Radiação global (direta e difusa) em uma superfície horizontal medida durante um dia claro e um dia com muita nebulosidade, na latitude 43° em dias perto do equinócio. Fonte: (DUFFIE, BENKMAN, 2013).....	32
Figura 11. Representação geométrica da radiação solar sobre um plano inclinado com ângulo $\beta$ respeito da horizontal. ....	34
Figura 12. Equação do tempo E em minutos, em função do mês do ano. Fonte: Fonte: (DUFFIE, BENKMAN, 2013).....	35
Figura 13. Diagrama de transferência de calor por radiação num corpo. Fonte: Autoria própria. ....	36
Figura 14. Dependência espectral das transmissividades espectrais $\tau(\lambda)$ de materiais semitransparentes selecionados. Fonte: Incropera, <i>et al.</i> 2008. ....	37
Figura 15. Representação de dos três tipos de transferência de energia térmica. Tomado de Refrimaq.org. Acesso 01/06/2016.....	38
Figura 16. Temperatura média na superfície da Terra segundo a latitude. ....	39
Figura 17. a) Esquema de uma barra condutora ligada com dois reservatórios térmicos com temperaturas diferentes ( $T_1 > T_2$ ). b) Detalhe do segmento de barra condutora. Fonte: (CRUZ, 2014).....	40

Figura 18. Sistema constituído de duas barras condutoras diferentes, de comprimento L1 e L2, unidas numa extremidade e submetidas a uma gradiente de temperatura, em que $T_1 > T_2 > T_3$ .	41
Figura 19. Coeficiente de absorção de alguns materiais semicondutores, em função do comprimento de onda da luz incidente.	43
Figura 20. Espectro de radiação solar e a Energia contida um fóton, em função do comprimento de onda. Tomado de eletromagnética (ZILLES, 2012).	45
Figura 21. Circuito equivalente de: a) uma célula fotovoltaica e b) um módulo de varias células fotovoltaicas. Tomado de TINA, 2008.	47
Figura 22. Comportamento da corrente de uma célula fotovoltaica em função da tensão.	49
Figura 23. Transferência de calor do sistema fotovoltaico, com conservação da energia. Adaptado de Jones e Underwook (2000).	52
Figura 24. Esquema dos fatores que limitam a eficiência de conversão de uma célula FV. a) Fatores intrínsecos. b) Perdas por resistência. Fonte: (MOEHLECKE; ZANESCO, 2005).	56
Figura 25. Perdas típicas de um sistema fotovoltaico ligado na rede. Tomado de PVSys.	57
Figura 26. Eficiência Relativa em função da temperatura ambiente, supondo uma velocidade do vento constante. Fonte: CLEFS CEA 2004.	60
Figura 27. Capacidade instalada de módulos FV no mercado. Adaptada de: NPD <i>SolarBuzz</i> . Disponível em: <a href="http://cleantechnica.com/2014/10/17/solar-pv-technology-roadmap-shows-healthy-industry/">http://cleantechnica.com/2014/10/17/solar-pv-technology-roadmap-shows-healthy-industry/</a> . Acesso em 01 Jan 2016.	61
Figura 28. Comparação entre o desempenho dos módulos de filme fino de <i>FirstSolar</i> com os módulos de silício policristalino, baixo diferentes temperaturas de trabalho. Disponível em <a href="http://www.firstsolar.com/Home/Technologies-and-Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-3-Black-Module">http://www.firstsolar.com/Home/Technologies-and-Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-3-Black-Module</a> . Acesso em Fev. 2016.	62
Figura 29. Estrutura básica dos testes para conseguir as curvas IV. Adaptado de PVEducation.org. Acesso em 10/10/2015.	65
Figura 30. Lâmpada ELH com filtro dicróico. Fonte: PVEducation.org. Acesso em 12/06/2015	66
Figura 31. Curva IV em escala logarítmica, obtida dos testes de escuridão. Os valores das resistências de perda podem ser calculados com a pendente da linha reta tangente à curva das regiões mostradas na figura. Adaptada de PVEducation.org. Acesso em 12/06/2015.	68
Figura 32. Curva IV para uma célula em escuridão. A região linear pode-se aproximar ao valor de $R_p$ . Tomado de: <a href="http://www.ni.com/white-paper/7230/en/">http://www.ni.com/white-paper/7230/en/</a> . Acesso em: 22 /06/2015.	68

Figura 33. Efeito da variação dos valores das resistências equivalentes. a) $R_s$ , b) $R_p$ , c) A inclinação negativa das retas mostradas dão também o valor aproximado de cada uma dessas resistências. Disponível em: <a href="http://www.ni.com/white-paper/7230/en/">http://www.ni.com/white-paper/7230/en/</a> . Acesso em: 22 /07/2015.....	69
Figura 34. Diagrama das massas de ar que atuam no território brasileiro. Tomado de: <a href="http://interna.coceducacao.com.br/">http://interna.coceducacao.com.br/</a> Acesso em: 20 /06/2016.....	70
Figura 35. Mapa mundial da classificação de clima Köppel-Geigen. Tomado de (PEEL et al, 2007).....	72
Figura 36. Regiões no mundo com clima Tropical segundo a classificação Köppel-Geigen. Tomado de: <a href="#">Koppen_World_Map_Hi-Res.png</a> . Acesso em 15/07/2016. ....	73
Figura 37. Classificação climática Köppel-Geigen para América do Sul. Aproximação na região da Paraíba e redores. (PEEL et al, 2007).....	74
Figura 38. Classificação climática do Brasil segundo o critério Köppen. Tomado de ALVARES, 2014. ....	75
Figura 39. Classificação de climas para o nordeste brasileiro. As diferenças entre os mapas são devido às atualizações e ao detalhamento. O mapa a) foi publicado em 2007 (PEEL et. al, 2007), e o mapa b) foi publicado em 2014 (ALVARES, 2014).....	76
Figura 40. Precipitação pluviométrica mensal em João Pessoa, entre 1961 e 2014. Tomado de (LES, 2014). ....	77
Figura 41. Modelo do comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos, sob influência de fatores climáticos externos. Adaptado de AMY, 2006. ....	78
Figura 42. Exemplo da influência da variação na radiação na geração da corrente entrega por um módulo fotovoltaico. A redução dos valores de radiação afeta em maior proporção a corrente da saída do que a tensão de circuito aberto. ....	79
Figura 43. Diminuição da tensão de saída causada pela variação da temperatura ambiente sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) ISOFOTÓN IS-70 sob condições STC. Fonte: <a href="#">Lidersolar.es</a> . ....	80
Figura 44. Relação entre potência de saída, radiação e temperatura para um módulo fotovoltaico de silício. Fonte: DUFFIE & BECKMAN (2013), p. 765.....	85
Figura 45. Variação dos coeficientes de transferência de calor, e da temperatura do módulo, em função da velocidade do vento. Adaptado de: Skoplaki et. al. 2008.....	90
Figura 46. Predição do decremento de $\Delta T = T_c - T_a$ com o aumento da velocidade do vento, para valores de irradiância entre 0 e $1000 \text{ W/m}^2$ . Adaptado de Skoplaki et al. 2018. ....	92
Figura 47. Relação experimental entre a irradiância e $\Delta T = T_c - T_a$ medidos sobre um painel fotovoltaico instalado em Cadarache, França, entre 2001 e 2004. Adaptado de AMY (2006). ....	92

Figura 48. Variação da irradiância com o aumento da umidade. Teste feito no clima tropical da Nigéria. Fonte: TAN. 2010.....	96
Figura 49. Variação da potência de saída sob temperatura constante e aumento controlado na umidade relativa do ar. Fonte: PANJWANI; NAREJO. 2014.....	96
Figura 50. Níveis de radiação relacionados com a umidade relativa do ar. Dados meteorológicos tomados de Inmet.gov.br, para 250 horas contínuas (10 dias a partir do dia 18 de Dezembro de 2015). Fonte: Autoria própria. ....	97
Figura 51. Comportamento da umidade relativa do ar com influência do vento. Dados meteorológicos tomados de Inmet.gov.br, para 250 horas contínuas (10 dias a partir do dia 18 de Dezembro de 2015). Fonte: Autoria própria. ....	98
Figura 52. Comportamento da umidade relativa em relação com a velocidade do vento, com 1800 amostras (horas). Dados meteorológicos tomados de Inmet.gov.br. Figura de autoria própria. ....	98
Figura 53. Figura comparativa dos níveis de chuva (acumulada cada 24 horas) e de nebulosidade (três amostras diárias, as 0, 12 e 18 horas em cada dia) para João Pessoa durante o período compreendido entre o 1 de Agosto de 2016 e o 27 de Setembro de 2016. Fonte de dados: INMET.com, Estaciones convencionais. Acesso 28/09/2016. Figura de autoria própria.....	100
Figura 54. Comparação entre os índices de Nebulosidade e de Precipitações para a cidade de João Pessoa. Valores médios mensais obtidos no Laboratório de Energia Solar – LES, UFPB, entre os anos 1976 e 2006. ....	101
Figura 55. Correlação da fracção de radiação difusa e o índice de claridade $K_T$ . Adaptado de Duffie & Beckman (2013).....	103
Figura 56. Imagens das câmaras e medições da radiação, global e direta, durante um dia na Universidade de Califórnia, San Diego, Estados Unidos. Tomado do solar.ucsd.edu. Acesso em 20/08/2016. ....	104
Figura 57. Modelo da influência dos fatores climáticos no desempenho das células fotovoltaicas. Quanto menores sejam os valores de umidade relativa, nebulosidade, pluviosidade e o albedo, maior a parcela da radiação direta e menor a parcela de radiação difusa. Baseado em AMY (2006). Fonte: Autoria própria.....	107
Figura 58. Eficiência relativa durante um dia, para um módulo cristalino, em função da temperatura média medida na face traseira do módulo. Adaptado de: (MONTGAREUIL, 2003).....	108
Figura 59. Variação da eficiência relativa para diferentes valores de temperatura de operação da célula e irradiância. A linha preta representa os valores para os quais a eficiência relativa é igual á unidade. Fonte: MONTGAREUIL, 2003. ....	109
Figura 60. Valores medidos de eficiência instantânea e meia, para distintos valores de irradiância. Fonte: Fiorentino & Seraphim, 2005. ....	110

Figura 61. Valores medidos de eficiência instantânea e meia, para distintos valores de temperatura ambiente. Fonte: Fiorentino & Seraphim, 2005.....	110
Figura 62. Localização das estações climáticas disponíveis em João Pessoa. Fonte: Inmet.gov.br. Acesso em 8 de Novembro 2016.....	113
Figura 63. Temperatura média anual em João Pessoa desde 2976 até 2013. Fonte: LES e INMET. ....	114
Figura 64. Relações de corrente e tensão dos módulos ISOFOTÓN IS-70. Fonte: Lidersolar.es. ....	118
Figura 65. Módulos Isofotón instalados na estação climatológica do CEAR. Fonte: Autoria própria. ....	118
Figura 66. Inversor DC-AC SunnyBoy 1100 instalado na estação climatológica do CEAR. Fonte: Autoria própria.....	119
Figura 67. Datalogger Ammonitor® Meteo-40 instalado para controlar as medições de alguns instrumentos climatológicos. Fonte: Autoria propia. ....	120
Figura 68. Módulos FV p-Si Solarex® MSX-77 instalados na estação climatológica no CEAR para alimentar as baterias do datalogger Ammonit® Meteo-40. Fonte: Autoria própria. ....	120
Figura 69. SunTracker EKO® instalado na estação meteorológica do CEAR. Fonte: Autoria própria. ....	120
Figura 70. Sensores PT-100 de temperatura. Instalação nas faces frontais e traseiras. Fonte: Autoria própria. ....	121
Figura 71. Detalhe do mapa de calor dos módulos FV instalados no CEAR, ligados na rede, e medido com um Termômetro IR Visual VT02 da Fluke®. Foto tomada o 19 de Júlio de 2016, as 14:32 horas. Fonte. Adaptado de Fluke.com, e fotos de autoria própria. ....	122
Figura 72. Caracterização do sensor de temperatura PT-100. Fonte: Autoria própria.....	123
Figura 73. Algumas das células quebradas em alguns dos módulos instalados. Fonte: Autoria Própria. ....	125
Figura 74. Medições manuais. De esquerda pra direita: Resistência total dos 4 sensores para obter a temperatura traseira do painel superior (ohms), tensão de saída (Volts) e corrente de saída (Ampers), do 20 de agosto de 2016 as 15:30h aproximadamente. Fonte: Autoria própria. ....	126
Figura 75. Alta presença de nuvens para o dia 21 de agosto, resultando em baixos valores de corrente de saída dos painéis fotovoltaicos. Fonte: Autoria própria. ....	127
Figura 76. Relação entre irradiância instantânea medida sobre o plano inclinado e a umidade relativa do ar. Amostras obtidas entre o 16 e o 21 de Agosto de 2016, com o datalogger do CEAR-UFPB. Fonte: Autoria própria.....	129

Figura 77. Relação entre a velocidade do vento e a umidade relativa do ar, medidas na estação climatológica do CEAR. Amostras tomadas entre o 16 e o 22 de Agosto de 2016. Fonte: Autoria própria. ....	129
Figura 78. Correlação entre temperatura da face frontal e traseira medidas para um painel fotovoltaico Isofotón de 70Wp de silício monocristalino. Fonte: Autoria própria. ....	130
Figura 79. Temperaturas ambiente, face superior (frontal) e traseira dos painéis. Valores da eficiência medida para as 86 amostras de agosto 2016. Fonte: Autoria própria. ....	130
Figura 80. Comparação dos valores de $T_c$ para diferentes pesquisas de diferentes autores. A linha vermelha corresponde a temperatura medida da superfície superior. ....	131
Figura 81. Correlações entre as temperaturas $T_c$ calculadas com equações de distintas pesquisas, e as temperaturas das faces frontais e posteriores. ....	132
Figura 82. Comparação dos valores medidos de eficiência medida, potência instantânea na saída, temperatura ambiente, temperatura na face frontal do painel, velocidade do vento, nebulosidade e umidade relativa. Fonte: Autoria própria. ....	133
Figura 83. Irradiância media e valores mínimos no plano inclinado para o dia 2 de Dezembro de 2016. Fonte: Datalogger CEAR. ....	135
Figura 84. Medições de corrente e tensão do módulo fotovoltaico no CEAR, durante a tarde do dia 2 de Dezembro de 2016. Fonte: Autoria própria. ....	135
Figura 85. Irradiância media e valores mínimos no plano inclinado para o dia 5 de Dezembro de 2016. Fonte: Datalogger CEAR. ....	136
Figura 86. Medições de corrente e tensão do módulo fotovoltaico no CEAR, durante a o dia 5 de Dezembro de 2016. Fonte: Autoria própria. ....	136
Figura 87. Sombreamento sobre o arranjo de módulos fotovoltaicos que aprece depois das 15:30 horas. O sombreamento reduz a corrente de saída do sistema. Fonte: Autoria própria. ....	137
Figura 88. Representação do caminho da corrente elétrica em um módulo fotovoltaico com diodos de <i>bypass</i> e com sombra em uma das célula. Fonte: Villalva 2012. ....	137
Figura 89. Resultado do sombreamento na característica IxV de um módulo fotovoltaico com e sem diodos de by-pass. Fonte: Villalva 2012. ....	138
Figura 90. Nomes das colunas dos dados que devem ser ingressado em MATLAB®. Fonte: Autoria Própria. ....	139
Figura 91. Figuras dos valores medidos durante o 5 de Dezembro de 2016, sendo eliminados os períodos com nebulosidade. Fonte: Autoria própria. ....	141
Figura 92. Correlações entre a velocidade do vento e a irradiância, a temperatura ambiente e a temperatura do módulo, medidas para o 5 de Dezembro de 2016. Fonte: Autoria própria. ....	142

Figura 93. Correlações entre a eficiência medida e fatores climáticos como irradiância, temperatura ambiente, temperatura do módulo e a velocidade do vento, para o dia 5 de Dezembro de 2016. ....	142
Figura 94. a) Correlação entre a umidade relativa do ar medida e a eficiência medida. b) Delta de temperatura ( $T_c - T_a$ ) em função da irradiância. Fonte: Autoria própria. ....	143
Figura 95. Comparação dos cálculos do erro entre a temperatura medida e a temperatura calculada do módulo. Cálculos do erro entre a eficiência medida e a calculada, segundo as equações dadas por diferentes pesquisas. Fonte: Autoria própria. ....	143
Figura 96. Continuação Figura 95. ....	144
Figura 97. Comparação dos cálculos do erro entre a temperatura medida e a temperatura calculada do módulo. Cálculos do erro entre a eficiência medida e a calculada, segundo as regressões lineares propostas nesta dissertação. 5 de Dezembro 2016. Fonte: Autoria própria. ....	145
Figura 98. Ponte de Wheatstone configurado para a medição da temperatura com sensores PT100. Fonte: Autoria própria. ....	149
Figura 99. Linearidade na saída da ponte Wheatstone segundo os valores das resistências superiores R1 e R3. Fonte: Instrcutables.com. Acesso em 10/12/2017. ....	149
Figura 100. Amplificador para a saída da ponte de Wheatstone. ....	150
Figura 101. Sensor de corrente ACS712. Fonte: FilipeFlop.com. ....	152
Figura 102. Circuito para medir a tensão de saída de um painel fotovoltaico. Fonte. Autoria própria. ....	153
Figura 103. Valores de irradiância, temperatura ambiente, velocidade do vento, temperatura da face traseira do painel, umidade relativa do are e eficiência. Medições semiautomáticas com quinze mil amostras tomadas os dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017, com 5 segundo de taxa de amostragem. Fonte: Autoria própria. ....	154
Figura 104. Medições de corrente, tensão e potência de saída do painel. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria. ....	155
Figura 105. Correlações de eficiência com irradiância, temperatura ambiente, temperatura da face traseira e com a velocidade do vento. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria. ....	155
Figura 106. a) Correlação de eficiência com umidade. b) Delta de temperatura vs irradiância. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria. ....	156
Figura 107. Correlações entre a velocidade do vento e a irradiância, a temperatura ambiente, e a temperatura da face traseira. Comportamento da eficiência vs a irradiância e a temperatura ambiente. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria. ....	156

Figura 108. Comparação entre as temperaturas da face traseira e os valores de $T_c$ calculados para diferentes pesquisas. Comparação entre a eficiência medida e a eficiência calculada para diferentes autores. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2016. Fonte: Autoria própria. .	157
Figura 109. Continuação Figura 108.....	158
Figura 110. Variações dos valores climáticos durante a tarde do 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria Própria. ....	160
Figura 111. Correlações de eficiência e outras variáveis climáticas, correspondentes ao dia 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.....	161
Figura 112. Correlações da velocidade do vento com outras variáveis climáticas, correspondentes ao dia 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria. ....	161
Figura 113. a) Correlação da eficiência e a umidade relativa do ar. b) Correlação entre o delta de temperatura e a irradiância. Dados obtidos durante a tarde do 13 de janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.....	162
Figura 114. Figura em três dimensões que mostra a influência da temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) e a irradiância ( $\text{w}/\text{m}^2$ ) sobre a $T_c$ . Fonte: Autoria própria. ....	164
Figura 115. Figura em três dimensões que mostra a influência da temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) e a irradiância ( $\text{w}/\text{m}^2$ ) sobre a eficiência medida. Fonte: Autoria própria. ....	165
Figura 116. Variação de alguns fatores climáticos e a sua influência sobre a temperatura traseira e sobre a eficiência. Fonte: Autoria Própria. ....	166
Figura 117. Valores médios dos fatores climáticos para João Pessoa utilizados para prever os valores de $T_c$ e de eficiência para os diferentes meses. Fonte: autoria própria.....	167
Figura 118. Valores estimados de eficiência e de $T_c$ para os 12 meses do ano, segundo as equações que mais se aproximam aos valores medidos no clima tropical. Fonte: Autoria própria. ....	168
Figura 119. Predições de $T_c$ e da eficiência para os 12 meses do ano, segundo as regressões lineares propostas nesta dissertação. Fonte: Autoria própria. ....	168

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Exemplos de valores de H (em MJ/m <sup>2</sup> ), média do índice de claridade $K_T$ , temperatura média T em °C; para diferentes cidades em diferentes latitudes da Terra. Adaptado de: DUFFIE & BECKMAN, 2013; e do banco de dados climatológicos do LES-CEAR-UFPB, João Pessoa. ....	33
Tabela 2. Tabela de comparação da energia de banda proibida para os materiais mais comuns na fabricação de células fotovoltaicas. ....	44
Tabela 3. Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012 [GREEN et al., 2013]. ....	44
Tabela 4. Valores do Fator Ideal (A) para diferentes materiais de células FV. Adaptado de Huan-liang et. al, 2008. ....	48
Tabela 5. Capacidade calorífica do módulo BP585. Fonte BP Solar. ....	53
Tabela 6. Coeficientes de correlação de eficiência para diferentes tecnologias. Fonte: SCOPLAKI; PALYVOS (2009). ....	58
Tabela 7. Diferentes relações de eficiência em função de diferentes variáveis. Fonte: Adaptado de SCOPLAKI e PALYVOS (2009). ....	59
Tabela 8. Comparação dos parâmetros STC e NOCT utilizados para os testes de geração fotovoltaicas. ....	64
Tabela 9. Exemplo das características de um módulo FV comercial. Canadian Solar – Quartech CS6P-P. Fonte: CanadianSolar.com. Acesso em 12/12/2015. ....	64
Tabela 10. Classificação dos simuladores segundo o critério de IEC 60904-9 Ed. 2.0. Tomado de PVeducation.org. Acesso em 12/12/2015. ....	66
Tabela 11. Tabela de classificação de climas no mundo. Descrição e critério dos símbolos climáticos de Köppen. Adaptado e traduzido de (PEEL et. al., 2007). ....	71
Tabela 12. Tabela de definições utilizados para a classificação dos climas. Definições originais em inglês e a sua respetiva tradução para o português. Adaptado e traduzido de (PEEL et. al., 2007). ....	72
Tabela 13. Comparação dos valores comuns dos coeficientes de tensão de saída, corrente curto circuito e potência máxima, com a variação da temperatura. Fonte: Adaptado de (PINHO & GALDINO, 2014). ....	83
Tabela 14. Alguns valores de $K_T$ para diferentes tipos de instalações de módulos fotovoltaicos. Fonte: Skoplaky et. al. 2008. ....	87
Tabela 15. Comparação de valores para o coeficiente de convecção livre e forçado ( $h_c$ ) para diferentes autores. Fonte: Autoria própria. ....	90

Tabela 16. Algumas equações para calcular o valor de $T_c$ (ou a temperatura do módulo), em função de temperatura ambiente, radiação solar em alguns casos da velocidade do vento. Fonte: varias fontes, vários autores. ....	94
Tabela 17. O Efeito de alguns parâmetros que podem afetar o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Fonte: Mekhilef, et al. 2012. ....	99
Tabela 18. Classificação porcentual da quantidade de nuvens no céu. Fonte: <a href="http://weather.gfc.state.ga.us/Info/WXexp.aspx">http://weather.gfc.state.ga.us/Info/WXexp.aspx</a> . Acesso: 28/09/2016. ....	102
Tabela 19. Equações e convenções para determinar o índice de claridade segundo o período de tempo. ....	102
Tabela 20. Valores de albedo do terreno para alguns tipos de superfície. Fonte: ROGERIO, 1985. ....	106
Tabela 21. Tabela das medições de radiação das estações climáticas disponíveis para João Pessoa. Fontes: Atlas Brasileiro de Radiação Solar, Bancada de dados climáticos LES-UFPB, INMET.gov.br estações automáticas. ....	113
Tabela 22. Valores médios de radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento em João Pessoa. Autoria: Própria. ....	115
Tabela 23. Médias de radiação, umidade relativa, nebulosidade e chuva para João Pessoa. ....	115
Tabela 24. Precipitação acumulada por períodos de três meses, para João Pessoa. Tomado de: Inmet.gov.br. Acesso em 27/09/2016. ....	116
Tabela 25. Características dos módulos fotovoltaicos m-Si ISOFOTÓN IS-70/12, utilizados na estação meteorológica do CEAR. ....	117
Tabela 26. Instrumentos de medição conectados no datalogger, tipo, modelo e altura. ....	121
Tabela 27. Tabela de medições de temperatura dos módulos fotovoltaicos, e cálculo teórico da temperatura da célula com diferentes equações. ....	124
Tabela 28. Organização das amostras segundo os maiores valores da eficiência instantânea medida na saída do painel. ....	128
Tabela 29. Comparação das correlações entre as temperaturas medidas e os cálculos feitos para diferentes pesquisas. 86 amostras durante Agosto 2016. Fonte: Autoria própria. .	132
Tabela 30. Equações propostas para o cálculo da temperatura do módulo e o cálculo da eficiência. Regressões lineares feitas com a função mvregress de Matlab. Fonte: Autoria própria. ....	139
Tabela 31. Tabela de comparação dos cálculos de $T_c$ dada por diferentes expressões, e os dados medidos o 5 de Dezembro em João Pessoa (temperatura de $T_c$ média medida de 50,9514 °C). Esta tabela é entregue pelo programa Comparação.m, elaborado em Matlab. Fonte: Autoria própria. ....	146

Tabela 32. Tabela de Comparação dos cálculos da eficiência medida e a eficiência calculada com as equações propostas por diferentes pesquisas (eficiência média medida de 0,0945). $\beta_{ref} = 0,004$ . Esta tabela é entregue pelo programa Comparação.m, feito em Matlab. Fonte: Autoria própria. ....	146
Tabela 33. Cálculos de $T_c$ para diferentes pesquisas. Dados medidos os dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: autoria Própria. ....	159
Tabela 34. Cálculos de eficiência para diferentes pesquisas. Dados medidos os dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. $\beta_{ref} = 0,004$ . Fonte: Autoria própria. ....	159
Tabela 35. Cálculos de $T_c$ para diferentes pesquisas, durante a tarde do 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria. ....	162
Tabela 36. Cálculos da eficiência para diferentes pesquisas, durante a tarde do 13 de Janeiro de 2017. $\beta_{ref} = 0,004$ . Fonte: Autoria própria. ....	162
Tabela 37. Valores de eficiência calculados para um coeficiente de temperatura calculado $\beta_{ref} = 0,0168$ , para os módulos medidos. Fonte: Autoria própria. ....	164
Tabela 38. Valores estimados de $T_c$ médio e de eficiência média durante um ano, baseado nas médias dos fatores climáticos em João Pessoa. $\beta_{ref} = 0,0168$ . Fonte: Autoria própria. ..	169

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>20</b>
<b>2. OBJETIVOS</b> .....	<b>23</b>
<b>2.1. OBJETIVO GERAL</b> .....	<b>23</b>
<b>2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	<b>23</b>
<b>3. REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>24</b>
<b>3.1. RADIAÇÃO SOLAR</b> .....	<b>24</b>
3.1.1. Conceitos básicos .....	24
3.1.2. Irradiância e insolação .....	26
3.1.3. Tipos de radiação solar .....	31
3.1.4. Geometria solar .....	34
<b>3.2. TRANSFERÊNCIA DE CALOR</b> .....	<b>35</b>
3.2.1. Conceitos de transmitância, refletância e absortância .....	35
3.2.2. Transferência de energia térmica .....	37
3.2.3. Condutividade térmica .....	39
<b>3.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>42</b>
3.3.1. O efeito fotovoltaico .....	42
3.3.2. Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica .....	46
3.3.3. Modelo térmico de um módulo fotovoltaico .....	51
3.3.4. Eficiência das células fotovoltaicas .....	56
<b>3.4. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA NO MERCADO</b> .....	<b>61</b>
3.4.1. Tecnologias no mercado de células e módulos fotovoltaicos .....	61
3.4.2. Caracterização de células e módulos fotovoltaicos .....	63
3.4.2.1. Fontes de iluminação para testes .....	65
3.4.2.2. Controle de temperatura nos testes .....	67
3.4.2.3. Medição dos parâmetros eletrônicos .....	67
3.4.2.4. Teste de obscuridade IV .....	67
<b>3.5. INFLUÊNCIA DOS FATORES CLIMÁTICOS NO DESEMPENHO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS</b> .....	<b>70</b>
3.5.1. Classificação dos climas na Terra .....	70
3.5.1.1. O clima na América do Sul e no Brasil .....	73
3.5.1.2. O clima em João Pessoa .....	75
3.5.2. Fatores climáticos que influenciam os sistemas FV .....	77
3.5.2.1. Influência da radiação .....	78
3.5.2.2. Influência da temperatura ambiente .....	80
3.5.2.3. Relação entre radiação solar e temperatura ambiente .....	84
3.5.2.3.1. Temperatura de operação do módulo em função apenas da radiação solar e da temperatura ambiente .....	85
3.5.2.4. Influência do vento .....	88
3.5.2.4.1. Temperatura de trabalho dos módulos em função da radiação, da temperatura ambiente e da velocidade do vento .....	88
3.5.3. Umidade relativa do ar .....	95
3.5.4. Nebulosidade e chuva .....	100
3.5.5. O albedo .....	105
3.5.6. Alguns casos práticos no cálculo da eficiência .....	107

<b>4. METODOLOGIA .....</b>	<b>112</b>
<b>4.1. CONSOLIDAÇÃO DOS VALORES MÉDIOS MENSIS DOS FATORES CLIMÁTICOS EM JOÃO PESSOA .....</b>	<b>112</b>
4.1.1. Radiação solar em João pessoa .....	113
4.1.2. Temperatura ambiente em João Pessoa.....	114
4.1.3. Velocidade do vento em João Pessoa.....	114
4.1.4. Umidade relativa, nebulosidade e pluviosidade em João Pessoa.....	115
<b>4.2. MEDIÇÕES .....</b>	<b>116</b>
4.2.1. Etapa I: Instalação do Datalogger Ammonit® Meteo-40 e alguns dos equipamentos de medição da estação climatológica no CEAR-UFPB. Maio/2016. ....	117
4.2.2. Etapa II: Medições de temperatura dos painéis. Julho/2016. ....	122
4.2.2.1. Análise de resultados da etapa II.....	125
4.2.3. Etapa III: Medições manuais da temperatura, corrente e tensão do módulo superior (amostragem manual cada 30 segundos, medidas cada 10 min). Agosto/2016. ....	125
4.2.3.1. Análise de resultados da etapa III .....	133
4.2.4. Etapa IV: Medições manuais da temperatura traseira, corrente e tensão do módulo superior (amostragem manual cada 10 segundos). Dezembro/2016. ....	134
4.2.4.1. Análise de resultados da Etapa IV.....	146
4.2.5. Etapa V: Medições automáticas da temperatura traseira, corrente e tensão do módulo superior (amostras cada 5 segundo). Janeiro/2017.....	148
4.2.5.1. Circuito para à medição da temperatura da superfície traseira do painel superior.....	149
4.2.5.2. Circuito para à medição da corrente dos painéis.....	152
4.2.5.3. Circuito para à medição da tensão de saída do painel superior.....	153
4.2.5.4. Medições automáticas de temperatura do painel, corrente e tensão (cada 5 segundos). 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. ....	153
4.2.5.4.1 Análise de resultados etapa V. ....	163
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>170</b>
<b>5.1. CONSIDERAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>171</b>
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>173</b>
<b>7. ANEXOS VIRTUAIS.....</b>	<b>177</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O constante aumento da população mundial cria uma demanda crescente por energia. As fontes de energia convencionais, além de poluírem, impactam diretamente na economia. Os governos estão cada vez mais conscientes dos impactos causados pelo “desenvolvimento” do homem, e buscam um maior consumo de “energias limpas” para contribuir assim na redução dos efeitos causados pela produção e utilização de combustíveis fósseis. Por isso, novas fontes de energia, de tipo renovável, aparecem hoje como soluções sustentáveis, duradouras e capazes de resolver alguns desses impasses.

Dentre as energias renováveis, atualmente disponíveis, é possível citar a eólica, a solar fotovoltaica, a solar térmica, a biomassa, a das marés e a geotérmica, entre outras.

O Sol foi e é a fonte de energia mais importante para desenvolvimento do homem. Esta energia é responsável pelo crescimento das plantas, pela origem dos ventos, pelo ciclo da água, e é também a razão pela qual temos diferentes climas no planeta Terra. A energia solar é recebida pelas plantas, e, por meio do processo de fotossíntese, é transformada em alimento (VILLALVA, 2012). Essa energia pode ser consumida posteriormente pelos humanos, ou pode ser transformada em outros tipos de energia como, por exemplo, na queima de lenha para produzir calor ou para cozinhar (biomassa por combustão).

A energia do Sol também é responsável pela geração dos ventos e dos diferentes climas na Terra. O Sol aquece de forma diferente a superfície da Terra segundo a localização no globo terrestre. Os ventos se formam pela diferença de pressão e temperatura entre as camadas de ar da atmosfera (VILLALVA, 2012). Quando uma camada de ar sobre uma região é aquecida pelo Sol, ela sobe; porém, seu lugar será preenchido pelas massas de ar frio. Esses ventos podem ser aproveitados para gerar energia elétrica ou mecânica segundo as condições da região e as necessidades locais.

A energia solar é transmitida à Terra por meio da radiação solar, que são ondas eletromagnéticas com diferentes comprimentos, frequências e amplitudes. A captação do calor do Sol é a transformação da energia eletromagnética solar em energia térmica pelos corpos e materiais que recebem sua radiação. Quando as ondas eletromagnéticas incidem sobre um corpo que tem a capacidade de absorver radiação, a energia eletromagnética é transformada em energia cinética e transmitida para os átomos que compõem esse corpo.

A energia fotovoltaica, por sua vez, se origina da transformação direta da radiação solar em energia elétrica. Para tal, são utilizados materiais semicondutores, que são capazes de produzir uma diferença de potencial elétrico durante o processo de absorção da energia proveniente do Sol. A unidade básica de conversão, utilizada nesse tipo de aproveitamento da energia solar, é conhecida como célula fotovoltaica.

As primeiras células fotovoltaicas, que foram desenvolvidas na Alemanha pelo engenheiro Bruno Lange, convertiam em eletricidade apenas 1% da energia solar incidente na superfície da célula solar. Com diversas melhorias tecnológicas, os pesquisadores Fuller, Pearson, Chaplin e Ohl criaram a célula do silício em 1954, alcançando uma eficiência de conversão de quase 4%. Atualmente, já se obtém eficiências de conversão que excedem 20% em células de silício cristalino, utilizando junção simples, e que excedem 40% em células de multijunção com concentradores. Contudo, o desafio atual e recorrente, é estabelecer processos de fabricação inovadores, e utilizar materiais de alto desempenho, de modo a aproveitar de forma mais eficiente a maior parte da energia disponível na superfície de coleta dos módulos fotovoltaicos.

Os valores de eficiência dos módulos fotovoltaicos dependem não somente de fatores internos, mas também de fatores externos. Dentre os internos pode-se destacar a composição e a pureza de cada material, os métodos de fabricação, a estrutura das células, os cabos e as conexões elétricas. Dentre os fatores externos podem ser citados o sombreamento por árvores e/ou por nuvens, a chuva, a poeira, a radiação, a temperatura ambiente, a umidade relativa do ar e a velocidade e a direção do vento.

Sendo os fatores externos não controláveis, diferentes pesquisas têm sido desenvolvidas de modo a procurar entender os efeitos desses fatores. Devido a sua forte influência no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos, a radiação e a temperatura ambiente são os fatores externos mais estudados. Entretanto, muitos autores estudam o impacto da temperatura ambiente sobre a célula fotovoltaica, mas poucos analisam, de maneira abrangente, como outros fatores climáticos atuam sobre a determinação da temperatura interna (temperatura de operação) da célula. Além disso, ainda são escassos os estudos que abordam o impacto destes fatores ambientais em regiões de clima tropical, tal como na Região Nordeste do Brasil. Assim, a presente dissertação visa analisar modelos utilizados para calcular e prever os valores de temperatura de operação de módulos

fotovoltaicos assim como valores de eficiência de módulos fotovoltaicos em função dos fatores climáticos de regiões tropicais. Esta análise permitirá antecipar os valores de potência a ser extraída dos sistemas fotovoltaicos instalados nesta região.

Para isso, neste projeto utilizou módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, avaliando por meio de bancada experimental, os seus desempenhos em função das condições reais de operação, conectados em um inversor ligado na rede elétrica, e caracterizando por meio de modelos matemáticos, a dependência da geração de energia elétrica em função dos mais diversos aspectos climáticos locais.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GERAL**

Analisar o comportamento da eficiência de conversão energética de módulos fotovoltaicos, em função dos fatores climáticos (radiação solar, temperatura, precipitação, vento, umidade, etc.), numa região tropical.

### **2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Consolidar o referencial teórico acerca dos conceitos básicos de radiação solar e de energia solar fotovoltaica;
- Realizar o levantamento do estado da arte dos modelos matemáticos aplicados ao processo de conversão energética em células e/ou módulos fotovoltaicos;
- Analisar e qualificar os impactos dos diversos fatores climáticos sobre a eficiência de conversão energética em células e/ou módulos fotovoltaicos;
- Determinar as características próprias dos climas, localizações e particularidades das regiões tropicais no nordeste Brasileiro.
- Analisar os bancos de dados de fatores climáticos da Paraíba e comparar com outras regiões do Brasil e do mundo;
- Medir a eficiência de conversão energética dos módulos fotovoltaicos disponíveis, usando as expressões matemáticas obtidas na pesquisa bibliográfica;
- Comparar valores reais de eficiência de conversão energética em módulos fotovoltaicos com os valores de eficiência teóricos simulados;
- Calcular os valores médios de eficiência mensais para os módulos fotovoltaicos utilizados em João Pessoa, com o auxílio dos valores do banco de dados de fatores climáticos;

### 3. REFERENCIAL TEÓRICO

A revisão da literatura, mostrada na sequência, busca determinar o estado da arte das expressões matemáticas que analisam a eficiência energética dos módulos fotovoltaicos. Para isso é necessário inicialmente compreender os conceitos básicos de radiação solar, transferência de calor e o efeito fotovoltaico, para entender como esses fatores afetam o comportamento das células fotovoltaicas.

As variações do clima podem afetar os valores da radiação solar, e a temperatura ambiente e de trabalho da superfície coletora da célula ou do painel fotovoltaico. Adicionalmente, o vento (intensidade e direção) e a umidade relativa do ar podem impactar diretamente na temperatura interna da célula, influenciando o seu desempenho. Nesse capítulo estes conceitos são apresentados.

#### 3.1. RADIAÇÃO SOLAR

##### 3.1.1. Conceitos básicos

A energia solar é considerada uma das grandes fontes de energia capazes de suprir as demandas presentes e futuras da humanidade, pois a energia gerada pelo Sol poderia cobrir estas demandas. A energia do Sol é transmitida ao nosso planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Essa radiação é composta por ondas eletromagnéticas com diferentes valores de energia, pois a energia transmitida está associada a sua frequência. Quanto maior a frequência (menor o comprimento de onda), maior a energia transmitida. A teoria da mecânica quântica permitiu afirmar que qualquer tipo de radiação eletromagnética possui partículas denominadas “fótons” as quais possuem uma determinada energia ( $E$ ), definida pela equação de Planck, Equação (1),

$$E = h * \nu \quad (1)$$

Sendo  $E$  a energia da onda (em Joules) ou elétrons-volts (eV),  $\nu$  a sua frequência e  $h$  a constante física de proporcionalidade de Planck ( $6,636 \times 10^{-34}$  J s).

A luz se propaga com uma velocidade constante no vácuo do espaço extraterrestre. A relação entre a frequência, o comprimento de onda e a velocidade da onda eletromagnética é dada pela expressão (2):

$$c = v * \lambda \quad (2)$$

onde  $c$  é a velocidade da luz no vácuo (aproximadamente 300.000 km/s), e  $\lambda$  é o comprimento de onda.

Todo o espectro de radiação, incluindo as ondas visíveis ao olho humano e as não visíveis, transportam energia que pode ser convertida na forma de calor ou em energia elétrica. Como se mostra na Figura 1, a faixa com maior intensidade de energia do espectro emitido pelo sol é a faixa visível. Segundo Villalva (2012), aproximadamente 53% da energia contida no espectro solar extraterrestre está na faixa de radiação invisível (infravermelha e ultravioleta), e os 47% restantes são de luz visível, e que é ideal para o aproveitamento por meio do efeito fotovoltaico por ter uma maior densidade de energia para um dado intervalo de comprimentos de onda.

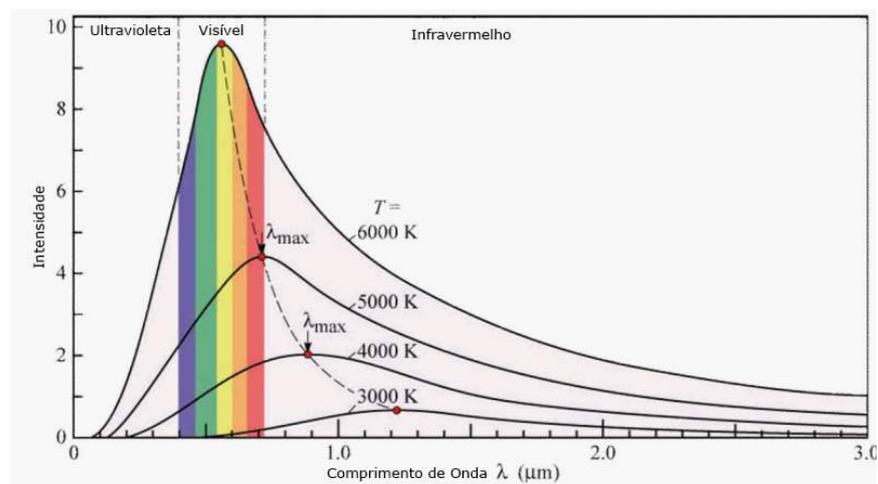


Figura 1. Espectro solar. Fonte: (KAYA, 2014). Tomado de: <http://bte.bilgem.tubitak.gov.tr/sites/images/g1-6.pdf>

De toda a radiação extraterrestre enviada em direção à Terra, aproximadamente 45% consegue ultrapassar a atmosfera para continuar seu trajeto até a superfície terrestre. Quase 25% da energia é absorvida pela atmosfera e os 30% restantes são refletidos de volta ao espaço extraterrestre pelas partículas atmosféricas, pela superfície terrestre e pelos gases. (PEREIRA, et. al, 2006).

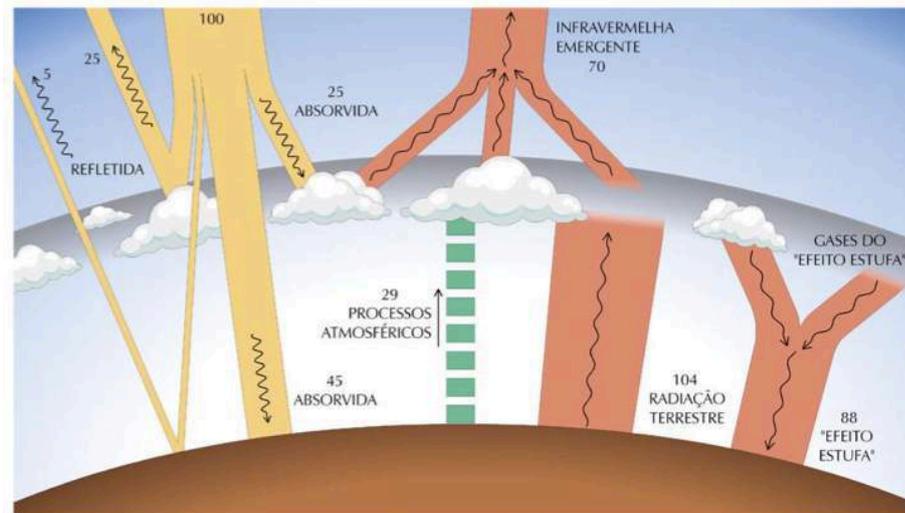


Figura 2. Diagrama simbólico da fração de energia em cada processo radiativo da atmosfera. Fonte: Pereira, et al, 2006.

A maior parcela dos raios refletidos, tanto pela atmosfera quanto pela superfície, são refletidos em ondas com frequências na faixa do infravermelho (entre 4 e 100  $\mu\text{m}$ ). Devido ao crescente aumento na poluição atmosférica, verificada nos últimos anos, uma fração cada vez maior desses raios infravermelhos não consegue sair da atmosfera, e voltam para a Terra incrementando a temperatura média do ambiente terrestre. Este último fenômeno é conhecido como “Efeito Estufa”, como se pode observar no canto direito da Figura 2.

### 3.1.2. Irradiância e insolação

A *irradiância* (geralmente chamada também de *irradiação*) é uma medida da potência solar, e é definida como a quantidade de potência radiante incidente sobre uma superfície. A unidade de potência é dada em Watt (W), e a *irradiância* solar é a medida de potência por unidade de área, comumente expressada em  $\text{W}/\text{m}^2$ . Os valores de *irradiação* variam com o tempo. Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo (VILLALVA, 2012).

A *insolação* é uma medida de energia ao longo de um determinado tempo. Sua unidade é o  $\text{Wh}/\text{m}^2$ , sendo assim uma expressão de densidade de energia por área. Tomando-se o valor padrão de *irradiância* de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ , e considerando-se um intervalo de tempo de uma hora, o valor de *insolação* para esse exemplo equivale a  $1 \text{ k Wh}/\text{m}^2$ .

Pode-se ver na Figura 3 que a área abaixo a curva de Irradiância, ao longo de um período de tempo será o valor da energia total recebida numa superfície de 1 metro quadrado por dia, também expressado em Joules/m<sup>2</sup>/dia. Na prática encontramos tabelas e mapas de Insolação que fornecem valores diários expressos em Wh/m<sup>2</sup>/dia, ou valores anuais Wh/m<sup>2</sup>/ano.

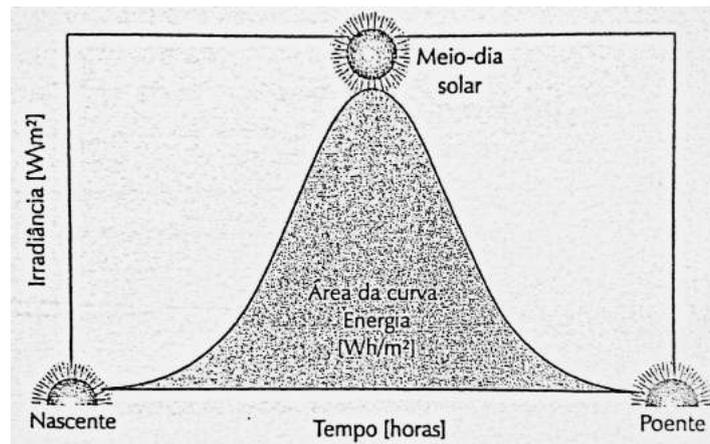


Figura 3. Perfil da Irradiância solar ao longo de um dia. Fonte: VILLALVA, 2012.

A intensidade da radiação solar que atinge a Terra tem uma variação periódica ao longo do ano, devido aos movimentos de rotação e translação da Terra no seu próprio eixo e ao redor do Sol. Assim, a distância entre a Terra e o Sol varia entre  $1,47 \times 10^8$  km e  $1,52 \times 10^8$  km. Devido a esse fato, a Irradiação pode variar entre os valores de  $1.325 \text{ W/m}^2$  e  $1.412 \text{ W/m}^2$  dependendo do dia do ano (Figura 4). O valor médio é designado como a constante de radiação solar, e é dado por  $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$ . A mudança da distância produz então uma variação na radiação extraterrestre de  $\pm 3,3\%$ .

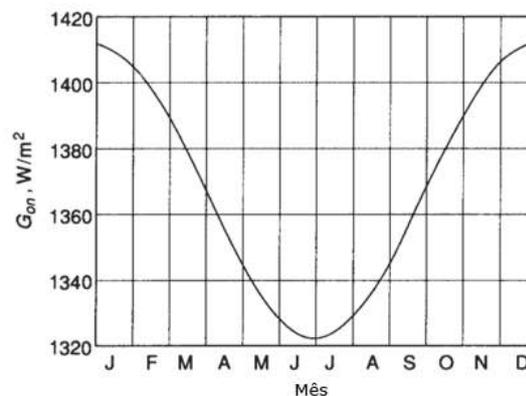


Figura 4. Variação da radiação extraterrestre durante o ano. Fonte: (DUFFIE; BECKMAN, 2013)

O valor de  $G_{on}$  (radiação extraterrestre) pode ser calculada com a Equação (3) onde  $n$  é o número do dia do ano,  $G_{sc}$  a constante solar, e  $B$  uma constante definida na Equação (4),

$$G_{on} = G_{sc} \left( 1 + 0,033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right) \quad (3)$$

$$B = (n - 1) * 360/265 \quad (4)$$

No entanto, somente uma fração dessa energia atinge a Terra, pois a reflexão, a absorção (a camada de ozônio, dióxido de carbono, oxigênio, vapor de água) e a dispersão (poluição) reduzem a radiação solar, conforme foi explicado anteriormente. Essa massa da atmosfera, a qual as ondas de radiação devem ultrapassar para atingir uma superfície, reduzem a sua intensidade solar que atinge a Terra. Por isso, o termo Massa de Ar (*Air Mass* ou *AM* pelas siglas em inglês) se define como a relação entre a radiação recebida sobre uma superfície em qualquer momento do ano e a radiação recebida caso o Sol estivesse no zênite ( $\theta_z=0^\circ$  da superfície,  $AM=1$ ). Para  $\theta_z = 60^\circ$  a Massa de Ar é aproximadamente  $AM=2$ . Para  $\theta_z$  entre  $0^\circ$  e  $70^\circ$  ao nível do mar, uma equação aproximada para o valor da Massa de Ar é  $AM=1/(\cos \theta_z)$  (DUFFIE & BECKMAN, 2013). Massa de Ar com valor zero ( $AM=0$ ) faz referencia à luz incidente ao normal fora da atmosfera, como se mostra na Figura 5.

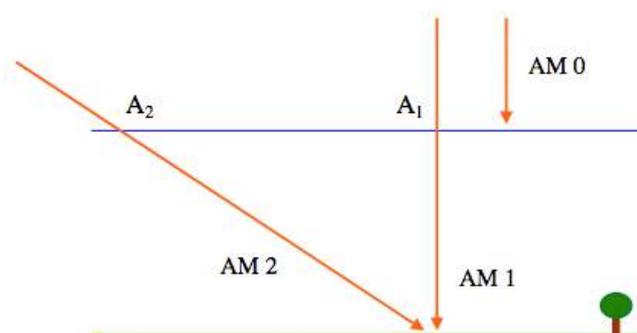


Figura 5. Valores de Massa de Ar, ou AM,  $AM=0$ ,  $AM=1$ ,  $AM=2$ . Fonte: AMY, 2006.

Diferentes locais na Terra recebem diferentes médias mensais de radiação dependendo da latitude. Em algumas regiões situadas perto da linha equatorial, podem exceder 2.300 kWh/m<sup>2</sup> por ano, enquanto no sul da Europa não excede os 1.900 kWh/m<sup>2</sup> por ano, como mostra a Figura 6,

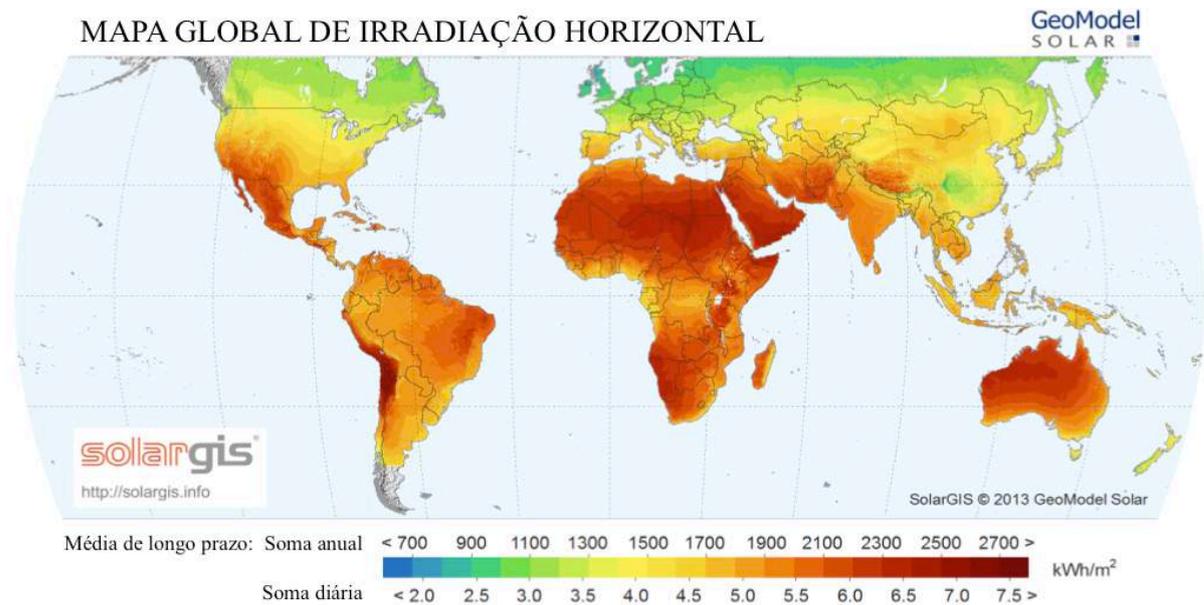


Figura 6. Irradiação horizontal global anual e diária em diferentes zonas do planeta Terra.

Fonte: SolarGIS, 2013. Tomado de: <http://Solargis.info>. Acesso em 11/11/2015.

Da Figura 6 pode-se ver que no Brasil os valores de irradiância média são muito maiores do que a irradiância média na Europa, especialmente na Região Nordeste do Brasil, onde a radiação pode exceder os 2.200 kWh/m<sup>2</sup> anuais, ou até 6 kWh/m<sup>2</sup> diários.

A energia total recebida é calculada então como a área abaixo as curvas diárias de Irradiância em cada local do Brasil. Esses valores podem ser obtidos dos valores medidos e mostrados no Atlas Solarimétrico do Brasil 2000 para cada mês [GRUPO FAE, 2000]. O valor médio anual mostra-se na Figura 7.

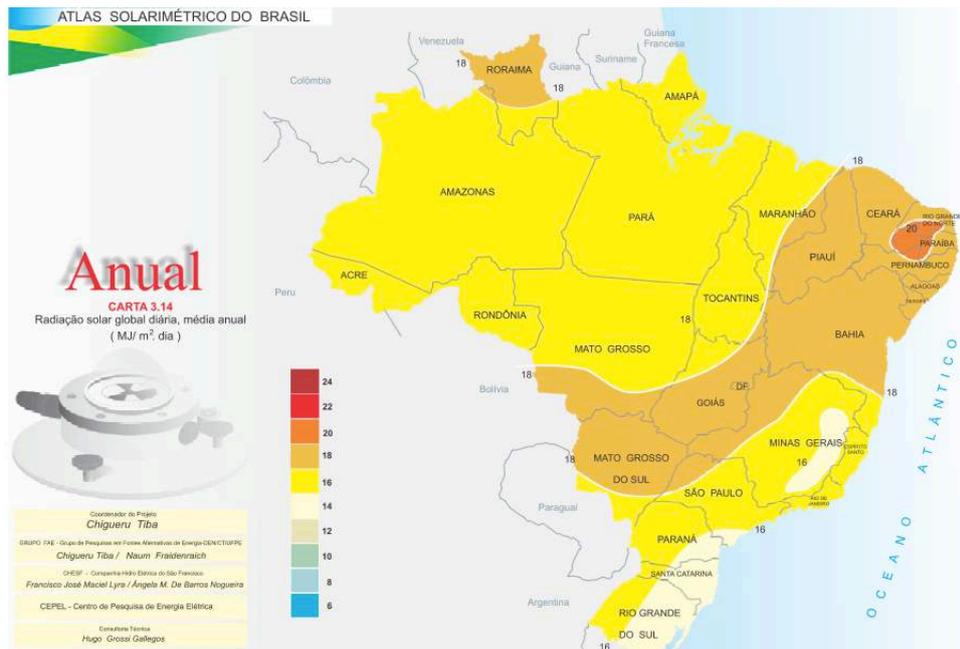


Figura 7. Radiação Solar Global Diária média anual diária ( $\text{MJ}/\text{m}^2/\text{dia}$ ) no Brasil. Fonte: Grupo FAE, 2000.

Em regiões como Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Rio Grande do Norte e Bahia, entre os meses de Outubro e Novembro, a radiação solar pode atingir valores médios diários de até  $22 \text{ MJ}/\text{m}^2/\text{dia}$  de radiação global, como se mostra na Figura 8 (GRUPO FAE, 2000).

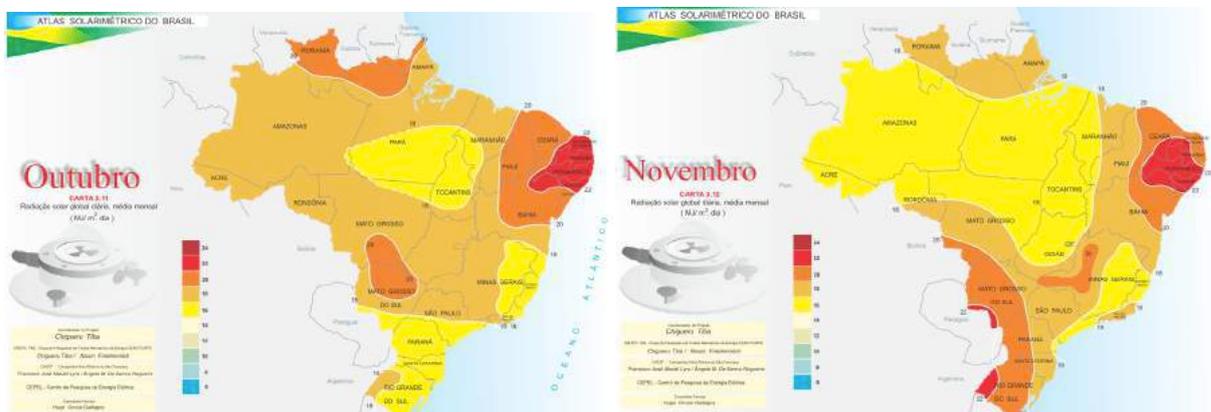


Figura 8. Radiação solar global diária média mensal ( $\text{MJ}/\text{m}^2/\text{dia}$ ) no Brasil. Fonte: Grupo FAE, 2000

Assim, ainda que o potencial solar nesses estados não esteja sendo devidamente aproveitado, o objetivo do presente trabalho é determinar como podem ser determinadas as características de desempenho de módulos fotovoltaicos, instalados em localidade com condições climáticas semelhantes a uma cidade como João Pessoa, na Paraíba, por exemplo.

### 3.1.3. Tipos de radiação solar

Do total da radiação extraterrestre que atinge a Terra, muita energia é absorvida por diferentes fatores, e somente 45% chega à superfície da Terra (PEREIRA, et al, 2006). Essa radiação pode chegar diretamente do Sol, pode ser espalhada, ou pode ser refletida por outros objetos (como nuvens, árvores, prédios, etc.) para atingir, por fim, a superfície da Terra. É assim como uma parte da radiação solar pode chegar de forma direta e outra parte pode chegar de forma difusa, como se mostra a seguir na Figura 9.

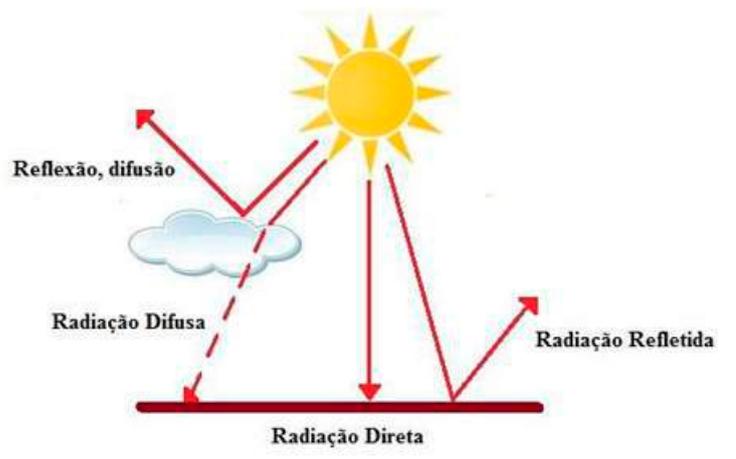


Figura 9. Radiação Direta e Difusa. Tomado de: <http://focusolar.com.br/potencial-solar-brasileiro>. Acesso em 30/01/2016

Os raios solares da radiação direta produzem uma sombra bem definida, segundo a localização do Sol durante o dia. Nos dias claros, a fração da radiação direta prevalece; no entanto, na maioria dos dias cobertos de nuvens, a radiação solar é quase completamente difusa. A radiação global incidente em uma superfície é então a soma da radiação direta e da radiação difusa.

Os raios da radiação difusa chegam com um ângulo diferente aos raios de radiação direta. Esta propriedade de diferença de ângulos é o que permite medir os dois tipos de radiação separadamente e com instrumentos diferentes (Piranômetro para medir a radiação global, e Pireliômetro para medir a radiação direta).

Outra forma de medir a radiação global pode ser com células fotovoltaicas calibradas. Esses sensores capturam uma faixa mais estreita do espectro solar sem distinguir entre radiação direta e difusa (PEREIRA, et. al., 2006), o que para algumas aplicações pode ser de muita utilidade.

A maioria dos bancos de dados são obtidos a partir de medidas em superfícies horizontais, e inclui radiação direta e difusa. Essa informação pode ser apresentada em tabelas ou em figuras como se mostra na Figura 10.

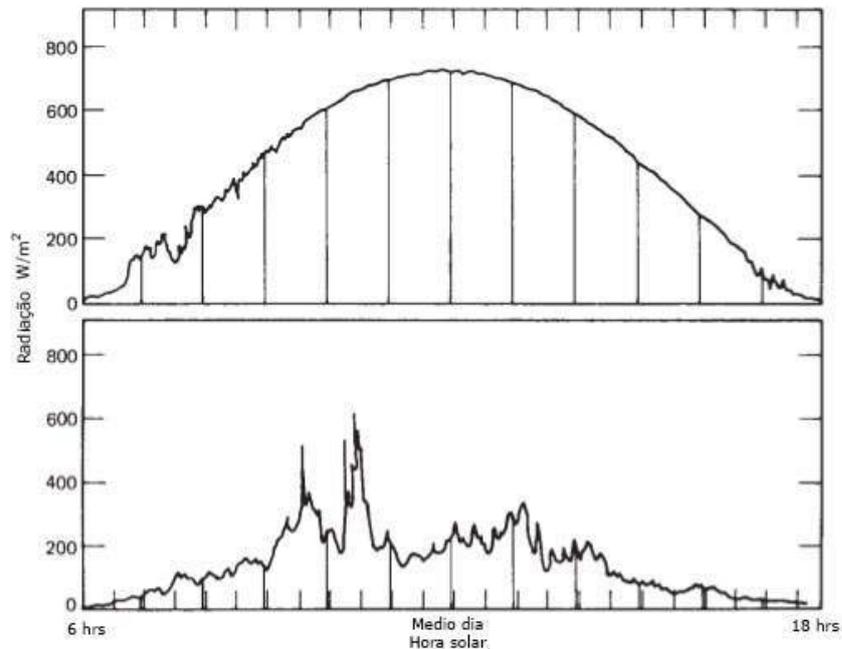


Figura 10. Radiação global (direta e difusa) em uma superfície horizontal medida durante um dia claro e um dia com muita nebulosidade, na latitude  $43^\circ$  em dias perto do equinócio. Fonte: (DUFFIE, BENKMAN, 2013).

Tipicamente dois tipos de informações são disponíveis. Primeiramente a média mensal de radiação global numa superfície horizontal ( $\bar{H}$ ), e também a informação da radiação por horas numa superfície horizontal ( $I$ ). Diferentes valores de  $\bar{H}$  para cidades localizadas em diferentes latitudes são mostrados na Tabela 1. Dela pode-se observar que os valores de  $\bar{H}$  para uma como João Pessoa variam menos durante o ano todo, comparado com os valores de  $\bar{H}$  de uma cidade como Stuttgart ou Buenos Aires, onde esses valores podem variar entre  $7,40$  e  $25,20 \text{ MJ/m}^2$  durante o ano, pelo fato de ser um local com estações climáticas bem definidas. Observa-se também, pela escala de cores, que a media anual de  $\bar{H}$  para João Pessoa é a mais alta ( $18,67 \text{ MJ/m}^2$ ) do que todas as cidades mostradas na Tabela 1, indicando assim que o clima do Nordeste brasileiro pode ser um bom local para a produção de energia solar fotovoltaica.

Tabela 1. Exemplos de valores de  $\bar{H}$  (em MJ/m<sup>2</sup>), média do índice de claridade  $K_T$ , temperatura média  $\bar{T}$  em °C; para diferentes cidades em diferentes latitudes da Terra. Adaptado de: DUFFIE & BECKMAN, 2013; e do banco de dados climatológicos do LES-CEAR-UFPB, João Pessoa.

Média Mensal	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Media Anual
<b>Stuttgart - Alemanha</b>	Latitude	48,5	Longitude	9,1									
$\bar{H}$	3,47	5,98	9,6	14,59	17,87	19,43	19,55	16,12	13,07	7,99	3,94	2,72	11,19
$K_T$	0,35	0,39	0,42	0,46	0,46	0,47	0,49	0,47	0,5	0,45	0,35	32	3,07
$T$	0	3	8	9	13	17	18	19	16	11	5	3	10,17
<b>Caracas - Venezuela</b>	Latitude	10	Longitude	-66,6									
$\bar{H}$	14,65	16,15	16,94	16,24	15,92	16,05	16,86	17,1	16,82	15,11	14,22	13,5	15,80
$K_T$	0,46	0,47	0,46	0,43	0,42	0,43	0,45	0,45	0,45	0,43	0,44	0,44	0,44
$T$	19	20	21	22	22	22	21	22	22	22	21	20	21,17
<b>Singapura - Singapura</b>	Latitude	1	Longitude	103,6									
$\bar{H}$	16,71	17,64	17,88	16,69	15,4	15,11	15,59	15,78	16,24	15,63	13,9	14,37	15,91
$K_T$	0,47	0,47	0,47	0,47	0,44	0,45	0,45	0,44	0,44	0,42	0,39	0,41	0,44
$T$	26	26	27	27	27	28	27	27	27	27	26	26	26,75
<b>João Pessoa - Brasil</b>	Latitude	-7	Longitude	-34									
$\bar{H}$	22	20	20	18	16	14	14	18	20	22	20	20	18,67
$K_T$													
$T$	27,9	28	28	27,6	26,8	25,7	25,2	25,5	26,2	26,9	27,3	27,6	26,89
<b>Buenos Aires - Argentina</b>	Latitude	-34,6	Longitude	-58,3									
$\bar{H}$	25,2	22,91	18,51	13,44	9,69	7,4	8,18	11,49	15	18,93	23,93	24,73	16,62
$K_T$	0,58	0,59	0,57	0,54	0,51	0,46	0,48	0,52	0,51	0,52	0,57	0,56	0,53
$T$	24	23	21	16	13	11	11	12	14	17	20	22	17,00
<b>Melbourne-Australia</b>	Latitude	-37,5	Longitude	144,6									
$\bar{H}$	24,74	21,91	17,06	11,31	7,67	6,4	7,12	9,45	13,36	18,07	22,09	24,31	15,29
$K_T$	0,57	0,57	0,54	0,48	0,45	0,46	0,47	0,46	0,48	0,5	0,53	0,55	0,51
$T$	20	20	18	15	13	10	10	11	12	14	16	18	14,75

Existe também o conceito de *Hora Solar Pico*, o qual é equivalente médio por hora de radiação em condições STC com temperatura de 25°C e radiação de 1KWh/m<sup>2</sup>, e representa a fração de uma hora da área abaixo da curva de radiação de um dia (VALERO, 2014). Por exemplo, para os valores da Tabela 1 os quais estão em MJ/m<sup>2</sup>, os valores de radiação média são divididos por o fator 3,6 (1 KWh = 3,6 MJ) para obter o número de horas solar pico. Se para o mês de Fevereiro em João Pessoa temos uma média diária mensal de 20 MJ, então:

$$\text{Hora Solar Pico (João Pessoa, Fev)} = 20 / 3,6 = 5,55 \text{ horas solares pico (para condições STC=1000 KWh/m}^2\text{)}$$

Assim, para um cálculo simples da primeira aproximação de produção de energia de um painel, pode-se utilizar esse valor de Hora Solar Pico vezes o valor pico de produção do painel em uso em um dia (em Watts). Por exemplo, para um painel de 315 W<sub>pico</sub>, horizontal, em um dia médio de Fevereiro em João Pessoa pode produzir aproximadamente: 315 W x 5,5 = 1,732 KWh/m<sup>2</sup>/dia com 25°C de temperatura ambiente.

### 3.1.4. Geometria solar

A inclinação da superfície com respeito à orientação do Sol é importante para aproveitar ao máximo a radiação solar na superfície, mas também é importante saber a direção do vento e a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos (espaço livre embaixo dos módulos), para obter uma maior eficiência, em função da velocidade do vento.

Dependendo do hemisfério da Terra onde a superfície está localizada (norte ou sul), a superfície deve ser inclinada de forma contrária para seguir o Sol. A inclinação de um plano no Brasil varia entre norte e sul dependendo da época do ano. Neste caso o plano deve estar inclinado para o norte na época de inverno no Brasil, e o ângulo  $\gamma$  varia do sul para o norte. Dependendo do dia do ano, da hora oficial do local, da longitude e latitude da cidade, e da geometria mostrada na Figura 11 é possível calcular a posição solar para determinada hora do dia.

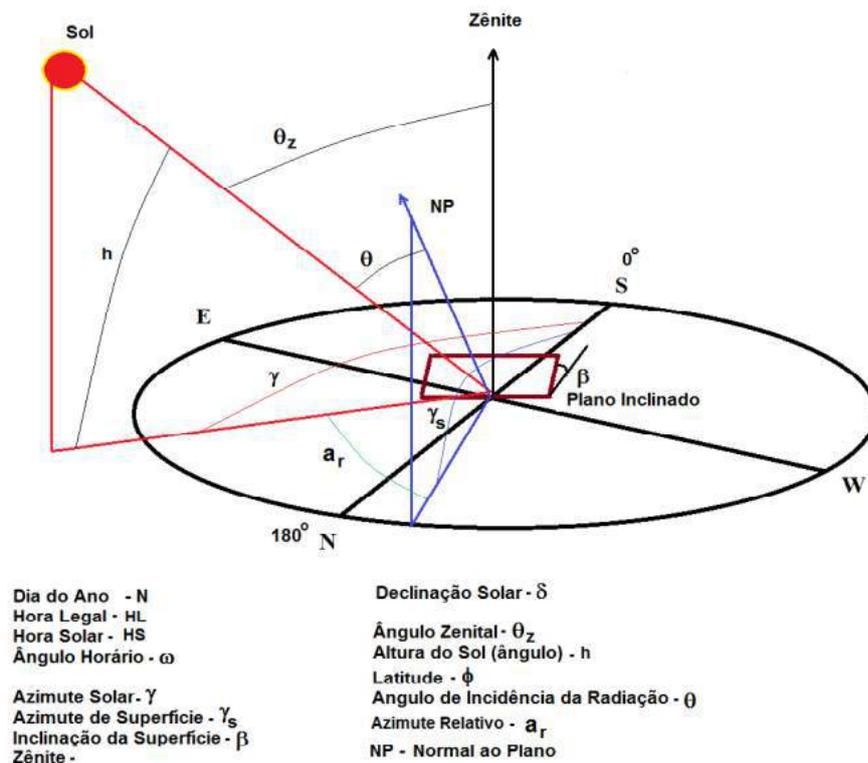


Figura 11. Representação geométrica da radiação solar sobre um plano inclinado com ângulo  $\beta$  respeito da horizontal.

Com a geometria mostrada na Figura 11 podem se calcular outras variáveis como o ângulo de incidência com que o Sol atinge a superfície inclinada, a hora solar, assim como as constantes  $B$  e  $E$  (equação do tempo), a qual se expressa na Equação (5)

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 * \text{seno } B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \text{ seno } 2B) \quad (5)$$

e também representada graficamente na Figura 12 a seguir,

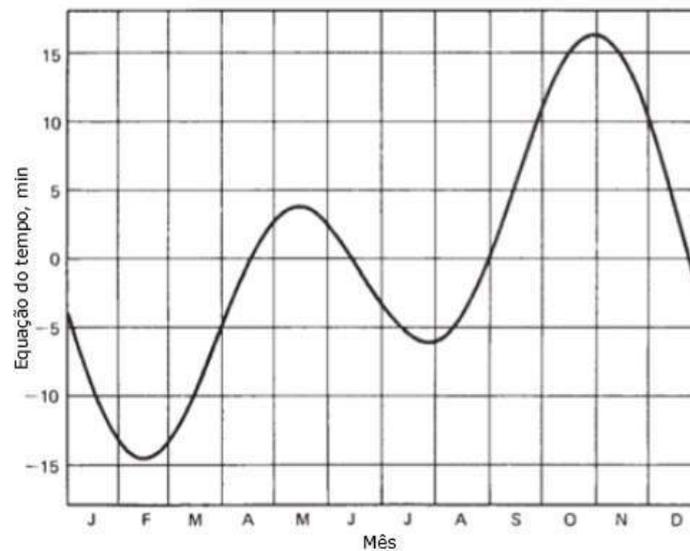


Figura 12. Equação do tempo  $E$  em minutos, em função do mês do ano. Fonte: (DUFFIE, BENKMAN, 2013).

O valor de  $E$ , é necessário para determinar o valor da Hora solar (hora na qual o Sol está no Zênite), e está definido na Equação (6),

$$\text{Hora Solar} - \text{Hora oficial} = 4 * (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (6)$$

Onde  $L_{st}$  é o meridiano da hora oficial e  $L_{loc}$  é a Longitude da localização da superfície.

## 3.2. TRANSFERÊNCIA DE CALOR

### 3.2.1. Conceitos de transmitância, refletância e absortância

A captação do calor solar é a transformação da energia eletromagnética em outro tipo de energia. Na maioria dos materiais, as ondas eletromagnéticas incidem sobre um corpo transformando a sua energia em energia cinética nos átomos que o compõem. Esse processo

corresponde à transmissão de calor ou energia térmica. Quanto maior o estado de agitação dos átomos do corpo, maior a temperatura do corpo.

Nem toda a energia é transmitida aos átomos do corpo (absorção). Outra parte da energia é refletida pela superfície do corpo segundo as características próprias da superfície do material. Por fim, a energia que não é refletida nem absorvida pelo corpo, transpassa o material. A Figura 13 mostra o comportamento da energia da radiação que atinge um corpo,

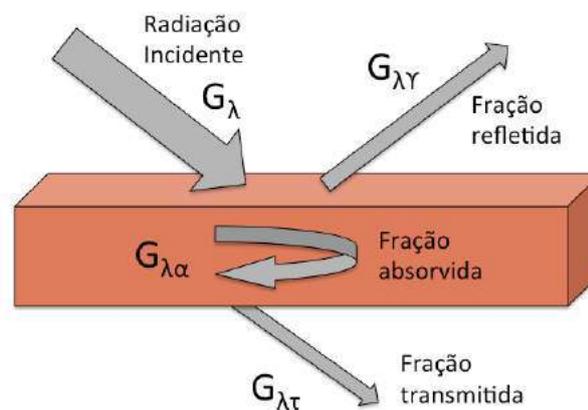


Figura 13. Diagrama de transferência de calor por radiação num corpo. Fonte: Autoria própria.

A quantidade de energia que transpassa dependerá do material. Estas características podem ser analisadas em todos os materiais, e conforme é detalhado por Incropera *et. al.* (2008), são conhecidos como coeficientes de transmissividade ( $\tau$ ), refletividade ( $r$ ) e absortividade ( $\alpha$ ) de cada material (para materiais semitransparentes). Devido ao Princípio da Conservação de Energia, esses coeficientes devem obedecer a seguinte relação de propriedades medidas em todo o espectro como se mostra na Equação (7), para cada comprimento de onda:

$$\tau + r + \alpha = 1 \quad (7)$$

Assim, os coeficientes variam seu valor, dependendo do comprimento de onda da radiação atingida. Por exemplo, um material como o vidro ou a água, que é semitransparente em pequenos comprimentos de onda, se torna opaco ( $\tau \approx 0$ ) em comprimentos de onda maiores (INCROPERA, *et. al.*, 2008) como se mostra na Figura 14:

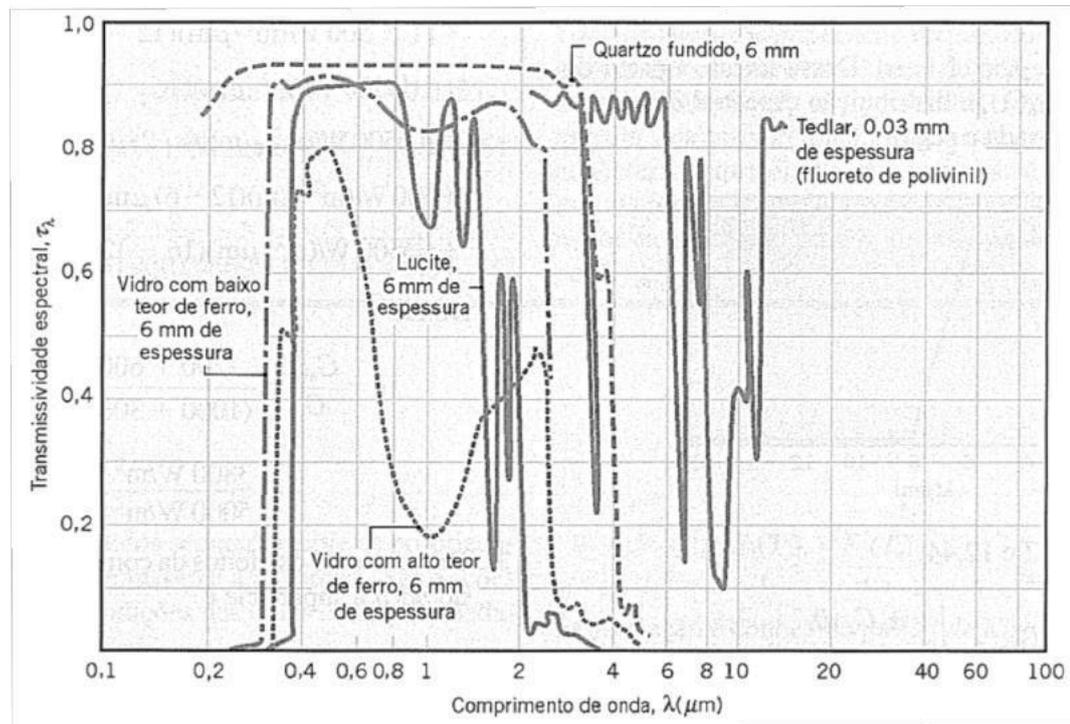


Figura 14. Dependência espectral das transmissividades espectrais  $\tau(\lambda)$  de materiais semitransparentes selecionados. Fonte: Incropera, *et al.* 2008.

Pode-se notar na Figura 14 que a transmissividade do vidro é afetada pelo seu teor de ferro e que a transmissividade de plásticos, tais como o Tedlar®, é maior do que aquela do vidro com ferro entre 2,5 e 6  $\mu\text{m}$ . Esses são fatores importantes na hora de selecionar materiais para diferentes aplicações solares, sendo importante diferenciar o comportamento da radiação e a transferência de energia para diferentes faixas de comprimentos de onda.

### 3.2.2. Transferência de energia térmica

Como é explicado por Goldemberg (2012), o calor (Q) é a forma de energia que flui entre dois corpos devido à sua diferença de temperaturas. Se a diferença de temperaturas é positiva, o calor também o é. O calor não pode ser armazenado nem criado do nada, mas pode ser transferido através da condução, da convecção ou da radiação.

Esses três tipos de transferências de calor são definidos por Cruz de Souza (2014) a seguir, e um exemplo prático pode-se ver na Figura 15:

**Condução:** “Através da condução, o calor é transferido pelas interações entre os átomos e moléculas que constituem o material, mas sem transferência direta de matéria. A condução ocorre pela vibração e colisão das partículas constituintes...”.

**Convecção:** “A convecção é caracterizada pelo transporte de matéria no processo de transferência de calor, que ocorre pelo movimento coletivo das moléculas de um fluido (líquido ou gás). É um processo contínuo, ativado pela diferença de temperatura entre duas regiões do fluido, a qual altera a densidade do meio. Dessa forma ocorre um movimento do fluido no sentido de homogeneizar a densidade”.

**Radiação:** “A energia é transmitida por meio de ondas eletromagnéticas, sem transferência de massa em contato direto entre corpos. Todos os corpos do universo irradiam calor e, ao mesmo tempo em que um corpo irradia, também recebe energia irradiada por outros corpos...”.

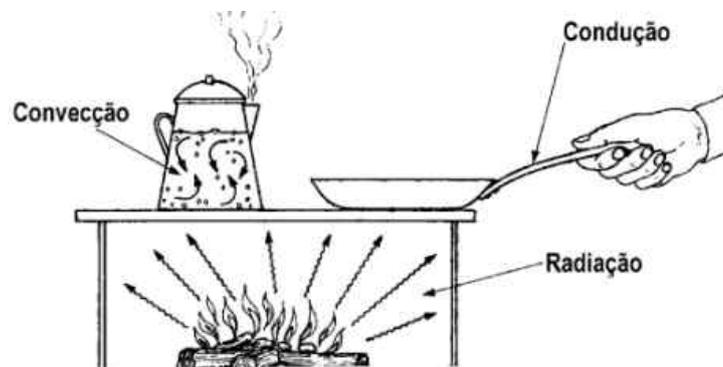


Figura 15. Representação de dos três tipos de transferência de energia térmica. Tomado de Refrimaq.org. Acesso 01/06/2016.

Assim, é possível entender a relação desses conceitos com a transferência de energia solar e a temperatura ambiente (maior radiação, maior temperatura) pois a radiação solar aquece a superfície da Terra, porém o vento poderá diminuir a temperatura por meio do efeito da convecção. Também, a temperatura ambiente dependerá da vegetação da superfície; pois quanto maior vegetação, mais absorção de energia na superfície terrestre e menor energia refletida ao ambiente.

As áreas próximas à linha do equador atingem valores de temperaturas maiores. Essas áreas tem uma média de radiação solar relativamente estável durante o ano todo, comparadas com as regiões de estações climáticas mais severas. Perto dos polos norte e sul, as horas de radiação solar são menores do que regiões localizadas perto da linha equatorial, como é mostrado na Figura 16, a seguir,

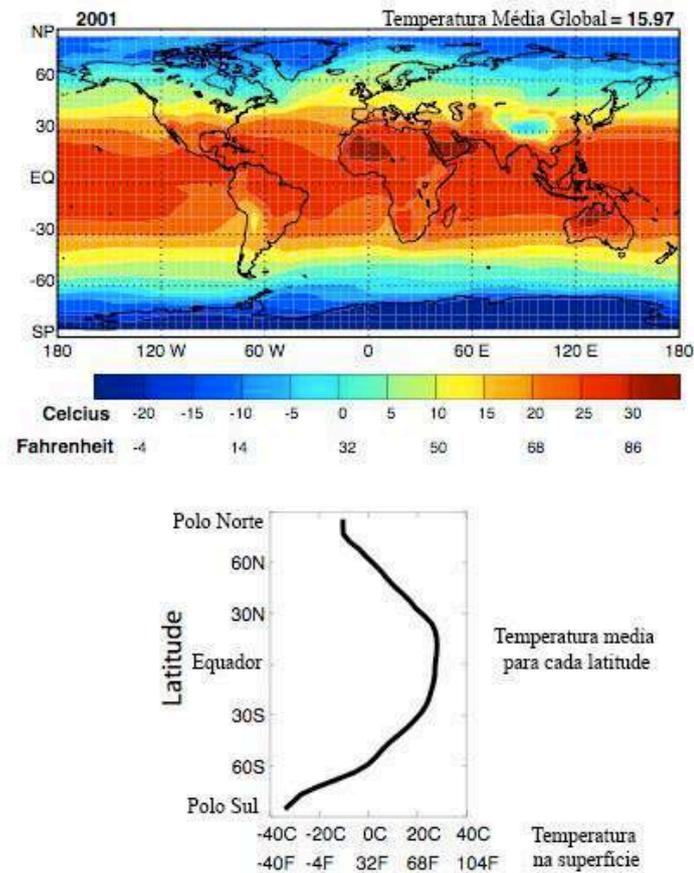


Figura 16. Temperatura média na superfície da Terra segundo a latitude.

Fonte: <http://www.cmmmap.org/learn/modeling/examples4.html>. Acesso em 10/12/2015.

Note-se que nas regiões com pouca vegetação (como o deserto do Saara) a temperatura média é muito maior do que a Amazônia Peruana, ou a Cordilheira dos Andes no Chile, onde a superfície terrestre apresenta maior vegetação (absorção) ou altas montanhas onde os ventos gelados esfriam as superfícies (convecção) respectivamente, ou nos polos onde a radiação solar média durante o ano é menor do que outros locais na Terra.

### 3.2.3. Condutividade térmica

A seguir se mostra alguns conceitos básicos da condutividade térmica entre materiais, que é uma analogia ao comportamento da temperatura através das diferentes camadas dos módulos fotovoltaicos.

A transferência de Calor ocorre então somente com temperaturas diferentes. O conceito é demonstrado por Cruz de Sousa (2014), conforme se mostra a seguir:

Define-se a taxa de condução ou corrente térmica ( $It$ ) de calor como sendo a variação do calor em um determinado tempo  $\Delta t$ , e experimentalmente se verificou que é proporcional ao gradiente de temperatura e à área da seção reta como se mostra na Figura 17,

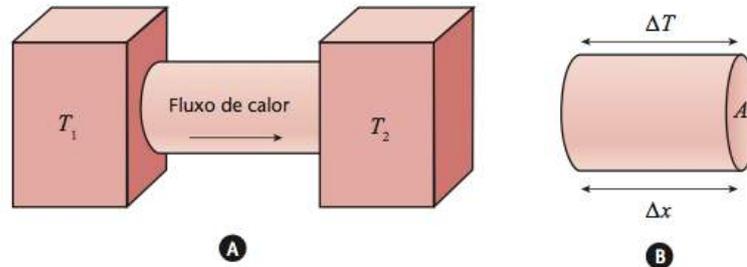


Figura 17. a) Esquema de uma barra condutora ligada com dois reservatórios térmicos com temperaturas diferentes ( $T_1 > T_2$ ). b) Detalhe do segmento de barra condutora. Fonte: (CRUZ, 2014)

e se define na Equação (8),

$$It = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = kA * \frac{\Delta T}{\Delta x} \quad (8)$$

Onde  $k$  é definida como a constante de condutividade térmica própria de cada material. Isolando a variação da temperatura da Equação (8) tem-se que a resistência térmica ( $\mathfrak{R}$ ) do material é definida como:

$$\Delta T = \frac{\Delta x}{kA} = \mathfrak{R} * It \quad (9)$$

$$\mathfrak{R} = \frac{\Delta x}{kA} \quad (10)$$

Agora, se considerarmos a condução térmica entre duas barras condutoras, como mostra-se na Figura 18, e considerarmos  $T_1 > T_2 > T_3$ , mesma área transversal  $A_1$  e constantes de condutividade  $k_1$  e  $k_2$  respectivamente, pode-se afirmar que as seguintes relações são verdadeiras:

$$T_1 - T_2 = \frac{L_1}{k_1 A} = \mathfrak{R}_1 * Ir \quad (11)$$

$$T_2 - T_3 = \frac{L_2}{k_2 A} = \mathfrak{R}_2 * It \quad (12)$$

$$T_1 - T_3 = (\mathfrak{R}_1 + \mathfrak{R}_2)I \rightarrow \Delta T = \mathfrak{R}_{eq} * It \quad (13)$$

da Equação (13) se pode definir a resistência equivalente  $\mathfrak{R}_{eq}$  para um sistema em serie é:

$$\mathfrak{R}_{eq} = \mathfrak{R}_1 + \mathfrak{R}_2 \quad (14)$$

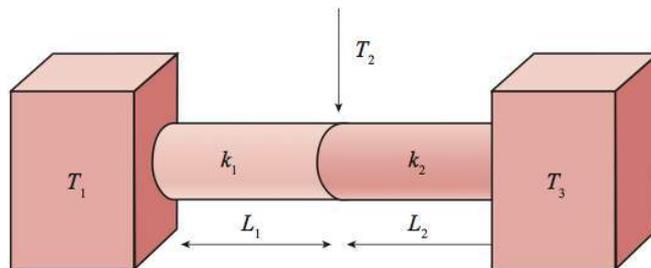


Figura 18. Sistema constituído de duas barras condutoras diferentes, de comprimento  $L_1$  e  $L_2$ , unidas numa extremidade e submetidas a uma gradiente de temperatura, em que  $T_1 > T_2 > T_3$ .

Note-se então que  $\Delta T$  é a variação total de temperatura (nos dois extremos) e  $\mathfrak{R}_{eq}$  a soma de todas as resistências em serie. A transferência de calor entre diferentes materiais será tema a tratar para determinar a temperatura interna dos módulos, depois que a temperatura da superfície frontal do painel transfira a sua energia para o interior dos módulos. A resistência à transferência de calor para um módulo fotovoltaico pode-se representar como a soma das resistências de cada camada (CRUZ, 2014).

Em contrapartida, para o caso de ter materiais condutores colocadas em paralelo (o caso das camadas de diferentes materiais nos módulos fotovoltaicos), a  $\mathfrak{R}_{eq}$  poderá ser expressa assim:

$$\frac{1}{\mathfrak{R}_{eq}} = \frac{1}{\mathfrak{R}_1} + \frac{1}{\mathfrak{R}_2} + \dots + \frac{1}{\mathfrak{R}_n} \quad (15)$$

### 3.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

As ondas eletromagnéticas ao incidirem sobre determinados materiais, em vez de transmitir calor, podem produzir alterações nas propriedades elétricas ou originar tensões e correntes elétricas. Dependendo do material, o efeito pode ser fotoelétrico ou fotovoltaico.

O efeito fotoelétrico ocorre em materiais metálicos e não metálicos sólidos, líquidos ou gasosos. Ele ocasiona a remoção de elétrons, mas não é capaz de criar uma tensão elétrica sobre o material.

O efeito fotovoltaico (a palavra “fotovoltaico” vem do grego “*photos*”, que significa *Luz*, e de “*Volta*”, físico italiano que descobriu a pilha elétrica), transforma a energia eletromagnética recebida em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial, sobre uma célula formada por um sanduíche de materiais semicondutores. Se a célula for conectada a dois eletrodos, haverá tensão elétrica. Se houver um caminho elétrico entre os dois eletrodos, surgirá uma corrente elétrica. O efeito fotovoltaico é uma característica intrínseca ao material que compõe os dispositivos de conversão fotovoltaica (ZILLES, 2012).

#### 3.3.1. O efeito fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico foi observado primeiramente pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, quando percebeu que uma solução de um eletrólito com eletrodos de metal, quando exposta à radiação luminosa, tinha sua condutividade aumentada. Em 1873, Willoughby Smith descobre a fotocondutividade no Selênio sólido. Em 1876, Adams e Day percebem que uma junção de Selênio e platina desenvolve o efeito quando exposta à luz solar (ZILLES, 2012).

Atualmente, os materiais para a fabricação de dispositivos fotovoltaicos são selecionados segundo as suas características de absorção do espectro solar, propriedade conhecida como *coeficiente de absorção* para cada material. O coeficiente de absorção dos materiais mais utilizados no mercado são comparados na Figura 19, onde pode se comparar a energia da banda proibida necessária para permitir a geração de pares elétron-lacuna.

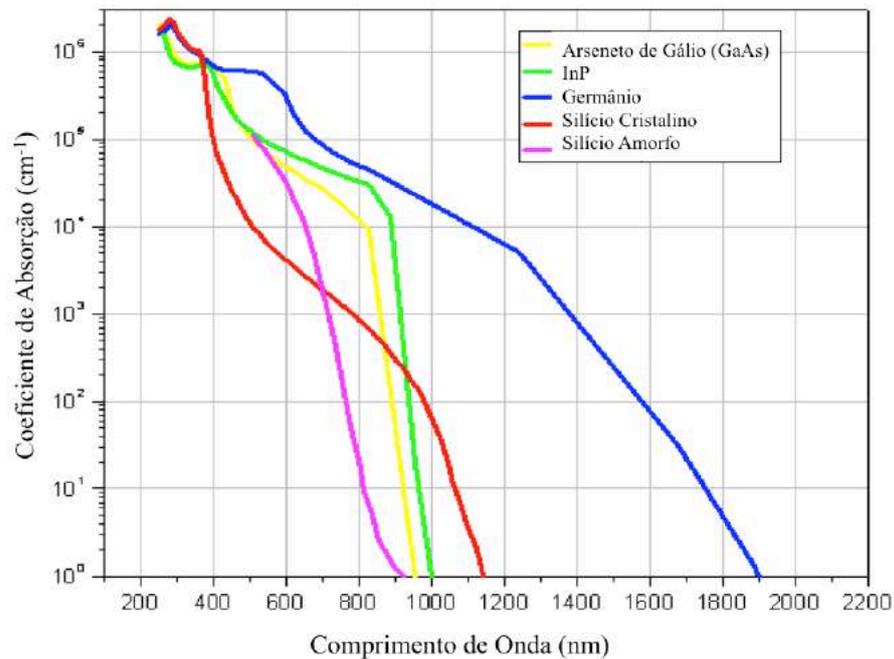


Figura 19. Coeficiente de absorção de alguns materiais semicondutores, em função do comprimento de onda da luz incidente.

Quanto maior a energia da banda proibida (faixa de energia onde os elétrons não podem permanecer), maior tem que ser a energia absorvida para excitar o elétron para a banda de condução. Quando a banda for muito grande, poucos elétrons conseguem chegar à banda de condução, gerando baixa energia, porém, em uma banda proibida muito pequena todos os fótons produzem pequenas tensões elétricas, mas pouca energia gerada também.

A Tabela 2 mostra uma comparação da energia necessária para levar um elétron na banda de condução, para diferentes materiais. O tipo de banda proibida direta é o tipo de material que precisa de um fóton somente para promover um elétron, com alta eficiência de criação de elétrons livres. Banda proibida indireta é a energia cinética necessária que não advém de somente um fóton. A energia cinética advém do momento de outras partículas. Isto faz o material menos eficiente, portanto materiais mais espessos devem ser utilizados. O silício possui banda proibida indireta, mas é muito mais barato, e abundante, que outros elementos de banda proibida direta.

Tabela 2. Tabela de comparação da energia de banda proibida para os materiais mais comuns na fabricação de células fotovoltaicas.

Material	Tipo de banda proibida	Energia de banda proibida
Silício (Si)	Indireta	1.12 eV
Germânio (Ge)	Indireta	0.66 eV
Telureto de Cádmio (CdTe)	Direta	1.56 eV
Arseneto de Gálio (GaAs)	Direta	1.42 eV
Disseleneto de Cobre Índio (CIS)	Direta	2.4 eV
Disseleneto de Cobre Índio Gálio (CIGS)	Direta	1.5 eV

Tabela 3. Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012 [GREEN et al., 2013].

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos <sup>1</sup>	20,1 ± 0,4
Compostos IIIA-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos IIB-VIA (ou 12-16)	CIGS (CuIn <sub>x</sub> Ga(1-x)Se <sub>2</sub> ) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

<sup>1</sup> Filmes finos transferidos – tecnologia onde inicialmente são fabricadas estruturas de filme fino metal/polímero sobre suporte de vidro reutilizável para posterior transferência para um substrato que pode ser de diamante, silicone, nitrato de alumínio, placa de circuito impresso etc. (PINHO E GALINDO, 2014).

A Tabela 3 apresenta a eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas com diferentes materiais e tecnologias para o ano 2012. A máxima eficiência foi obtida com células fotovoltaicas multi-junção, atingindo o valor de 37,7%. Estas células são compostas de elementos dos grupos 13, 14 e 15 da tabela periódica (ou IIIA, IVA e VA da antiga classificação dos elementos na tabela periódica) e a combinação dos materiais permite absorver os fótons de grande parte do espectro solar. Para células de uma única junção, o limite teórico é da ordem de 30% (limite de Shockley-Queiser) e as melhores células fotovoltaicas de silício fabricadas em laboratório atingiram a eficiência de 25% (PINHO E GALINDO, 2014).

Lembrando que a teoria da mecânica quântica afirma que qualquer tipo de radiação eletromagnética possui fótons, os quais possuem uma determinada energia ( $E$ ) definida na Equação (4) obtida de (1) e (2):

$$E = h * v = h * c / \lambda \quad (16)$$

Onde as unidades de  $E$  serão expressas em eV. A expressão de conversão será:  $E(\text{eV}) = 1,24 / \lambda$ . Portanto, a energia de um fóton dependerá das características espectrais da sua fonte e varia inversamente com o comprimento de onda da emissão eletromagnética (ZILLES, 2012).

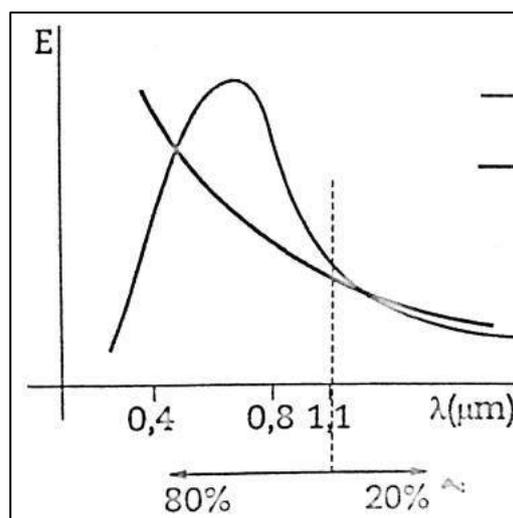


Figura 20. Espectro de radiação solar e a Energia contida um fóton, em função do comprimento de onda. Tomado de eletromagnética (ZILLES, 2012).

A energia necessária para fazer os elétrons mudarem de banda é chamada energia de *gap* ( $E_g$ ), dada também em elétrons-volts (eV). Da Figura 20 observa-se que somente os fótons da radiação com comprimento de onda inferior a 1,1  $\mu\text{m}$  contribuem para a conversão fotovoltaica, pois tem energia maior à  $E = h \cdot c / \lambda$ , para mudar o elétron de banda (essa energia necessária depende de cada material como foi mostrado na Tabela 2).

Para evitar que os elétrons se recombinem facilmente com outras lacunas, é criada uma junção entre dois materiais de dopagem diferente para gerar um campo elétrico no interior do material. A dopagem é o processo de adição de impurezas químicas em um elemento semiconductor puro (comumente Silício ou Germânio). Os dois materiais são dopados com cargas diferentes, um com positivas e outro com negativas, sendo geralmente o Boro a positiva e o Fósforo a carga negativa. Entre as regiões tipo *p* e tipo *n* forma-se a junção *p-n*, que tem como função principal criar um campo elétrico interno que é responsável pela consolidação da conversão fotovoltaica (ZILLES, 2012).

Na junção *p-n*, surge um campo elétrico em razão dessa difusão de elétrons e lacunas, o qual se opõe à difusão original de cargas, criando uma barreira de potencial numa região de transição entre as camadas chamada de região de depleção. Então, a corrente associada ao fluxo de elétrons e lacunas compensa a corrente originada pelo campo elétrico, levando ao semiconductor a um estado de equilíbrio elétrico.

Com a chegada de fótons, esse equilíbrio elétrico é quebrado. Os elétrons absorvem a energia e se essa for suficiente para libertá-lo de sua ligação química, ele passa para a banda de condução, criando um par elétron-lacuna. O campo elétrico facilita estes movimentos.

Em cada lado da junção são conectados terminais metálicos para absorverem os elétrons liberados, e caso seja fechado o circuito elétrico, gerará a corrente elétrica chamada de foto-corrente, a qual existirá enquanto a radiação estiver presente sobre o módulo (ZILLES, 2012).

### 3.3.2. Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica

Uma relação precisa entre a tensão e a corrente nas células fotovoltaicas é necessária para estimar seu desempenho e melhorar a eficiência do sistema. Tanto para as células como para os módulos e os arranjos de módulos, o circuito equivalente pode ser expresso como um fotodiodo (diodo sensível à luz) com uma junção *p-n*, mas com valores de resistores e

correntes proporcionais ao número de células em série e/ou em paralelo (TINA, 2008), como se mostra na Figura 21,

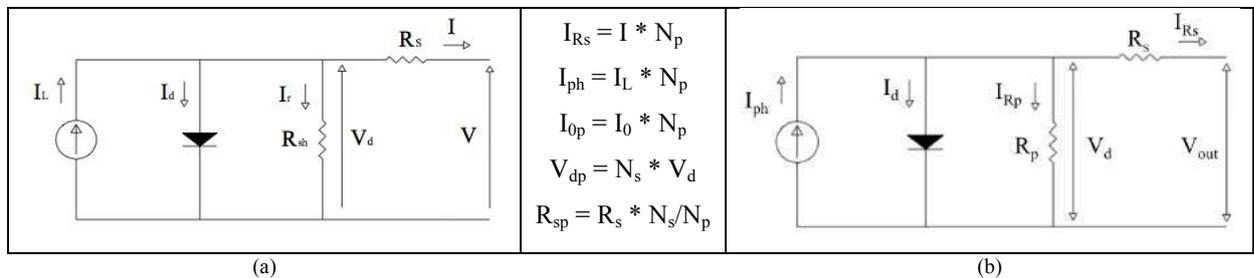


Figura 21. Circuito equivalente de: a) uma célula fotovoltaica e b) um módulo de varias células fotovoltaicas. Tomado de TINA, 2008.

Para diferentes autores, e dependendo das aplicações e análises, as resistências em paralelo ao diodo (de valores grandes), e até a resistência em série (de valores pequenos) são algumas vezes omitidas. Neste caso, para alguns cálculos podera-se desprezar esses valores. Considerando o estado estável do circuito, e que o diodo encontra-se normalmente em condução, pode se afirmar que:

$$I_{ph} = I_d + I_{Rp} + I_{Rs} \quad (17)$$

Cada uma das correntes pode ser descrita em mais detalhe a seguir. Assim, a corrente da fonte será a gerada pela junção, a qual será então proporcional a radiação incidente. Da eletrônica do estado sólido, tem-se que a corrente do diodo é proporcional à corrente de saturação definida na Equação (18),

$$I_d = I_0 \left[ e^{\left(\frac{V}{A_f * N_s * V_T}\right)} - 1 \right] \quad (18)$$

Lembrando que,

$$V_T = k * \frac{T_c}{q} \quad (19)$$

E que,

- $V$ : Tensão do diodo;
- $Af$ : Fator Ideal (depende da tecnologia da célula), (Tabela 4);
- $N_s$ : Número de células em série no módulo FV;
- $I_0$ : Corrente de saturação do diodo;
- $V_T = 26\text{mV}$  (Tensão termal a 300K);
- $T_c$ : Temperatura da célula;
- $k$ : Constante de Boltzmann ( $1.381 \times 10^{-23}$  J/K);
- $q$ : a carga de um elétron ( $1.602 \times 10^{-19}$  C).

O *Fator de Idealidade Modificado*, definido como a constante “ $a$ ” por Chouder et. al. (2012), depende da tecnologia da célula, da temperatura de trabalho e do número de células dentro do módulo fotovoltaico, como se mostra na Equação (20),

$$a = \frac{N_s * Af * k * T_c}{q} = N_s * Af * V_T \quad (20)$$

O Fator Ideal ( $Af$ ) depende do material e da tecnologia do módulo fotovoltaico, e são mostrados alguns valores desse fator para as tecnologias mais comuns no mercado na Tabela 4, dados por Huan-Liang et al, em 2008.

Tabela 4. Valores do Fator Ideal (A) para diferentes materiais de células FV. Adaptado de Huan-liang et. al, 2008.

TECNOLOGIA	FATOR IDEAL (A)
mono-Si	1,2
poly-Si	1,3
a-Si-H	1,8
a-Si-H tandem	3,3
a-Si-H tripla	5,0
CdTe (Telureto de Cádmio)	1,5
CIS (Disseleneto de cobre e índio)	1,5
GaAs (Arsenieto de Gálio)	1,3

Com a tensão no nó principal pode-se determinar o valor da corrente que passa pela resistência em série  $R_s$ , modificando a equação do diodo, e agrupando os termos da Equação (18), pode se afirmar que:

$$I_d = I_0 \left[ e^{\left(\frac{V+I*R_s}{a}\right)} - 1 \right] \quad (21)$$

Podemos completar então a Equação (17) sabendo a corrente que passa por  $R_p$ , obtendo então que a corrente de saída do sistema é:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V+I \cdot R_s}{a} \right)} - 1 \right] - \frac{V - R_s * I}{R_p} \quad (22)$$

Na Equação (23) a corrente ( $I$ ) em função da tensão ( $V$ ) tem um comportamento dado por  $I_{ph}$ , da qual se subtrai  $I_0$  que é uma equação de tipo exponencial, tendo como resultado o comportamento da Figura 22 a seguir,

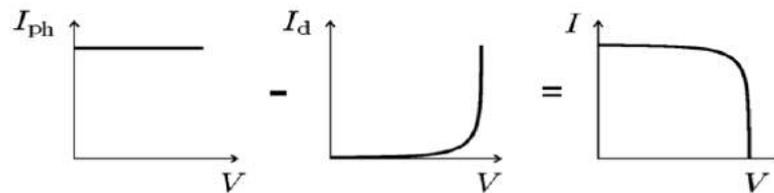


Figura 22. Comportamento da corrente de uma célula fotovoltaica em função da tensão.

A curva resultante é conhecida como a curva característica  $I \times V$  (ou também representada apenas como  $IV$ ), é a curva característica de todas as células e módulos fotovoltaicos, determinado por os valores de tensão de circuito aberto (para o ponto de  $I=0$ ) e  $I_{sc}$  para corrente de curto circuito (para o ponto de  $V=0$ ).

Para determinar um valor aproximado de  $I_{ph}$ , pode se considerar um circuito ideal onde a  $R_p$  seja muito grande e  $R_s$  muito pequena. Além disso, para o caso de curto circuito ( $V=0$ ), a Equação (22) pode ficar assim:

$$I_{sc,ref} = I_{ph} - I_{0,ref} \left[ e^{\left( \frac{0}{a_{ref}} \right)} - 1 \right] \approx I_{ph,ref} \quad (23)$$

A corrente gerada pela junção fotovoltaica dependerá da radiação, da temperatura e de um novo termo chamado coeficiente de temperatura de corrente de curto circuito ( $\mu_{sc}$ ) também dado pelo fabricante, assim:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} * [I_{ph,ref} + \mu_{sc} * \Delta T] \quad (24)$$

onde:

- $G$ : Irradiância;
- $G_{ref}$ : Irradiância em STC = 1000 W/m<sup>2</sup>;
- $\Delta T = T_c - T_{c,ref}$  (Kelvin);
- $T_{c,ref}$ : Temp. STC = 25 + 273 = 298 K;
- $\mu_{sc}$ : coeficiente de temperatura de corrente de curto circuito(A/K).

Agora, com valores extremos de curto circuito, circuito aberto, tensão e corrente de máxima potência, e considerando também  $R_p$  muito grande, pode se obter da Equação (22) a seguintes equações que ajudarão a determinar o valor de  $I_0$ , assim:

Com  $I = I_{sc}$ ,  $V=0$  e  $R_p$  muito alta, então: ( $I_{ph}=I_{ph,ref}$ ) ( $I_0=I_{0,ref}$ )

$$I_{sc,ref} = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[ e^{\left( \frac{0+I_{sc,ref}R_s}{a_{ref}} \right)} - 1 \right] - 0 \quad (25)$$

Agora, com  $I=0$ ,  $V=V_{oc}$  e  $R_p \uparrow \uparrow$  então:

$$0 = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc}+0}{a_{ref}} \right)} - 1 \right] - 0 \quad (26)$$

O termo -1 pode se desprezar também já que o seu valor é muito pequeno comparado com o valor do exponencial. Agora, isolando  $I_{0,ref}$  na Equação (26) e lembrando que  $I_{ph,ref} \approx I_{sc,ref}$ , temos que:

$$I_{0,ref} = I_{ph,ref} \left[ e^{\left( \frac{-V_{oc,ref}}{a_{ref}} \right)} \right] \approx I_{sc,ref} \left[ e^{\left( \frac{-V_{oc,ref}}{a} \right)} \right] \quad (27)$$

A corrente de saturação inversa é definida na Equação (28) como:

$$I_0 = D * T_c^3 \cdot \left[ e^{\left( \frac{-q * \epsilon_G}{A * k} \right)} \right] \quad (28)$$

Onde  $D$  é o *Fator de Difusão do Diodo* e  $\varepsilon_G$  é a *Banda de Energia do Material* (eV) (1,12eV para o Silício, segundo a Tabela 2). Para eliminar o termo  $D$ , a Equação (28) pode-se calcular duas vezes (com  $T_c$  e  $T_{c,ref}$ ) como se mostra na Equação (29).

$$I_0 = I_{0,ref} * \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 * \left[ e^{\left(\frac{-q*\varepsilon_G}{A*k} * \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c}\right)\right)} \right] \quad (29)$$

Substituindo então a Equação (27) de  $I_{0,ref}$  na Equação (29) chega-se na Equação (31), a seguir:

$$I_0 = I_{sc,ref} * e^{\left(\frac{-V_{oc,ref}}{a}\right)} * \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 * e^{\left(\frac{-q*\varepsilon_G}{A*k} * \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c}\right)\right)} \quad (30)$$

Completando assim todas as expressões internas da Equação (22) que descreve o comportamento da corrente foto-gerada em função da tensão, da temperatura da célula fotovoltaica e de algumas constantes própria dos materiais.

### 3.3.3. Modelo térmico de um módulo fotovoltaico

A análise do comportamento do gradiente de temperatura em cada uma das camadas dos materiais do módulo resulta necessário quando se precisa determinar a diferença entre diferentes processos de encapsulamento, ou o comportamento de cada um dos diferentes materiais dentro dos módulos. Para outros casos, pode-se determinar o módulo tudo como um corpo homogêneo com uma temperatura constante. Para os casos onde é possível realizar medições, recomenda-se determinar três variáveis, a temperatura da superfície frontal, a temperatura interna do módulo, e a temperatura da superfície traseira. Assim, nas medições de seguimento se recomenda tomar pelo menos as duas superfícies, frontal e traseira, para posteriormente calcular a interna.

Para a sessão teórica desta dissertação, vai se trabalhar com a suposição de que um módulo é um corpo homogêneo. O sistema fotovoltaico mostra-se como um diagrama de blocos com entradas e saídas, de modo que se deve conservar a energia (Figura 23).

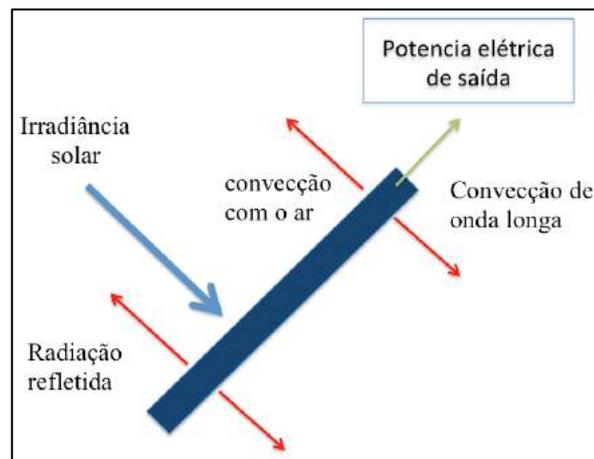


Figura 23. Transferência de calor do sistema fotovoltaico, com conservação da energia. Adaptado de Jones e Underwood (2000).

O modelo apresentado pelos pesquisadores Jones e Underwood (2000), da Universidade de Northumbria, em Newcastle, mostra um sistema fotovoltaico composto por vários fatores como a radiação incidente (composta por Onda Longa, *long waves* ou *lw*, e ondas curtas, *short waves* ou *sw*), a carga elétrica de saída e alguns fatores ambientais (como o vento e as forças de convecção).

A capacidade calorífica do módulo é definida como:

$$C_{\text{módulo}} * \frac{dT}{dt} = q_{lw} + q_{sw} + q_{conv} - P_{out} \quad (31)$$

onde:

- $C_{\text{módulo}}$ : Capacidade calorífica do módulo, em função da massa e do calor específico (temperatura no tempo);
- $q_{lw}$ : Transferência de calor de ondas longas;
- $q_{sw}$ : Transferência de calor de ondas curtas;
- $q_{conv}$ : transferência de calor por convecção.

Considerando-se então que a temperatura é homogênea dentro do módulo, pode-se definir também que a capacidade calorífica do módulo vai depender também das características dos materiais que compõem o módulo,

$$C_{\text{módulo}} = \sum_{\text{mat}} A * d_{\text{mat}} * \rho_{\text{mat}} * C_{\text{mat}} \quad (32)$$

Onde o sub-índice *mat* faz referencia ao material dos diferentes componentes dentro do módulo, e como exemplo são mostrados os valores na Tabela 5, para o caso do módulo de silício monocristalino BP585.

Tabela 5. Capacidade calorífica do módulo BP585. Fonte BP Solar.

Elemento do módulo	Densidade $\rho_{\text{mat}} \text{ (kg/m}^2\text{)}$	Capacidade calorífica $C_{\text{mat}}$	Espessura $D_{\text{mat}} \text{ (m)}$	Produto $A * d_{\text{mat}} * \rho_{\text{mat}} * C_{\text{mat}}$
Célula m-Si	2330	677	0,0003	241
Polyester / Tedlar trilaminar	1200	1250	0,0005	382
Superfície de vidro	3000	500	0,003	2295
<b>TOTAL</b>				2918

Por outro lado, se define também que a transferência de calor por onda curta é:

$$q_{sw} = \alpha * \Phi * A \quad (33)$$

Onde:

- $\alpha$ : Absortividade do módulo;
- $\Phi$ : Irradiância total incidente na área do módulo ( $\text{W/m}^2$ );
- $A$ : Área do módulo.

Normalmente para o silício quase 77% dos fótons irradiados sobre o módulo consegue ser absorvido. O módulo utilizado para os cálculos feitos por Jones & Underwood (2000), o BP584, tem uma camada antirreflexo que diminui a perdas por reflexão para 10%, segundo o fabricante.

Para as ondas largas, a radiação por unidade de área está dada pela lei de Stefan-Boltzmann, assim:

$$q_{lw} = \sigma * \varepsilon * T^4 \quad (34)$$

Onde:

- $\sigma$ : Constante de Stefan-Boltzmann ( $6,669 \times 10^8 \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$ );
- $\varepsilon$ : Emissividade do módulo;
- $T_m$ : Temperatura do módulo.

A fração de radiação que ultrapassa de uma superfície para outra é conhecida como *fator de visibilidade* (Holman, 1992), é esta dada pela Equação (35):

$$q_{lw,xy} = A_x * F_{xy} * (L_x - L_y) = A_y * F_{yx} * (L_y - L_x) \quad (35)$$

Onde:

- $A_x$ : Área da superfície x. Para esse caso  $A_x = A_y$ ;
- $F_{xy}$ : Fator de visibilidade (fração de energia que ultrapassa a superfície x pra a superfície y);
- $L_x$ : Irradiância de Onda Longa emitida pela unidade de área pela superfície.

Segundo Liu & Jordan, 1963, o fator de visibilidade pode ser definido então como:

- Fator de visibilidade para o Céu:

$$\frac{(1 + \cos(\beta_{superficie}))}{2} \quad (36)$$

- Fator de visibilidade para o Chão:

$$\frac{(1 - \cos(\beta_{superficie}))}{2} \quad (37)$$

Para uma superfície com um ângulo de inclinação  $\beta_{superficie}$ . Utilizando os valores dos coeficientes do fator de visibilidade na Equação (35), Jones e Underwood afirmaram que:

$$q_{lw} = A * \sigma * \left\{ \left( \frac{1 + \cos\beta_{sup}}{2} * \varepsilon_{céu} * T_{céu}^4 \right) + \left( \frac{1 - \cos\beta_{chão}}{2} * \varepsilon_{chão} * T_{chão}^4 \right) - (\varepsilon_{módulo} * T_{módulo}^4) \right\} \quad (38)$$

Para esse caso, consideraram-se parâmetros como  $\varepsilon_{céu}=0,95$  para dias claros, 1,0 para dias com tempo fechado,  $\varepsilon_{chão}=0,95$ ,  $\varepsilon_{modulo}=0,9$ ,  $T_{céu}=(T_a - \delta T)$  onde para dias claros  $\delta T=20K$ , e  $T_{céu} = T_a$  para dias de tempo fechado (JONES & UNDERWOOD, 2000).

Enquanto à transferência de calor por convecção tem-se que a troca de energia com o fluido que esta ao redor é proporcional com a diferença de temperatura entre a superfície e o fluido. Para um módulo instalado em um suporte, com espaço traseiro que permite a passagem do ar, pode-se definir como:

$$q_{conv} = -h_c * A * (T_m - T_a) \quad (39)$$

Então, define se em geral que a troca de calor por convecção será a soma da convecção forçada e a convecção natural, em função da velocidade do vento (*secção 3.5.2.4. Influência do vento*),

$$q_{conv} = -(h_{c,forçado} + h_{c,livre}) * A * (T_m - T_a) \quad (40)$$

Por fim, a potência de saída, segundo Jones e Underwood (2000), pode-se calcular com a Equação (41):

$$P_{out} = FF * \frac{G * \ln(k_1 * G)}{T_m} \quad (41)$$

Onde:

- $G$ : Irradiância incidente ( $W/m^2$ )
- $K_1$ : Constante ( $10^6 m^2/W$ )
- $FF$ : Fator de Forma ( $1,22 K/m^2$ )

Para concluir então que a Equação (31) se pode escrever de novo assim:

$$\begin{aligned} C_{modulo} * \frac{dT_{mod}}{dt} & \quad (42) \\ & = \sigma * A * [\varepsilon_{céu} * (T_a - \delta T)^4 - \varepsilon_{mod} * T_m^4] + A * \alpha * \Phi - A \\ & * (h_{c,forçado} + h_{c,livre}) * (T_m - T_a) - FF * \frac{G * \ln(k_1 * G)}{T_m} \end{aligned}$$

### 3.3.4. Eficiência das células fotovoltaicas

A eficiência fotovoltaica está determinada pela relação entre a energia elétrica gerada na saída e a energia solar recebida pelo módulo ou a célula. A eficiência pode-se medir facilmente sabendo os valores da potência de entrada na célula (radiação incidente em um período de tempo) e a potência de saída (produto da corrente de saída e a tensão de saída). Define-se então a Equação (43) como a equação da eficiência fotovoltaica (EVANS, 1981):

$$\eta_c = \frac{I_{saída} * V_{saída}}{\text{Área efetiva} * \text{Irradiância}} \quad (43)$$

Segundo Moehlecke e ZanESCO, em 2005, os fatores intrínsecos que podem limitar a eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica são:

- reflexão na superfície frontal;
- sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal;
- absorção nula (transmissão) de fótons de energia menor que do que o *gap* ( $E_f < E_g$ );
- baixa probabilidade de coleta, pela junção *p-n*, dos portadores de carga gerados fora da zona de carga espacial;
- recombinação dos portadores de carga, isto é, o “reencontro” dos elétrons e lacunas em impurezas e defeitos do material (em sua maioria impurezas de fósforo ou boro, segundo CARNEIRO, em 2010).

Alguns dos fatores anteriores são esquematizados na Figura 24a:

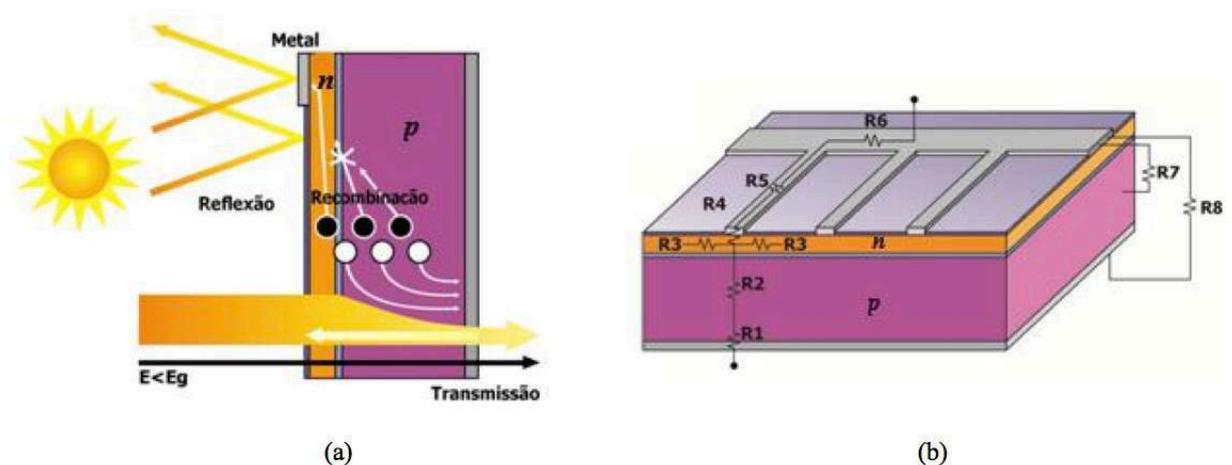


Figura 24. Esquema dos fatores que limitam a eficiência de conversão de uma célula FV. a) Fatores intrínsecos. b) Perdas por resistência. Fonte: (MOEHLECKE; ZANESCO, 2005).

Assim na Figura 24b se representa o outro tipo de perdas intrínsecas conhecidas como perdas por resistência (MOEHLECKE; ZANESCO, 2005):

- Perdas por resistência em série nas junções metal-semicondutor (R4 e R1) existentes nos contatos metálicos frontal e traseiro;
- perdas nas trilhas metálicas (R5 e R6);
- perdas nas regiões  $n$  (R3) e  $p$  (R2);
- perdas por resistência em paralelo entre o contato metálico frontal (malha metálica) e a região tipo  $p$  (R7),
- entre os contatos metálicos frontal e traseiro (R8).

Alguns dos valores típicos de perdas em um sistema fotovoltaico completo instalado e ligado na rede são mostrados no seguinte esquema, oferecido pelo software PVsyst na Figura 25,

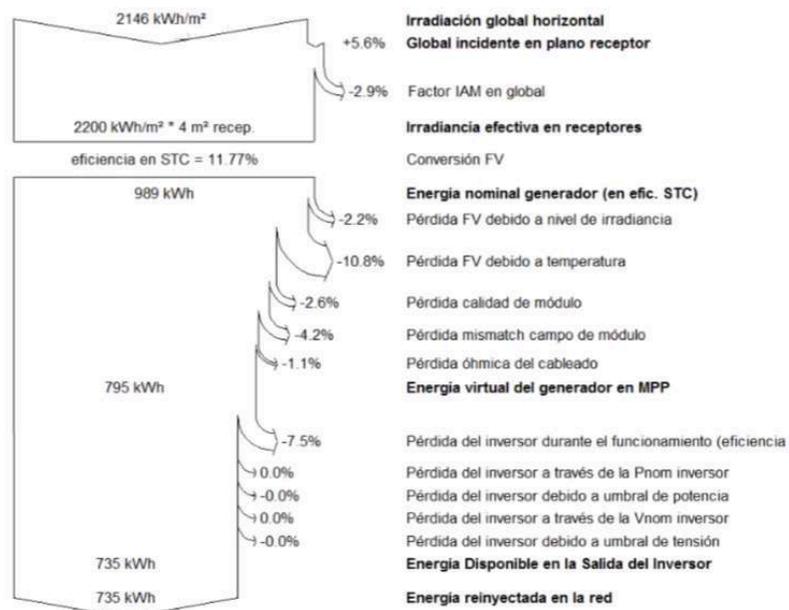


Figura 25. Perdas típicas de um sistema fotovoltaico ligado na rede. Tomado de PVsyst.

A eficiência fotovoltaica para uma célula pode ser calculada também conhecendo a eficiência padrão STC, ou  $\eta_{Tref}$  (Tabela 8), as características intrínsecas da célula, e a temperatura STC da célula. Esses dados, fornecidos pelo fabricante, podem ser usados nas equações (44) e (45) (EVANS, 1981) definidas como,

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} * [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref})] \quad (44)$$

$$\beta_{ref} = \frac{1}{T_0 - T_{ref}} \quad (45)$$

O valor de  $\beta_{ref}$  também é dado pelo fabricante, e é conhecido como coeficiente de temperatura, o qual depende da temperatura de operação da célula e de  $T_0$ , o qual é a temperatura superior na qual a eficiência elétrica cai para zero (para células de silício cristalino essa temperatura é tipicamente 270°C). Na Tabela 6 se apresentam diferentes valores de  $\eta_{T_{ref}}$  a diferentes  $T_{ref}$ , e o respectivo coeficiente de temperatura definidos para diferentes tecnologias de PV.

Tabela 6. Coeficientes de correlação de eficiência para diferentes tecnologias. Fonte: SCOPLAKI; PALYVOS (2009).

$T_{ref}$ (°C)	$\eta_{T_{ref}}$	$\beta_{ref}$ (°C <sup>-1</sup> )	Comentarios	Referências
25	0.15	0.0041	Mono-Si	Evans and Florschuetz (1977)
28	0.117 (average) (0.104-0.124)	0.0038 (average) (0.0032-0.0046)	Average of Sandia and commercial cells	OTA (1978)
25	0.11	0.003	Mono-Si	Truncellito and Sattolo (1979)
25	0.13	0.0041	PV/T system	Mertens (1979)
		0.005		Barra and Coiante (1993)
20	0.10	0.004	PV/T system	Prakash (1994)
25	0.10	0.0041	PV/T system	Garg and Agarwal (1995)
				Agarwal and Garg (1994)
				Garg et al. (1994)
20	0.125	0.004	PV/T system	Hegazy (2000)
25		0.0026	a-Si	Yamawaki et al. (2001)
25	0.13	0.004	Mono-Si	RETScreen (2001)
	0.11	0.004	Poly-Si	
	0.05	0.0011	a-Si	
25	0.178	0.00375	PV/T system	Nagano et al. (2003)
25		0.005	Mono-Si	Tobias et al. (2003)
25	0.12	0.0045	Mono-Si	Chow (2003)
25	0.097	0.0045	PV/T system	Zondag et al. (2003)
25		0.0045	PV/T system	Radziemska (2003)
25	0.0968	0.0045		Bakker et al. (2005)
		0.005	UTC/PV system	Naveed et al. (2006)
25	0.09	0.0045	PV/T system	Tiwari and Sodha (2006a)
25	0.12	0.0045	PV/T system	Tiwari and Sodha (2006b)
25		0.0045 c-Si	PV/T system	Zondag (2007)
		0.0020 a-Si		
25	0.12	0.0045	PV/T system	Tiwari and Sodha (2007)
25	0.12	0.0045	PV/T system	Assoa et al. (2007)
25	0.127	0.0063	PV/T system	Tonui and Tripanagnostopoulos (2007a)
25	0.127 unglazed	0.006	PV/T system	Tonui and Tripanagnostopoulos (2007b)
	0.117 glazed			
		0.0054	PV/T system	Othman et al. (2007)

Skoplaki e Palyvos, no ano 2009, apresentaram uma série de relações da eficiência elétrica dos sistemas FV e a temperatura e outras variáveis, porém poucos autores consideram variáveis climáticas como a umidade relativa, nebulosidade relativa do ar ou direção e velocidade do vento (Tabela 7),

Tabela 7. Diferentes relações de eficiência em função de diferentes variáveis. Fonte: Adaptado de SCOPLAKI e PALYVOS (2009).

Equações	Comentários	Referência
$\eta_T = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref}(T - T_{ref})]$	$T_{ref} = 25\text{ }^\circ\text{C}$ , $\eta_{T_{ref}} = 0.15$ , $\beta_{ref} = 0.0041\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , c-Si, $T$ in $^\circ\text{C}$	Evans and Florschuetz (1977)
$\eta_{PV} = \eta_{ref} - \mu(T_c - T_{ref})$	$\mu =$ overall cell temperature coefficient	Bazilian and Prasad (2002)
$\eta = \eta_a - c(\bar{T} - T_a)$	$\bar{T} =$ mean solar cell temp, $\eta_a =$ efficiency at $T_a$ , $c =$ temperature coefficient	Bergene and Løvrik (1995)
$\eta = \eta_{25} + b(T_c - 25)$ $\eta(G_T, T_c) = \eta(G_T, 25\text{ }^\circ\text{C})[1 + c_3(T_c - 25)]$	$b = b(G_T)$ , $T$ in $^\circ\text{C}$ $c_3 = -0.5$ (% loss per $^\circ\text{C}$ ) for c-Si, $-0.02, \dots, -0.41$ for thin film cells	Durisch et al. (1996) Mohring et al. (2004)
$\eta_T = \eta_0 - K(T^{1/4} - T_0^{1/4})$	$T_0 = 273\text{ K}$ , $K = 22.4$	Ravindra and Srivastava (1979/80)
$\eta_a = \eta_a \times k_7 \times k_8 \times k_9 \times k_z \times k_z$ with $k_7 = 1 - \gamma(T_c - 25)/100$	$k_j =$ power temperature coefficient, $k_p, j = \theta, \alpha, \lambda$ optical, absorption, spectrum correction factors	Aste et al. (2008)
$\eta = \eta_{T_{ref}} \left[ 1 - \beta_{ref} \left( \frac{T_a - T_{ref}}{T_a - T_{ref}} \right) - \frac{\beta_{ref} \tau \alpha G_T}{n U_L} \right]$ $\eta = \eta_{T_{ref}} \left[ 1 - \beta_{ref} \left( \frac{T_a - T_{ref}}{T_a - T_{ref}} \right) - \frac{\beta_{ref} \tau \alpha G_T}{n U_L} \right]$	5% low predictions, $\beta_{ref} \sim 0.004\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\eta_{T_{ref}} = 0.15$ , $T_{ref} = 0\text{ }^\circ\text{C}$ $\eta =$ monthly average efficiency, $V =$ dimensionless, $\beta_{ref} \sim 0.004\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	Siegel et al. (1981) Siegel et al. (1981)
$\eta_l = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref}(T_{c,i} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} I_t]$	$\eta_l =$ hourly efficiency, $I_t =$ incident hourly insol, $\beta_{ref} \sim 0.0045\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\gamma \sim 0.12$	Evans (1981) and Cristofari et al. (2006)
$\eta = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_T]$	$\eta =$ instantaneous efficiency, $\beta_{ref} = 0.0044\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\eta_{T_{ref}} = 0.125$ , $T_{ref} = 25\text{ }^\circ\text{C}$	Notton et al. (2005)
$\eta = \eta_{T_{ref}} \{1 - \beta_{ref} [(T_c - T_a) - (T_a - \bar{T}_a) - (\bar{T}_a - T_{ref})] + \gamma \log_{10} I\}$ $\eta = \eta_{ref} [1 - a_1(T_c - T_{ref}) + a_2 \ln(G_T/1000)]$	$\eta =$ monthly average efficiency, $\beta_{ref} \sim 0.0045\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\gamma \sim 0.12$ For Si $a_1 = 0.005$ , $a_2 = 0.052$ , omitting the ln term slightly overestimates $\eta$	Evans (1981) Anis et al. (1983)
$\eta(XG_T, T) = \eta(G_T, T_{ref}) [1 - \beta_{ref}(T - T_0)] \left( 1 + \frac{k_a T}{q} \frac{\ln X}{V_w(G_T, T_0)} \right)$	$X =$ concentration factor, for $X = 1$ it reduces to Eq. (2)	Lasnier and Ang (1990)
$\eta = \eta_{ref} \left\{ 1 - \beta \left[ T_a - T_{ref} + (T_{NOCT} - T_a) \frac{G_T}{G_{NOCT}} \right] \right\}$	The $T_c$ expression from Kou et al. (1998) is introduced into the $\eta$ expression in Evans and Florschuetz (1977)	-
$\eta = \eta_{ref} \left\{ 1 - \beta \left[ T_a - T_{ref} + \left( \frac{9.5}{5.7+3.8V_w} \right) (T_{NOCT} - T_a) \frac{G_T}{G_{NOCT}} \right] \right\}$	The $T_c$ expression from Duffie and Beckman (2006) is introduced into the $\eta$ expression in Evans and Florschuetz (1977)	-
$\eta = \eta_{ref} \left[ 1 - 0.9 \beta \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) - \beta (T_a - T_{ref}) \right]$ $\eta_{nom} = -0.05 T_{surface} + 13.75$ $\eta_{meas} = -0.053 T_{back} + 12.62$ $\eta = a_0 + a_1 \frac{T_c(T_a) - T_{ref}}{T_{ref}} + a_2 \frac{G_T - G_{ref}}{G_{ref}}$	Assumes $\eta \approx 0.9(\tau\alpha)$ $T_{surface} = 1.06 T_{back} + 22.6$ Nominal vs measured values	Hove (2000) Yamaguchi et al. (2003)
$\eta_{MPP}(G_T, T) = \eta_{MPP}(G_T, 25\text{ }^\circ\text{C})(1 + \alpha(T - 25)) \eta_{MPP}(G_T, 25\text{ }^\circ\text{C})$ $= a_1 + a_2 G_T + a_3 \ln(G_T)$ $\eta = \eta_{NOCT} [1 - MPTC(T_{NOCT} - T_c)]$ $\eta = a + b \frac{T_c - T_a}{G_T}$	$A_k, k = 0, 1$ and $2$ are empirical constants, $T_\infty$ is the indoor ambient temperature $a_1 - a_3$ device specific parameters, MPP tracking system	Zhu et al. (2004) Beyer et al. (2004)
$\eta = 0.94 - 0.0043 \left[ \bar{T}_a + \frac{\bar{G}_T}{(22.4+8.7V_w)} - 25 \right] \pm 2.6\%$	$MPTC =$ maximum power temperature coefficient <sup>a</sup> PV/T collector. PV cover: 100% $\rightarrow a = 0.123$ , $b = -0.464$ 50% $\rightarrow a = 0.121$ , $b = -0.450$ Overbars denote daily averages. $G_T =$ Wh/m <sup>2</sup> received/length of day (h) $V_w$ in m/s	Perlman et al. (2005) Chow et al. (2006)
$\eta = 14.9852 - 0.08666 \cdot T_a + 0.017647 \cdot V_w$	Created by collecting data and linearly regressing them.	Rahnuma Siddiqui et al. (2012)

Na Tabela 7 apenas três equações consideram a velocidade do vento dentro do cálculo da eficiência, e nenhuma delas considera outros fatores climáticos como a umidade do ar, ou a nebulosidade. As três equações que se destacam na Tabela 7 por considerar a velocidade do vento foram marcadas em vermelho e se mostram a seguir:

$$\eta_c = \eta_{ref} * \left[ 1 - \beta \left( \left[ T_a + \left( \frac{9.5}{5.7+3.8*V_w} \right) * (T_{NOCT} - T_a) * \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \right] - T_{STC.ref} \right) \right] \quad (46)$$

$$\eta_c = \eta_{ref} * \left[ \left( 0.94 - \beta \left[ \left( \bar{T}_a + \left( \frac{\bar{G}_T}{(22.4+8.7*V_w)} \right) \right) \right] - T_{STC.ref} \right) \right] \quad (47)$$

$$\eta = \eta_{ref} - 0.08666 * T_a + 0.017647 * V_w \quad (48)$$

Dentro da equação de eficiência (46) dada por Evans & Florschütz (1977), o fator que multiplica o coeficiente de temperatura  $\beta$  foi explicado por Duffie & Beckman (2006), e é explicado mais detalhadamente na Seção 3.5.2.3.1. Temperatura de operação do módulo em função apenas da radiação solar e da temperatura ambiente.

A Equação (47) considera também a influência do vento (velocidade) e foi apresentada pelo grupo de pesquisa CLEFS CEA (2004). Eles apresentam o conceito de eficiência relativa ( $\eta_r$ ) como a relação entre a eficiência fornecida pelo fabricante e a eficiência real. A Figura 26 faz referência à eficiência relativa, a qual diminui assim como a temperatura do módulo aumenta. A eficiência medida será só igual à eficiência padrão quando as temperaturas do módulo são menores de 10°C, e que para o caso de temperatura do módulo de 25°C se atinge só o 94% da eficiência dada pelo fabricante para condições STC. A Equação (47) considera então, a temperatura média,  $\overline{T}_a$ ; a radiação solar média,  $\overline{G}_T$ , dada em Wh/m<sup>2</sup>; e  $\overline{V}_v$  a velocidade do vento média, durante um determinado período de tempo. Outras considerações para o cálculo da eficiência de módulos fotovoltaicos dadas pelo grupo CLEFS são mostradas na secção 3.5.6. *Alguns casos práticos no cálculo da eficiência.*

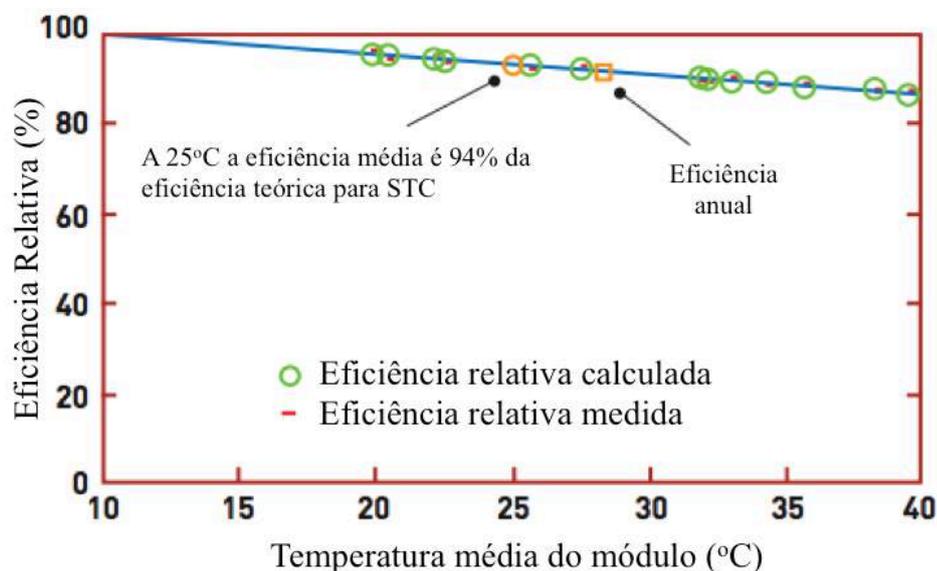


Figura 26. Eficiência Relativa em função da temperatura ambiente, supondo uma velocidade do vento constante. Fonte: CLEFS CEA 2004.

Por fim, a Equação (48), apresentada por Rahnumma, et. al. (2012), é o resultado de medições e regressões lineares, e destaca-se que não tem o parâmetro de radiação solar para o cálculo da eficiência, mas será verificada a exatidão dessa equação no desenvolvimento desta dissertação.

O resultado dessas equações serão comparadas, com dados climatológicos reais correspondentes a João Pessoa, para posteriormente analisar a sua proximidade entre os resultados obtidos.

### 3.4. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA NO MERCADO

#### 3.4.1. Tecnologias no mercado de células e módulos fotovoltaicos

O mercado de módulos fotovoltaicos é atualmente composto, em sua maioria, por módulos de silício poli cristalino (poly c-Si), que apresentam boa eficiência energética, mas possuem ainda um alto custo de fabricação. Segundo o estudo feito pela empresa NPD *Solarbuzz* Technology, a qual trabalha com tecnologia *c-Si*, afirma que para 2014 o mercado estava dominado pelas “wafers” de silício tipo-*p*, com quase 89% de capacidade instalada, mas somente 8% para o filme fino, e *c-Si* tipo-*n* somente 3% como se mostra na Figura 27,

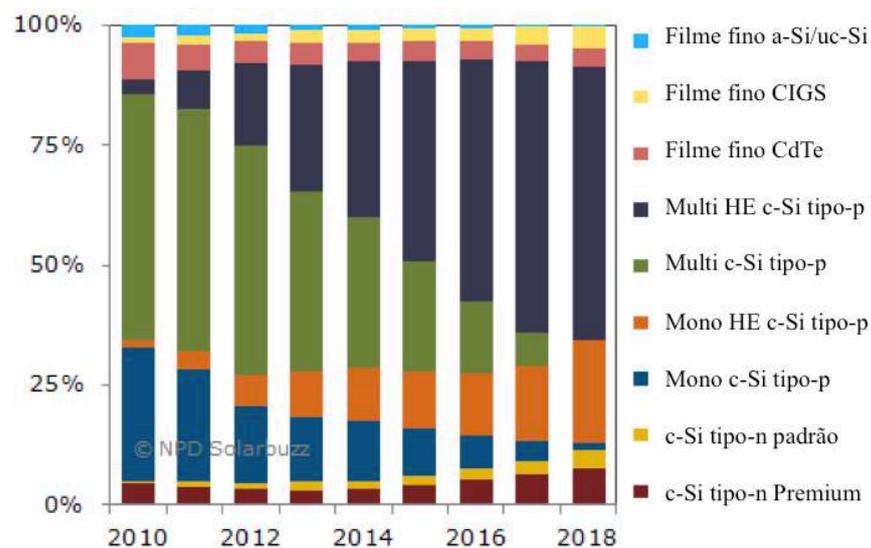


Figura 27. Capacidade instalada de módulos FV no mercado. Adaptada de: NPD *SolarBuzz*. Disponível em: <http://cleantechnica.com/2014/10/17/solar-pv-technology-roadmap-shows-healthy-industry/>. Acesso em 01 Jan 2016.

Em contrapartida, a empresa FirstSolar® afirma que seus módulos de filme fino produzem mais energia do que os módulos de silício cristalino de outras marcas, para temperatura de trabalho maiores que 25°C, como mostrado na Figura 28 exposta por FirstSolar®,

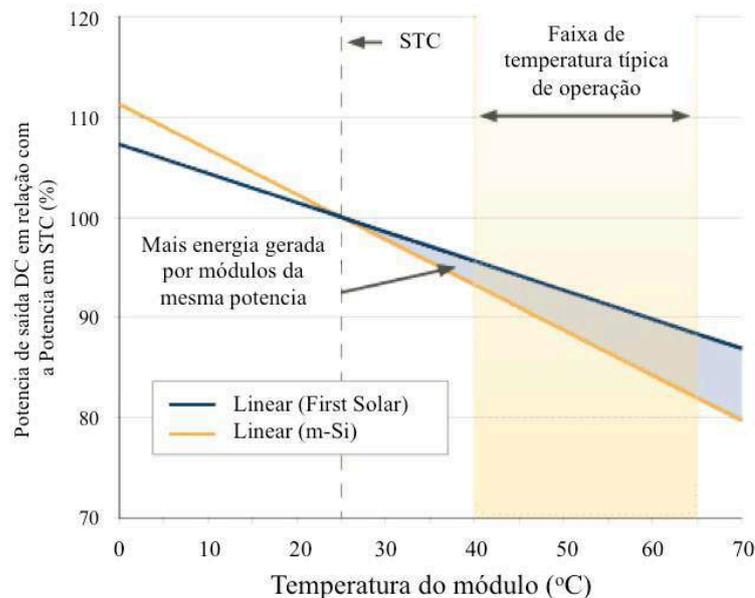


Figura 28. Comparação entre o desempenho dos módulos de filme fino de FirstSolar com os módulos de silício policristalino, baixo diferentes temperaturas de trabalho. Disponível em <http://www.firstsolar.com/Home/Technologies-and-Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-3-Black-Module>. Acesso em Fev. 2016.

A empresa FirstSolar® assegura também que as suas Series 3 Black Plus™ e Series 4™ podem produzir entre 8% e 9% mais de energia anual trabalhando em altas temperaturas (normalmente entre 40 e 65 graus célsius) e baixo alta umidade relativa devido a sua resposta superior no espectro solar, reduzindo o tempo de retorno de investimento.

Em geral, todos os fabricantes de células e módulos realizam uma série de testes nos laboratórios de pesquisas para cada uma das novas configurações e novos materiais implementados. Depois de ser aprovadas para fabricação em série, as células fotovoltaicas passam por um processo de testes de qualidade e testes de caracterização para determinarem parâmetros e eficiência que serão os pontos de comparação para os clientes antes de decidir suas compras. Esses testes são feitos no laboratório com equipamento que simula o comportamento da radiação solar para evitar a variação de radiação que pode ocorrer sob

condições meteorológicas reais. Porém, essas lâmpadas apresentam inconvenientes para cumprir com as características reais do Sol, pelo qual a qualidade das lâmpadas será proporcional ao custo dessas. As lâmpadas são, por exemplo, categorizadas segundo a uniformidade espacial na radiação, estabilidade da radiação no tempo e a semelhança do espectro simulado pela lâmpada com o espectro solar real.

A seguir são explicados os principais aspectos e parâmetros usados para a caracterização de células fotovoltaicas.

### 3.4.2. Caracterização de células e módulos fotovoltaicos

Todos os fabricantes de células e módulos fotovoltaicos devem fornecer uma série de características do comportamento dos módulos sob diferentes condições. Esses valores não somente proporcionam indicações valiosas em termos de desempenho para projetistas e instaladores, assim como também resultados de simulações mais rigorosas em termos da produção total de energia do sistema. Por esses motivos se espera que os fabricantes passem a fornecer esta informação na ficha técnica, cumprindo o estabelecido na proposta da norma DIN EN 50380 (DKE, 2012).

Os grupos de testes mais conhecidos no mercado são *Standard Test Conditions (STC)* e *Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)*, os quais são feitos para determinar o desempenho eletrônico dos módulos, conseguindo desenhar as curvas IV, e para determinar em alguns casos valores de caracterização eletrônicos como a corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ) e a tensão a circuito aberto ( $V_{OC}$ ), ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) e os valores de tensão ( $V_{MP}$ ) e corrente para esse ponto ( $I_{MP}$ ); necessárias para realizar o planejamento de qualquer aplicação com os módulos<sup>2</sup>. Na Tabela 8 se mostram algumas das diferenças entre estes dois grupos de testes.

Com os resultados desses testes, os fabricantes fornecem características como na Tabela 9, onde se pode ver que o desempenho e a eficiência dos módulos são diferentes para cada grupo de testes NOCT e STC.

---

<sup>2</sup> Esses testes são feitos para células fotovoltaicas sem carga na saída, o qual é um aspecto pra ter em conta no momento do cálculo da temperatura real de trabalho da célula, já que a temperatura aumenta durante o fluxo de corrente na carga.

Tabela 8. Comparação dos parâmetros STC e NOCT utilizados para os testes de geração fotovoltaicas.

<b>Parâmetro</b>	<b>STC (Standard Test Conditions)</b>	<b>NOCT (Normal Operating Cell Temperature)</b>
<b>Intensidade</b>	1.000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>
<b>Temperatura</b>	25°C (dentro da célula)	20°C (ambiente)
<b>Massa de Ar</b>	1.5	1.5
<b>Velocidade do Vento</b>	Não definida	1 m/s

Tabela 9. Exemplo das características de um módulo FV comercial. Canadian Solar – Quartech CS6P-P. Fonte: CanadianSolar.com. Acesso em 12/12/2015.

<b>ELECTRICAL DATA / STC*</b>			
Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	250 W	255 W	260 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	30.1 V	30.2 V	30.4 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	8.30 A	8.43 A	8.56 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	37.2 V	37.4 V	37.5 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8.87 A	9.00 A	9.12 A
Module Efficiency	15.54%	15.85%	16.16%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000V (UL) or 600 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m <sup>2</sup> , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.			
<b>ELECTRICAL DATA / NOCT*</b>			
Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	181 W	185 W	189 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	27.5 V	27.5 V	27.7 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	6.60 A	6.71 A	6.80 V
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	34.2 V	34.4 V	34.5 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	7.19 A	7.29 A	7.39 A
* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m <sup>2</sup> , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.			

A tensão e a corrente são medidas separadamente para reduzir os efeitos das resistências elétricas originadas pelos contatos elétricos (PVEDucation, 2014). Esses testes, comumente, seguem o esquema da Figura 29,

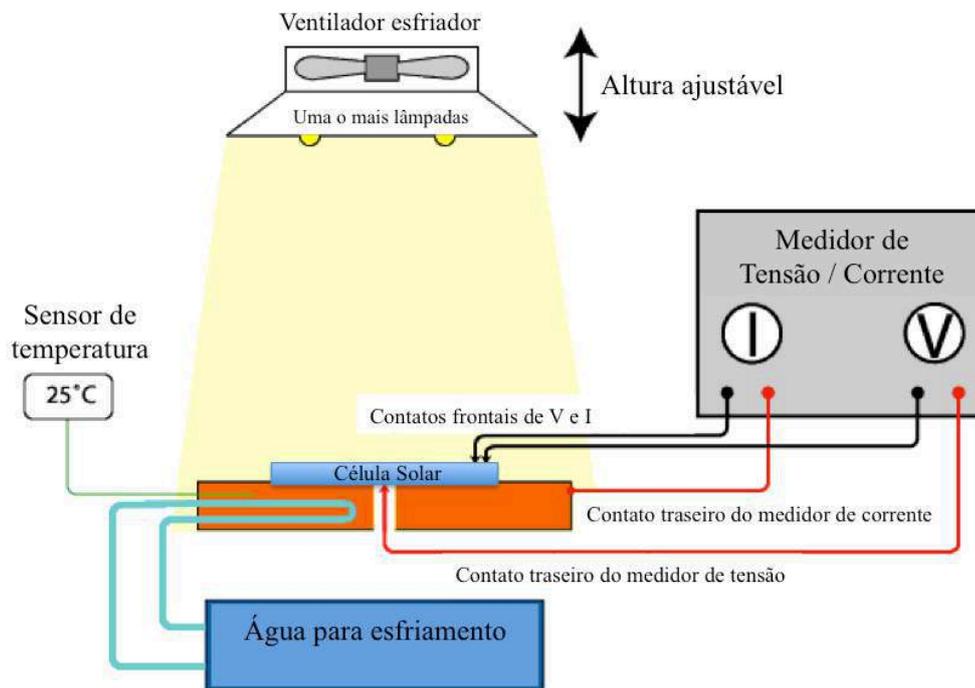


Figura 29. Estrutura básica dos testes para conseguir as curvas IV. Adaptado de PVeducation.org. Acesso em 10/10/2015. Cada um dos blocos dessa estrutura são explicados mais detalhadamente a seguir.

### 3.4.2.1. Fontes de iluminação para testes

A fonte ideal para a iluminação seria o Sol, pela potência de radiação, pelo espectro e pela sua radiação diferente para cada comprimento de onda. Para os testes, esses valores devem ser estáveis no tempo, mas as condições climáticas mudam com os minutos e não sempre serão as mesmas. Por isso, as lâmpadas artificiais são uma boa opção substituir as características do Sol durante os testes. As lâmpadas devem cumprir assim uma série de parâmetros de estabilidade. Uma lâmpada ideal para os testes deve ter uniformidade na iluminação, com variação não maior do que 1% entre cada centímetro iluminado, a temperatura ao longo do teste não deve variar mais de 1%, e o espectro não pode ser diferente do 1% com respeito ao espectro padrão. Não cumprir com essas condições pode errar no valor da eficiência em até 2% (EMERY, et. al., \_\_\_\_). Atualmente, podem-se classificar os equipamentos de simulação da radiação solar segundo a exatidão da estabilidade explicada anteriormente. Esta classificação é mostrada na Tabela 10.

Tabela 10. Classificação dos simuladores segundo o critério de IEC 60904-9 Ed. 2.0. Tomado de PVEducation.org. Acesso em 12/12/2015.

Tipo	Coincidência espectral	Homogeneidade na irradiância	Instabilidade temporal	
			Tempo longo	Tempo curto
A	0,75 - 1,25%	2%	0,50%	2%
B	0,6 - 1,4%	5%	2%	5%
C	0,4 - 2,0%	10%	10%	10%

Existem vários tipos de lâmpadas utilizadas para os testes, a mais comum é a lâmpada de Xênon, instalada com filtros para ajustar a Massa de Ar ao valor de 1,5, para os critérios de STC e NOCT. Outros testes mais simples utilizam uma lâmpada de alógeno com um espelho dicróico (usado para selecionar a luz que passa em uma pequena faixa de cores e refletir a luz de determinados comprimentos de onda). O filamento dessas lâmpadas produz temperaturas baixas, mas o espectro gerado por ela é diferente do que o espectro solar, pois a lâmpada de alógeno gera uma maior na faixa do infravermelho e uma radiação muito menor na faixa ultravioleta (UV) do que o espectro solar padrão. Para reduzir um pouco a energia do infravermelho, é utilizada um refletor que deixa sair esses raios, mas reflete quase toda a energia da faixa UV, aproximando mais ao espectro desejado. O ELH é um termo utilizado pela ANSI (*American Standard Institute*) para esse tipo de lâmpadas e mostrada na Figura 30,

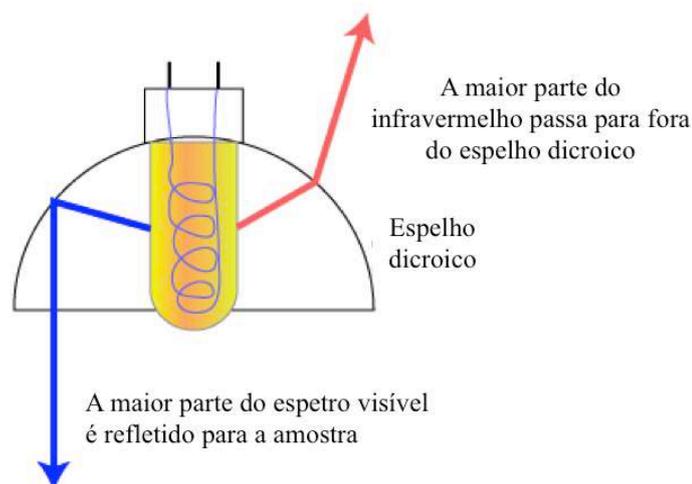


Figura 30. Lâmpada ELH com filtro dicróico. Fonte: PVEducation.org. Acesso em 12/06/2015

Outra das dificuldades destes testes de laboratório é atingir o valor padrão de Massa de Ar em 1,5. Na prática, existem dois métodos para reduzir essa diferença:

- A intensidade da luz é calibrada de forma que a corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ) da célula seja a mesma medida nos testes de laboratório padrões para a Massa de Ar de 1,5;
- Utilizando o espectro dado pelo Sol, a calibração da lâmpada tem que se aproximar, com uma análise do erro entre o desejado e o padrão.

#### 3.4.2.2. Controle de temperatura nos testes

Para manter os 25°C marcados pelo padrão STC dentro da célula, no laboratório é utilizado normalmente um bloco de água que passa pela parte de trás (tipicamente de metal) do módulo ou a célula, como mostra se na Figura 29. Existem outros métodos mais sofisticados que medem os valores da célula de forma tão rápida que a temperatura é mantida facilmente. Infelizmente essas medições rápidas precisam de um equipamento de maior custo.

#### 3.4.2.3. Medição dos parâmetros eletrônicos

Na prática, para o desenho das curvas IV, é utilizada tipicamente uma carga variável (resistor variável) para conseguir os valores de  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ , assim como valores intermediários. Para reduzir o tempo desse processo, são tomados pontos espaçados desde 0% até quase 70% de  $V_{OC}$ , para logo ter um registro mais detalhado de 70% até 100% do valor de  $V_{OC}$ .

#### 3.4.2.4. Teste de obscuridade IV

Existem outros testes sob condições diferentes às condições de iluminação solar, alias, para obter outros valores de caracterização. Esses testes são conhecidos como testes de obscuridade IV.

A célula fotovoltaica pode ter um comportamento muito parecido a um diodo na obscuridade. Com o aumento da tensão, aos poucos a corrente começa aparecer. A particularidade deste teste, é que a curva IV em escala logarítmica, entrega informação de valores aproximados para as resistências de perdas (valores de resistência série e paralelo)

segundo a inclinação da linha reta nos pontos marcados na Figura 31. É importante esclarecer que a corrente em escuridão tem o sentido contrário do que a corrente gerada com a luz.

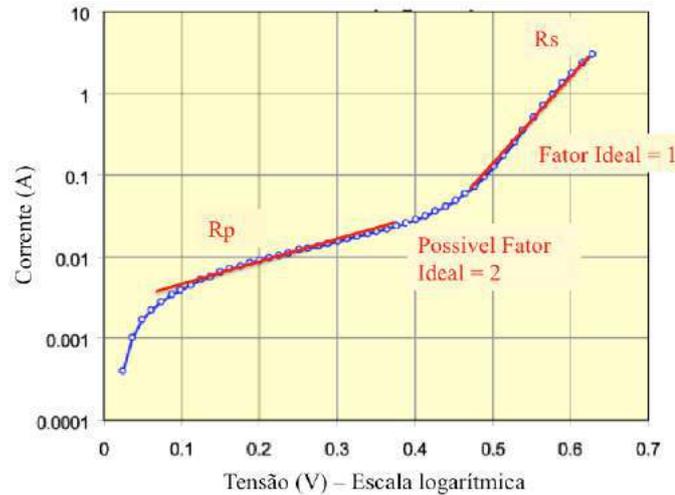


Figura 31. Curva IV em escala logarítmica, obtida dos testes de escuridão. Os valores das resistências de perda podem ser calculados com a pendente da linha reta tangente à curva das regiões mostradas na figura. Adaptada de PVeducation.org. Acesso em 12/06/2015.

A resistência em paralelo ao diodo ( $R_p$ ) pode-se obter também da curva no quadrante III na Figura 32, a qual representa o comportamento da corrente e a tensão para uma célula sem a influência da luz. A região linear do quadrante III é aproximadamente a continuação da região linear do quadrante I.

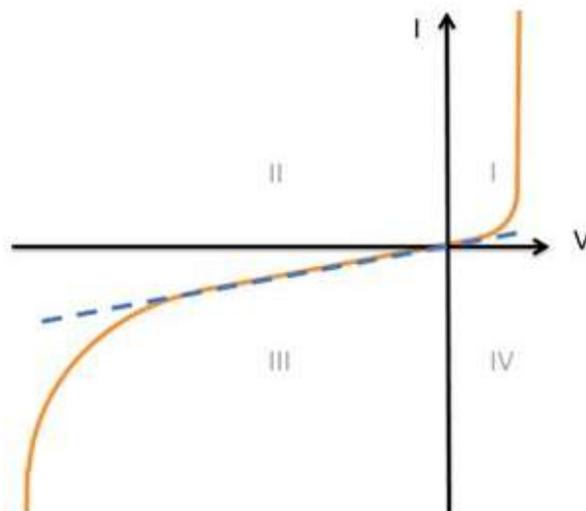


Figura 32. Curva IV para uma célula em escuridão. A região linear pode-se aproximar ao valor de  $R_p$ . Tomado de: <http://www.ni.com/white-paper/7230/en/>. Acesso em: 22 /06/2015.

Os valores das resistências em série e em paralelo, no modelo elétrico, podem ser calculados igualmente das curvas IV como se apresenta a seguir na Figura 33c.

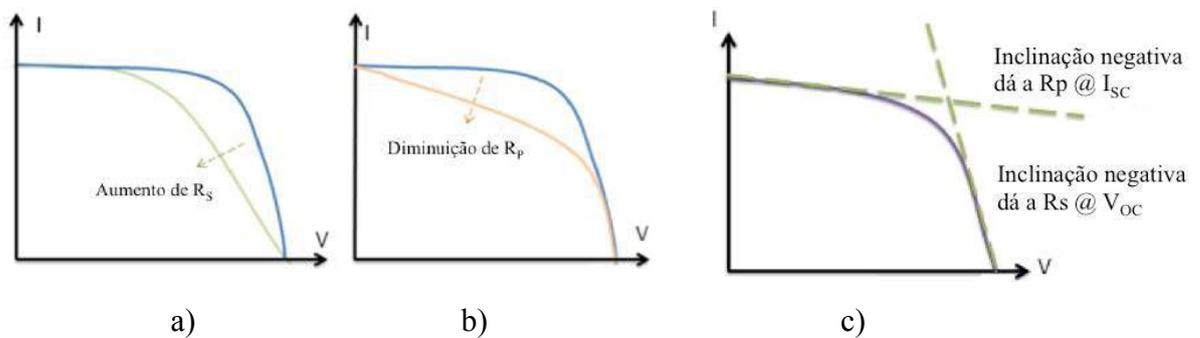


Figura 33. Efeito da variação dos valores das resistências equivalentes. a)  $R_s$ , b)  $R_p$ , c) A inclinação negativa das retas mostradas dão também o valor aproximado de cada uma dessas resistências. Disponível em: <http://www.ni.com/white-paper/7230/en/>. Acesso em: 22 /07/2015.

Podemos concluir então que o valor de  $R_p$  pode-se calcular tanto com valores obtidos em testes com luz, assim como com testes sem luz (obscuridade).

### 3.5. INFLUÊNCIA DOS FATORES CLIMÁTICOS NO DESEMPENHO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

#### 3.5.1. Classificação dos climas na Terra

Dentre as classificações do clima mais conhecidas por pesquisadores no mundo, estão as de Köppen-Geiger e a classificação de Arthur Strahler. Um dos sistemas de classificação hoje mais amplamente usado é o Sistema de classificação climática de Köppen-Geiger. Baseia-se no pressuposto de que a vegetação nativa é a melhor expressão do clima e combina temperaturas médias mensais e anuais, assim como também os níveis de precipitação. Em contrapartida, a classificação de Strahler baseia-se nas áreas da superfície terrestre, controladas ou dominadas pelas massas de ar. Assim sendo é uma classificação que deriva do movimento das massas de ar, como se mostra na Figura 34.

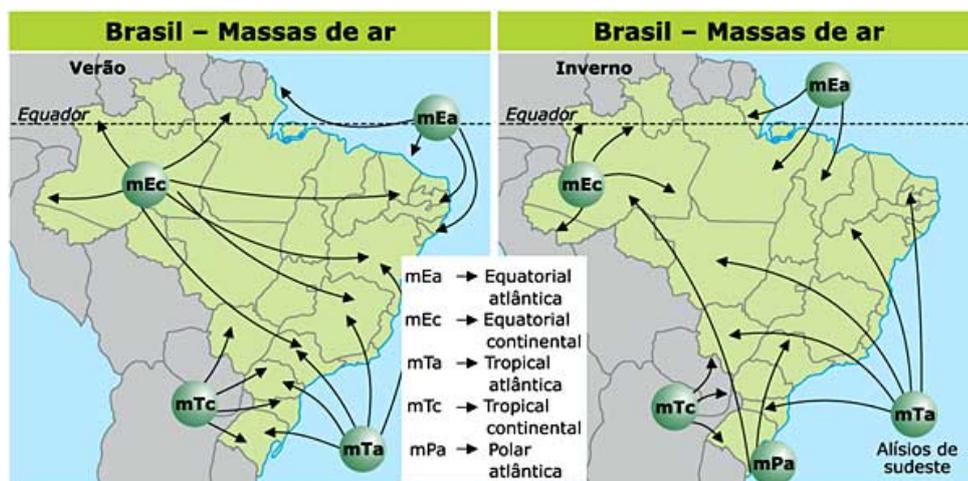


Figura 34. Diagrama das massas de ar que atuam no território brasileiro. Tomado de: <http://interna.coceducacao.com.br/>  
Acesso em: 20 /06/2016.

Ainda sendo formulada há mais de 100 anos, a classificação climática feita por Wladimir Köppen continuou sendo válida e utilizada até os anos 60's, quando o início de ferramentas computacionais ajudaram na melhoria do processamento de dados, medições e outros estudos aperfeiçoaram a classificação. Mesmo assim, os mapas de Köppen, feitos no ano 1923, continuam sendo uma ferramenta útil e fácil de utilizar. Depois de várias modificações, a última publicada por Köppen é a mais utilizada, Köppen-Geiger Handbook (KÖPPEN, 1936) a qual foi atualizada no ano 2007 (PEEL et. al., 2007). Por essas razões, esta é a classificação que se utilizada nesta dissertação.

Os dois aspetos mais importantes pra a classificação são a pluviosidade e as trocas de temperatura durante o ano, como se mostra na Tabela 11, a seguir,

Tabela 11. Tabela de classificação de climas no mundo. Descrição e critério dos símbolos climáticos de Köppen. Adaptado e traduzido de (PEEL et. al., 2007).

DESCRIPÇÃO		CARACTERISTICA
A	TROPICAL Tfria ≥ 18°	f clima úmido Pseco ≥ 60
		m Monção Diferente de Af & Pseco ≥ 100-MAP/25
		w Savana Diferente de Af & Pseco < 100-MAP/25
B	ARIDO MAP < 10xPlimite	W Desértico MAP < 5 x Plimite
		S Estepes MAP ≥ 5 x Plimite
		h Seco e quente MAT ≥ 18
		k Seco e frio MAT < 18
C	TEMPERADO Tquente > 10 & 0 < Tgelada < 18	s Verão seco Psseco < 40 & Psseco < Pumedo/3
		w Verão quente Pwseco < Psumedo/10
		f Sem temporada seca Nem Cs nem Cw
		a Verão quente Tquente ≥ 22
D	GELADO Tquente > 10 & Tgelado ≤ 0	b Verão temperado Não a & Tmes10 ≥ 4
		c Verão gelado Nem (a ou b) & 1 ≤ Tmes10 < 4
		s Verão seco Psseco < 40 & Psseco < Pumedo/3
		w Verão quente Pwseco < Psumedo/10
		f Sem temporada seca Nem Ds nem Dw
E	POLAR Tquente < 10	a Verão quente Tquente ≥ 22
		b Verão temperado Não a & Tmes10 ≥ 4
		c Verão gelado Nem a nem b nem d
		d Inverno muito gelado Nem a nem b, & Tgelada < -38
E	POLAR Tquente < 10	T Clima de Tundra Tquente > 0
		F clima das calotas polares Tquente ≤ 0
		M clima das altas montanhas

Das Tabela 11 e Tabela 12 observa-se que existem 30 tipos de climas em total, divididos em 3 Tropicais (Af, Am e Aw), 4 Aridos (BWh, BWk, BSh e BSk), 9 Temperado (Csa, Csb, Csc, Cfa, Cfb, Cfc, Cwa, Cwb e Cwc), 12 Gelados (Dsa, Dsb, Dsc, Dsd, Dfa, Dfb, Dfc, Dfd, Dwa, Dwb, Dwc e Dwd) e 2 Polar (ET e EF).

Tabela 12. Tabela de definições utilizados para a classificação dos climas. Definições originais em inglês e a sua respetiva tradução para o português. Adaptado e traduzido de (PEEL et. al., 2007).

DEFINIÇÕES EM INGLÊS		DEFINIÇÕES EM PORTUGUÊS	
<b>MAP</b>	Mean Annual Precipitation	<b>MAP</b>	Precipitação Media Anual
<b>MAT</b>	Mean Annual Temperature	<b>MAT</b>	Temperatura Media Anual
<b>Thot</b>	Temperature of the hottest month	<b>Tquente</b>	Temperatura do mês mais quente
<b>Tcold</b>	Temperature of the coldest month	<b>Tgelada</b>	Temperatura do mês mais frio
<b>Tmon10</b>	Number of months were the temp. is above than 10	<b>Tmes10</b>	Numero de meses onde a temp é maior do que 10
<b>Pdry</b>	Precipitation of the driest month	<b>Pseco</b>	Precipitação do mês mais seco
<b>Psdry</b>	Precipitation of the driest month in summer	<b>Psseco</b>	Precipitação do mês mais seco em verão
<b>Pwdry</b>	Precipitation of the driest month in winter	<b>Pwseco</b>	Precipitação do mês mais seco em inverno
<b>Pswet</b>	Precipitation of the wettest month in summer	<b>Psumedo</b>	Precipitação do mês mais umedo em verão
<b>Pwwet</b>	Precipitation of the wettest month in winter	<b>Pwumedo</b>	Precipitação do mês mais umedo em inverno
<b>Pthreshold</b>	if 70% of MAP occurs in winter, Pthreshold = 2 x MAT	<b>Plimite</b>	Se 70% do MAP acontece em inverno, Plimite=2xMAP
	if 70% of MAP occurs in summer, Pthreshold=2xMAT+28 otherwise Pthreshold = 2 x MAT + 4		Se 70% do MAP acontece em verão, Plimite=2xMAP+28 outros casos, Plimite=2xMAT+4
<b>Summer (winter)</b>	Is defined as the warmer (cooler) six months period of the ONDJFM and AMJJAS	<b>Verão (inverno)</b>	Definido como o periodo de 6 meses mais quentes (gelados) do ano.

Pode-se pensar que diferentes condições para a classificação do clima podem ser cumpridas por uma mesma localização, porem o análise de Köppen foi feito também com os períodos de máxima e mínima chuva, e com períodos de temperaturas extremas registradas no local analisado.

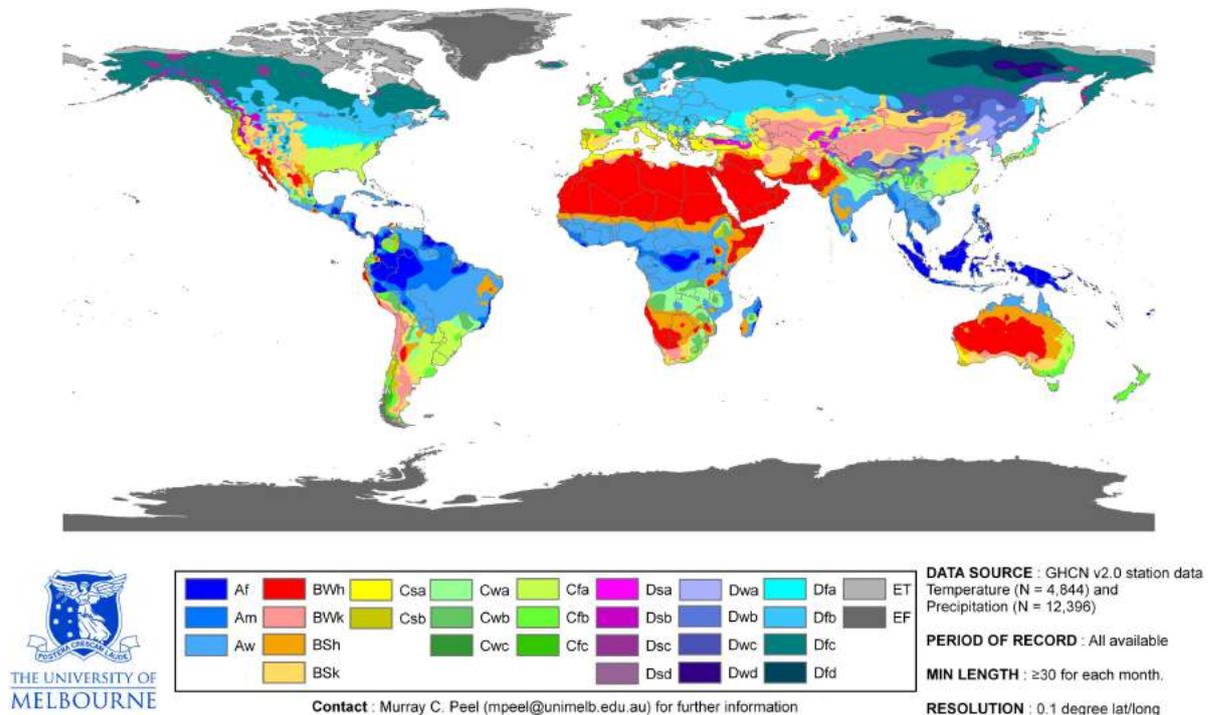


Figura 35. Mapa mundial da classificação de clima Köppel-Geigen. Tomado de (PEEL et al, 2007).

O mapa de Köppen-Geiger, atualizado em 2007, baseou se em 4279 estações que mediram a temperatura e as precipitações no planeta tudo. Pode-se ver na Figura 35 que

Europa e América do Norte, onde são feitas a maior parte das pesquisas de PV, diferem do clima de América do Sul. Em outras palavras, os principais países de Europa fazem parte da classificação C (Temperado), em contrapartida, países como Colômbia, Venezuela, a zona amazônica de Peru e o Norte e Nordeste do Brasil são classificados como A (Tropical). A seguir mostra-se na Figura 36 o mapa das zonas de clima tropical no planeta Terra,

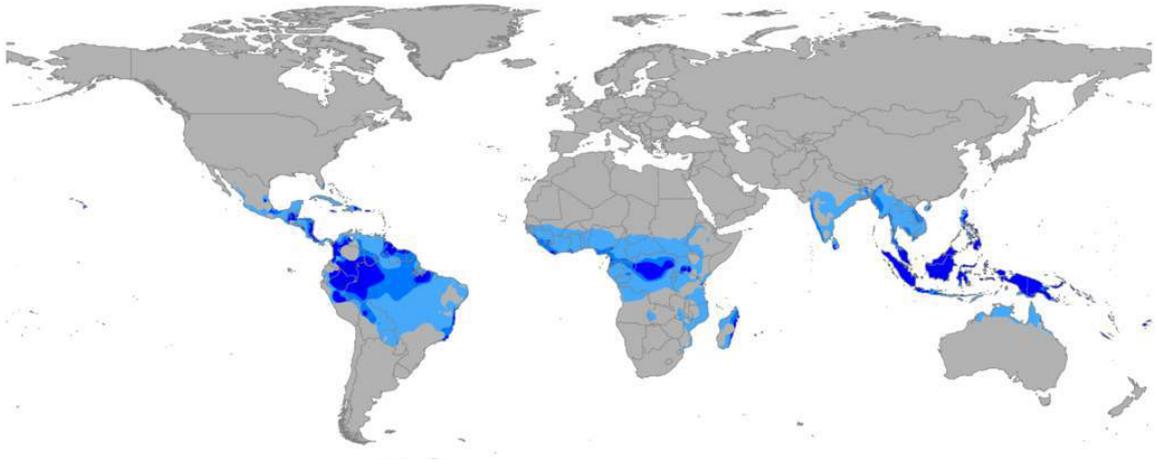


Figura 36. Regiões no mundo com clima Tropical segundo a classificação Köppen-Geiger. Tomado de: Koppen\_World\_Map\_Hi-Res.png. Acesso em 15/07/2016.

Na Figura 36 pode se ver que o clima tropical não está presente na Europa nem nos Estados Unidos, e só uma pequena porcentagem na América Central tem clima tropical (5,9%), assim como no norte de Austrália com só um 8,3% de clima tropical, e em Ásia com um 16,3% (PEEL, 2007); confirmando assim que as condições climáticas de América Latina são diferentes dos países com maior número de pesquisas de sistemas fotovoltaicos, e devem se analisar conjuntamente vários fatores climáticos para determinar a eficiência dos sistemas FV; justificando assim a presente dissertação que verificara o desempenho dos módulos fotovoltaicos em clima tropical, diferente do clima de Europa e do Norte de América.

### 3.5.1.1. O clima na América do Sul e no Brasil

O mapa em detalhe do clima em América do sul, segundo Köppen-Geiger, é mostrado na Figura 37, de onde pode-se ver as cores com maiores áreas (climas dominantes) como são o azul e o amarelo. Baseado em 1112 estações de precipitações e 192 estações de medições de temperatura, o clima que predomina na América do sul é o tipo tropical A (área tons azuis:

60,1%), seguido do clima temperado C (tons amarelos: 24,1%) e o árido B (tons vermelhos: 15,0%) (PEEL, 2007).

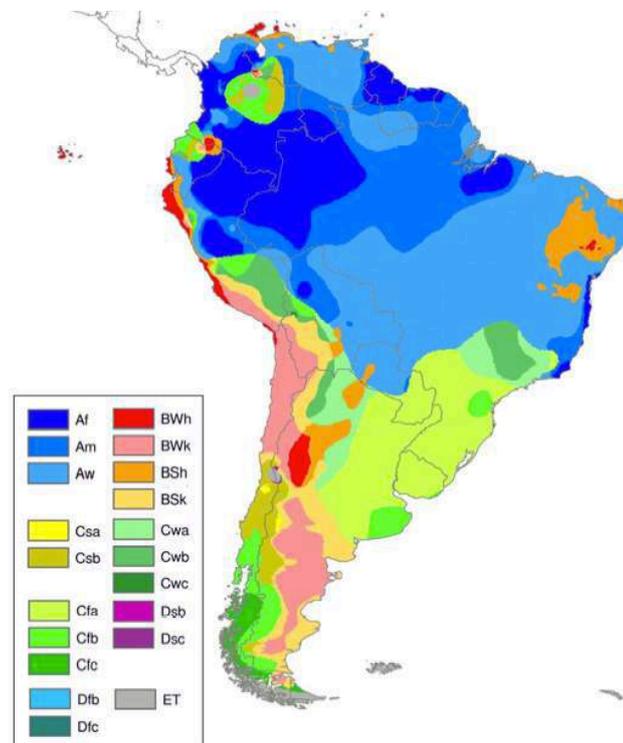


Figura 37. Classificação climática Köppel-Geigen para América do Sul. Aproximação na região da Paraíba e redores. (PEEL et al, 2007).

Em 2014, foi publicada a atualização do clima brasileiro baseado na classificação Köppel-Geigen, (ALVARES, et. al. 2014), oferecendo um mapa mais detalhado e mostrado na Tabela 38. A Figura 38 mostra uma distribuição de climas diferentes (e novos tons) que não aparecem nos mapas das figuras anteriores. Para o caso desta dissertação são sub-climas que continuam estando dentro da classificação de climas tropical, razão pela qual não é necessário aprofundar sobre essa distribuição específica dentre os objetivos desta dissertação.

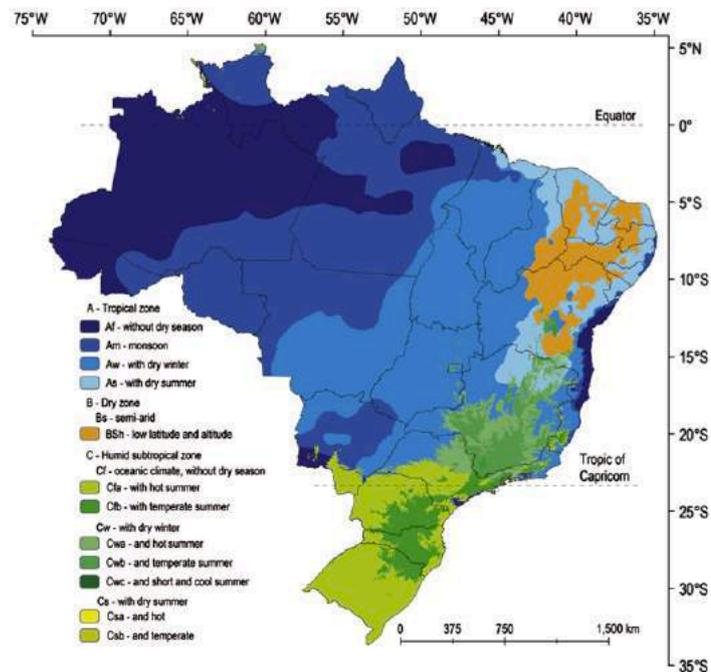


Figura 38. Classificação climática do Brasil segundo o critério Köppen. Tomado de ALVARES, 2014.

### 3.5.1.2. O clima em João Pessoa

O norte e nordeste brasileiro são dominados pelo clima tropical (cores azul na Figura 38). Existem três sub-tipos de clima de Köppen-Geiger no grupo A (tropical) e a sua designação é baseada na distribuição sazonal das precipitações.

- Af ou tropical úmido é um clima tropical no qual a precipitação ocorre durante todo o ano. As variações da temperatura neste tipo de clima são inferiores a 3°C. Devido ao aquecimento intenso da superfície e à alta umidade, nuvens cumulus e cumulonimbus formam-se no início da tarde quase todos os dias. As máximas diárias são de cerca de 32°C e a temperatura noturna é de 22° C;
- Am é um clima tropical de monção. A queda anual de precipitação é igual ou superior a Af, contudo a maior parte da precipitação cai entre o 7º e 9º mês mais quente do ano. Durante a estação seca, há pouca ocorrência de precipitação;
- O clima tropical úmido e seco ou de savana (Aw) tem um período mais prolongado de estação seca. A precipitação durante a estação das chuvas é normalmente inferior a 1000 milímetros e apenas durante o verão.

Como pode-se ver na Figura 38, as zonas de clima tropical são dominantes na área do mapa brasileiro, os Climas Tropicais Úmidos estendem-se em direção ao norte e sul, a partir do Equador até 15° e 25° de latitude. Nestes climas, todos os meses têm temperaturas médias acima de 18° Celsius e a precipitação anual é superior a 1500 mm, como é o caso de João Pessoa, onde a menor temperatura do ano é sempre maior do que 25°C.

No nordeste brasileiro corresponde na maioria ao clima Aw (Tropical Savana). Pode-se ver na Figura 39 (esquerda) que existem zonas de cor laranja BSh (Estepe árido quente) com umas pequenas zonas cor vermelhas BWh (deserto árido quente). Existem algumas diferenças visuais entre os dois mapas na Figura 39 devido às atualizações durante os últimos anos (inclusão do clima As, o azul mais claro na figura da direita), mesmo assim, pode se observar que o clima tropical continua predominando na região nordeste. Os detalhes para zonas diferentes de João Pessoa estão fora dos objetivos desta dissertação.

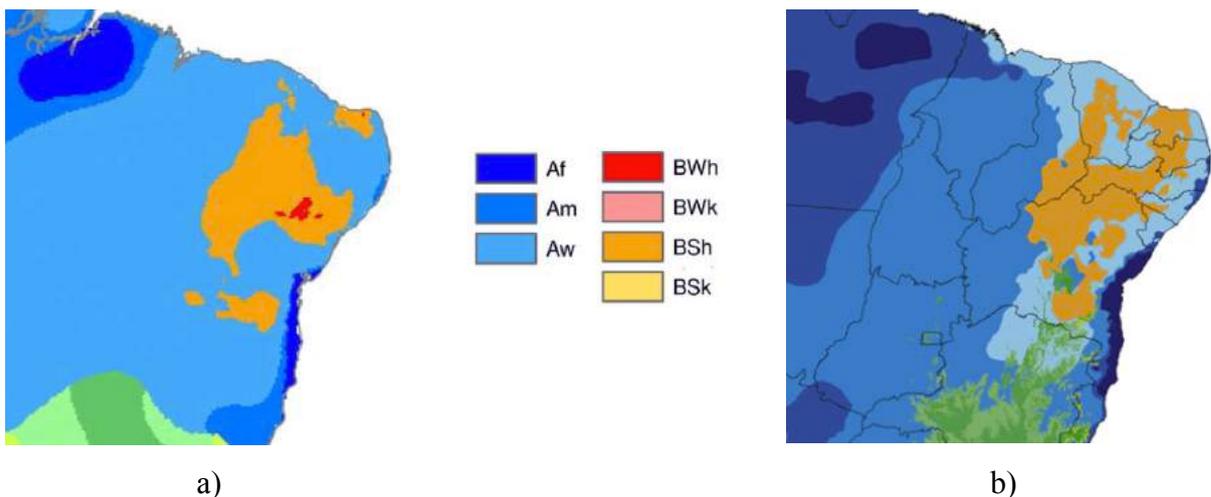


Figura 39. Classificação de climas para o nordeste brasileiro. As diferenças entre os mapas são devido às atualizações e ao detalhamento. O mapa a) foi publicado em 2007 (PEEL et. al, 2007), e o mapa b) foi publicado em 2014 (ALVARES, 2014).

Para determinar o clima correspondente ao local de análise desta dissertação, se utilizaram dados de pluviosidade medidos na UFPB. O laboratório de Energia Solar (LES) na UFPB possui um banco de dados de fatores climáticos medidos em João Pessoa desde 1961 até o ano 2014. Daqui podemos determinar por fim, o tipo de clima do grupo A para a capital do estado da Paraíba, determinado pelo comportamento das precipitações, mostradas na Figura 40.

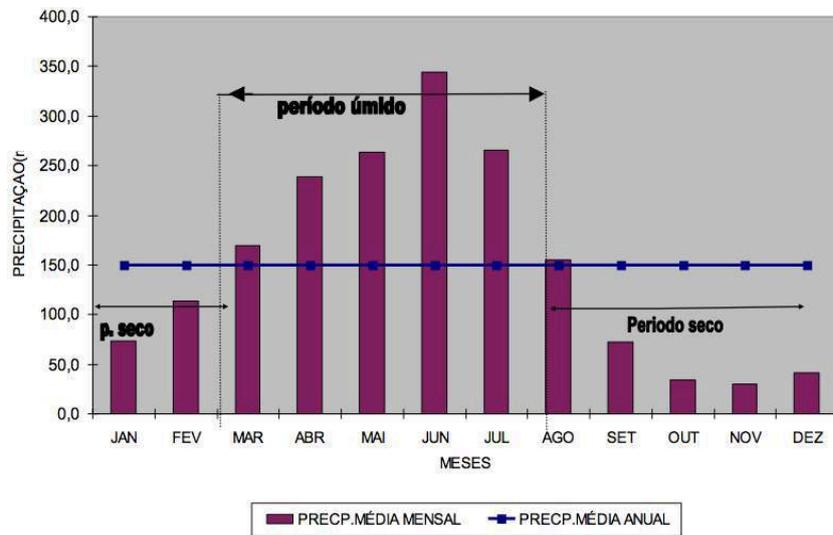


Figura 40. Precipitação pluviométrica mensal em João Pessoa, entre 1961 e 2014. Tomado de (LES, 2014).

Utilizando os valores da Tabela 11, da Tabela 12 e da Figura 40, determina-se que o MAP (Precipitação Média Anual) para João Pessoa é de 150, e que o  $P_{seco}$  do período mais seco (novembro) é de 30.1mm. Então,

$$100 - MAP/25 = 100 - 150/25 = 100 - 6 = 94$$

Sendo  $30.1 < 94$ , o clima em João Pessoa, segundo a classificação Köppen-Geiger, é do tipo *Aw*: *Clima tropical com estação seca de Inverno*. Os valores médios de temperatura ambiente, pluviosidade, radiação, umidade e velocidade do vento são mostradas na secção 4.1. *CONSOLIDAÇÃO DOS VALORES MÉDIOS MENSAIS DOS FATORES CLIMÁTICOS EM JOÃO PESSOA*.

### 3.5.2. Fatores climáticos que influenciam os sistemas FV

A maioria dos autores enfocam os trabalhos de pesquisa nos dois fatores climáticos que mais afetam o desempenho dos sistemas FV, os quais são temperatura ambiente e radiação. Porem, existem outros fatores climáticos importantes que podem influenciar na produção de energia elétrica gerada. É assim como nesse trabalho se analisaram os estudos realizados por outros autores respeito de vários fatores climáticos tanto da temperatura ambiente e da radiação, assim como da velocidade e direção do vento, da nebulosidade, das precipitações, da umidade, e até do albedo. Baseado no modelo mostrado por AMY, em 2006, alguns dos

fatores que podem influenciar na eficiência do sistema fotovoltaico são mostrados na Figura 41. Pode-se ver que a temperatura do módulo está influenciada por vários fatores climáticos,

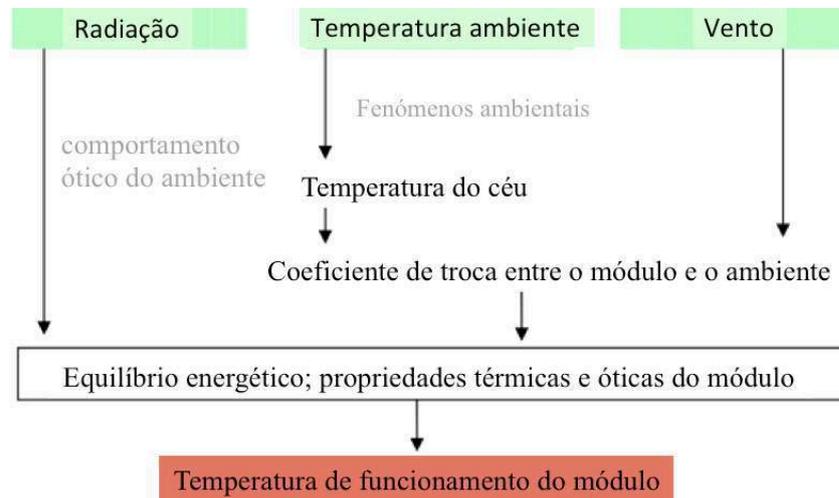


Figura 41. Modelo do comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos, sob influência de fatores climáticos externos. Adaptado de AMY, 2006.

### 3.5.2.1. Influência da radiação

Como se mostrou na secção 3.1 desta dissertação, a radiação solar é um dos dois principais fatores que influenciam os sistemas fotovoltaicos na produção de energia elétrica. Quanto maior seja o nível de radiação sobre os painéis fotovoltaicos, maior corrente elétrica na saída, como se mostra na Figura 42. Quanto maior for o espectro solar atingido nos painéis, maior for o número de horas de sol, e menor for a Massa de Ar, maior será a energia de radiação disponível chegando nos painéis solares, e produzindo uma corrente elétrica mais alta.

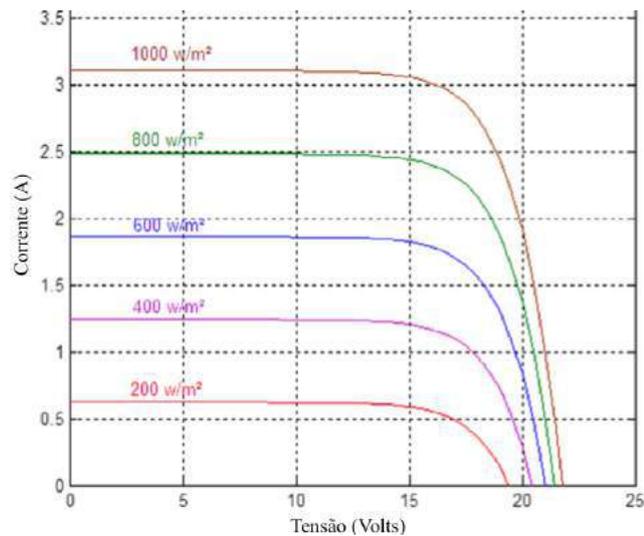


Figura 42. Exemplo da influência da variação na radiação na geração da corrente entregue por um módulo fotovoltaico. A redução dos valores de radiação afeta em maior proporção a corrente da saída do que a tensão de circuito aberto.

Os fatores climáticos que podem interromper a radiação foram mostrados na Figura 41. Quando nenhum desses fatores estiver presente, poderia se afirmar que a radiação global pode ter uma parcela maior da radiação direta. Isto acontece em poucos lugares do mundo, já que na realidade existe algum de esses fatores interrompendo a linha direta dos raios solares. No deserto de Atacama, no Chile, por exemplo, as montanhas dos Andes bloqueiam as nuvens do este, e a atmosfera da costa leste produz uma inversão na temperatura que cria uma espécie de parede que bloqueia também as nuvens do leste (LIBAL & KOPECEK, 2015), permitindo assim que o deserto de Atacama seja a região com céu mais limpo da Terra, razão pela qual muitos laboratórios de observação astronômicas, e recentemente usinas FV, tem sido instaladas lá.

Porém, em condições reais, a radiação direta não será a totalidade da radiação global recebida, já que sempre uma porcentagem é refletida e outra bloqueada pelas nuvens, refletida também pelo albedo dos objetos ao redor, assim como pela água presente no ar (densidade de umidade), ou bloqueada também pelas gotas de chuva.

Para determinar na prática a porcentagem dos tipos de radiação usa-se um Pireliômetro para medir a radiação direta, e um piranômetro para medir a radiação global horizontal. A diferença entre estas duas medições será a radiação difusa. Existe também um equipamento para medir a radiação difusa, chamado seguidor de Sol (ou Sun Tracker em inglês, Figura 69)

que obstrui pontualmente o sol sobre a visão de um piranômetro especificamente localizado, de modo que seja medida unicamente a radiação difusa.

O detalhe da influência de cada um dos fatores climáticos que interferem na radiação serão analisados a seguir. Para mais detalhes relacionados com a radiação solar pode se ver a secção 3.1. RADIAÇÃO SOLAR.

### 3.5.2.2. Influência da temperatura ambiente

A temperatura ambiente é um dos fatores externos que mais é estudado na literatura da energia fotovoltaica, já que é o segundo fator com maior correlação e afetação no desempenho dos módulos. Com a variação da temperatura, o fator que varia de forma mais drástica é a tensão de saída, e por outro lado a corrente apresenta uma variação mínima, como se mostra na Figura 43,

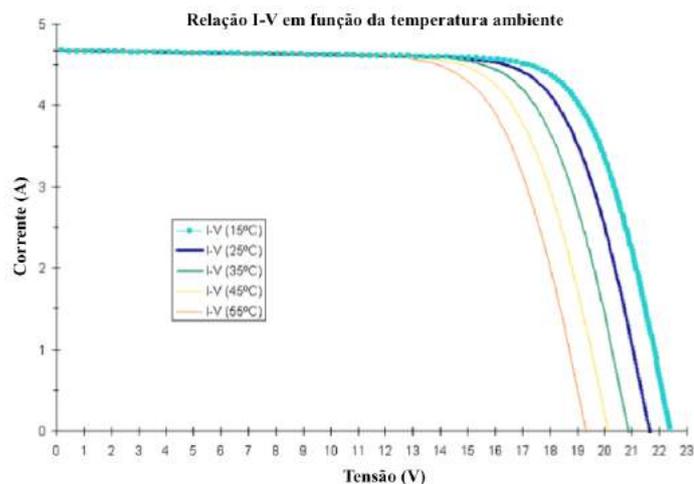


Figura 43. Diminuição da tensão de saída causada pela variação da temperatura ambiente sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) ISOFOTÓN IS-70 sob condições STC. Fonte: Lidersolar.es.

Essa variação de tensão devido à variação de temperatura se conhece como coeficiente  $\beta$ . Analogamente se tem o coeficientes de variação de corrente ( $\alpha$ ) e o coeficiente de variação de potência ( $\gamma$ ). A Tabela 13 serve como comparativo entre os valores médios dessas variações, de onde se observa que a variação da corrente, por influência da temperatura, é muito menor do que a variação da tensão, tanto para células de silício amorfo (a-Si) como para as células de silício cristalino (c-Si). Os coeficientes são expressos em porcentagem.

A temperatura da superfície de uma célula depende também da quantidade de corrente que esteja sendo gerada. A equação para a corrente de saída  $I_0$  de uma célula, em termos dos portadores de carga eletrônica está dada pela Equação (49):

$$I_0 = qA \frac{Dn_i^2}{LN_D} \quad (49)$$

Onde:

- $q$ : carga eletrônica;
- $A$ : área da célula;
- $D$ : difusividade de portadores minoritários para o silício, em função da dopagem;
- $n_i$ : concentração de portadores intrínsecos dado para o silício;
- $N_D$ : a dopagem.

Muitos desses parâmetros dependem da temperatura, mas o efeito mais significativo com a mudança de temperatura da célula é o efeito da concentração de portadores intrínsecos  $n_i$ . A concentração de portadores intrínsecos depende de dois fatores, da energia da banda proibida (com menor energia da banda  $GAP$  se tem uma maior concentração de portadores intrínsecos) e da energia que os portadores têm (quanto maior temperatura maior concentração de portadores). A concentração dos portadores intrínsecos ( $n_i$ ) está dada pela Equação (50), assim,

$$n_i^2 = 4 \left( \frac{2\pi kT}{h^2} \right)^3 (m_e m_l)^{3/2} * e^{-\frac{E_{G0}}{kT_c}} = BT^3 * e^{-\frac{E_{G0}}{kT_c}} \quad (50)$$

onde:

- $T_c$ : Temperatura da célula;
- $k$  e  $h$ : constante de Boltzmann e de Planck respectivamente;
- $m_e$ : Massa efetiva dos elétrons;
- $m_l$ : Massa efetiva das lacunas;
- $E_{G0}$ : Banda gap extrapolada para o zero absoluto;
- $B$ : É uma constante independente da temperatura.

Substituindo a Equação (50) na Equação (49), e assumindo que a dependência da temperatura dos outros termos é mínima e pode ser descartada. Por tanto temos que,

$$n_i^2 = qA \frac{D}{LN_D} BT^3 * e^{-\frac{E_{G0}}{kT_c}} \approx B'T^\gamma * e^{-\frac{E_{G0}}{kT_c}} \quad (51)$$

onde  $B'$  é uma constante independente da temperatura. A constante,  $\gamma$ , pode ser usada no lugar do expoente de T para relacionar o aumento da temperatura segundo o material. Por exemplo, para o silício pode se afirmar que comumente o valor de  $I_0$  se dobra com cada 10°C de aumento na temperatura (PVEDUCATION, 2014).

$$V_{OC} = \frac{kT_c}{q} \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_0}\right) = \frac{kT_c}{q} (\ln I_{SC} - \ln I_0) = \frac{kT_c}{q} \ln I_{SC} - \frac{kT_c}{q} \ln \left[ B'T^\gamma * e^{-\frac{qV_{G0}}{kT_c}} \right] = \quad (52)$$

$$\frac{kT_c}{q} \left[ \ln I_{SC} - \ln B' - \gamma \ln T_c + \frac{qV_{G0}}{kT_c} \right]$$

onde  $E_{G0}=qV_{G0}$ . Assumindo que  $dV_{OC}/dT$  não depende de  $dI_{SC}/dT$ , então  $dV_{OC}/dT$  pode ser expressa na Equação (53),

$$\frac{dV_{OC}}{dT_c} = \frac{V_{OC}-V_{G0}}{T_c} - \gamma \frac{k}{q} \quad (53)$$

A Equação (53) mostra que a sensibilidade da célula com a temperatura depende da tensão de saída a circuito aberto, e quanto maior o valor de  $V_{OC}$ , menor será a influência da temperatura ambiente. Para o silício,  $E_{G0}=1,2eV$ , e usando  $\gamma$  com um valor de 3, a variação da tensão de circuito aberto será:

$$\frac{dV_{OC}}{dT_c} = \frac{V_{G0}-V_{OC} + \gamma \frac{kT_c}{q}}{T_c} \approx -2,3mV/^\circ C \quad (54)$$

A corrente de curto circuito varia muito pouco com o aumento da temperatura, pois a energia da banda proibida diminui e mais fótons tem energia suficiente para criar pares elétrons-lacuna (PVEDUCATION, 2014), comportamento que pode ser visto na Figura 43.

A definição do ponto de máxima potência  $P_{mp}$  permite escrever como na Equação (55), que visa obter sua variação com a temperatura a partir das variações de  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ . Para isso se considera que o coeficiente de temperatura ( $\alpha$ ) para a  $I_{sc}$  e para a  $I_{mp}$  são idênticos, e que o coeficiente de temperatura da tensão em  $V_{mp}$  é  $\beta V_{mp}$ .

$$P_{mp}(T) = V_{mp,STC} * I_{mp,STC} * \left( 1 + \left( \alpha + \beta V_{mp} \right) * \Delta T \right) \quad (55)$$

$$P_{mp}(T) = V_{mp}(T) * I_{mp}(T) = V_{mp,STC} \left( 1 + \beta V_{mp} \Delta T \right) * I_{mp,STC} (1 + \alpha \Delta T) \quad (56)$$

Enquanto à variação do *Fator de Forma (FF)* com respeito à variação da temperatura, define-se pela Equação (58), o qual para o silício tem um valor típico de variação de 0,0015/°C.

$$\frac{1}{FF} \frac{dFF}{dT} \approx \frac{1}{V_{OC}} \frac{dV_{OC}}{dT} - \frac{1}{T} \quad (57)$$

Uma forma aproximada de relacionar os coeficientes de temperatura da célula fotovoltaica e que permite, caso estes não sejam fornecidos pelo fabricante, obter os coeficientes a partir dos que são geralmente fornecidos, os quais são  $\alpha$  e  $\gamma$  (PINHO & GALDINO, 2014).

$$\gamma = \alpha + \beta V_{mp} \quad (58)$$

Pode-se aproximar  $\beta V_{mp}$  diretamente para  $\gamma$ , uma vez que  $\alpha$  é muito menor do que os demais. Os valores desses coeficientes dependem da tecnologia e do material da célula. É comum encontrar referência sobre os coeficientes de temperatura nas folhas de dados técnicos fornecidas pelos fabricantes dos módulos. Assim, Pinho & Galdino afirmam que “*Quanto menores os coeficientes  $\beta$  e  $\gamma$ , menor é a perda de potência do módulo devida à temperatura*”. (Tabela 6).

Tabela 13. Comparação dos valores comuns dos coeficientes de tensão de saída, corrente curto circuito e potência máxima, com a variação da temperatura. Fonte: Adaptado de (PINHO & GALDINO, 2014).

	<i>Coefficiente de variação de tensão de saída (Voc)</i>	<i>Coefficiente de variação de Corrente curto circuito (Isc)</i>	<i>Coefficiente de variação da Potencia</i>
<i>Equa.</i>	$\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T}$	$\alpha = \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T}$	$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T}$
	$V_{oc}(T) = V_{oc_{stc}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25))$	$I_{sc}(T) = I_{sc_{stc}} (1 + \alpha (T - 25))$	$P_{MP}(T) = V_{MP}(T) \times I_{MP}(T)$
<i>Sinal</i>	<i>Negativa</i>	<i>Positiva</i>	<i>Negativa</i>
<i>c-Si</i>	(-)2,3 mV/célula.°C ou (-)0,37%/°C	(+)0,004 mA/cm2.°C ou (+)0,01%/°C	(-)0,5%/°C
<i>a-Si</i>	(-)2,8 mV/célula.°C ou (-)0,32%/°C	(+)0,013 mA/cm2.°C ou (+)0,1%/°C	(-)0,3%/°C

Por fim, similar à Equação (70) mas incluindo a variação do FF, pode se determinar que a variação da potência no seu máximo ponto pode se calcular assim (PVEDUCATION, 2014),

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} = \frac{1}{P_{MP}} \frac{dP_M}{dT} = \frac{1}{V_{OC}} \frac{dV_{OC}}{dT} + \frac{1}{FF} \frac{dFF}{dT} + \frac{1}{I_{SC}} \frac{dI_{SC}}{dT} \quad (59)$$

Tipicamente a variação do ponto máximo de potência, para o silício, é aproximadamente 0,004 ou 0,005 por cada °C (PINHO & GALDINO, 2014).

### 3.5.2.3. Relação entre radiação solar e temperatura ambiente

Assim como foi mostrado anteriormente, a radiação e a temperatura ambiente são os principais fatores ou variáveis de entrada para os sistemas fotovoltaicos. Devido a que o aumento da temperatura interna da célula produz uma redução na produção de eletricidade na saída, precisaria de maior radiação para compensar a perda de eletricidade devido ao aumento da temperatura.

O ponto de máxima potência é sempre uma referência para todos os cálculos, pois é o ponto ideal de funcionamento dos painéis, lembrando que a eficiência no ponto de máxima potência está definido como,

$$\eta_{mp} = \frac{I_{mp}V_{mp}}{A_c G_T} \quad (60)$$

Como se mostrou na Figura 43, a variação da temperatura diminui os valores de tensão, assim também o valor de  $V_{mp}$ . Por isso pode-se afirmar que  $V_{mp}$  é uma função da temperatura ambiente, e que o aumento da temperatura reduzirá o valor da eficiência no ponto de máxima potência  $\eta_{mp}$ , a qual também pode ser expressa então em termos do coeficiente de temperatura no ponto de máxima potência,  $\mu_{\eta,mp}$ , da temperatura da célula padrão STC dada pelo fabricante e da temperaturas dentro dos módulos,  $T_c$ , como mostra a Equação (61):

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,ref} + \mu_{\eta,mp}(T_c - T_{c,ref}) \quad (61)$$

Os valores de  $\mu_{\eta,mp}$  podem ser calculados resolvendo o modelo elétrico das células fotovoltaicas, para assim obter a eficiência no ponto de máxima potência em função de diferentes valores de temperatura. Como se mostra na Figura 44, o ponto de máxima potência é uma função linear da temperatura, para diferentes valores de radiação constante. (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

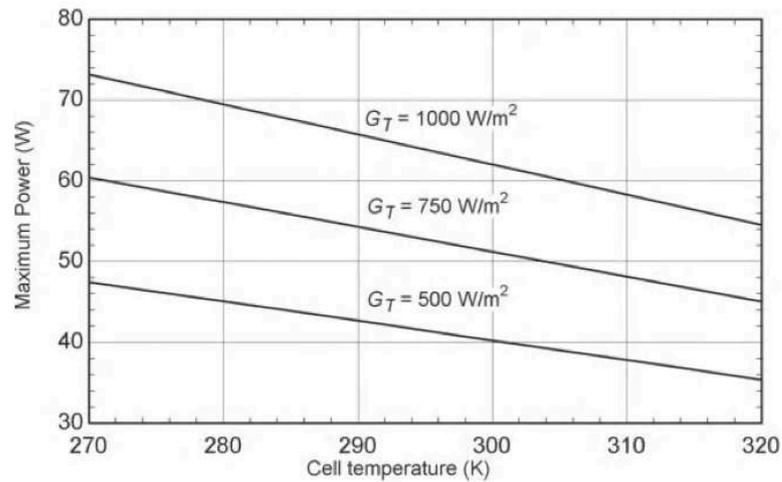


Figura 44. Relação entre potência de saída, radiação e temperatura para um módulo fotovoltaico de silício. Fonte: DUFFIE & BECKMAN (2013), p. 765.

A função que gera as linhas da Figura 44 pode ser expressa assim:

$$\mu_{\eta,mp} = \frac{d\eta_{mp}}{dT} = \left( I_{mp} \frac{dV_{mp}}{dT} + V_{mp} \frac{dI_{mp}}{dT} \right) \frac{1}{A_c G_T} \quad (62)$$

Para a maioria dos módulos fotovoltaicos, o coeficiente de temperatura para a corrente de curto circuito é muito pequena (Tabela 13), o que resulta também em que  $dI_{mp}/dT$  seja desprezível, e que o termo  $dV_{mp}/dT$  seja aproximadamente igual do que  $dV_{oc}/dT$ . Com essas aproximações, a equação do coeficiente de temperatura,  $\mu_{\eta,mp}$ , pode ser expressa assim,

$$\mu_{\eta,mp} \approx \frac{I_{mp}}{A_c G_T} \frac{dV_{op}}{dT} = \eta_{mp,ref} \frac{\mu_{V_{oc}}}{V_{mp}} \quad (63)$$

Para os sistemas FV que utilizem inversor com rastreamento de máxima potência é possível afirmar que a eficiência dos painéis ligados na rede é igual à eficiência no ponto de máxima potencia. Na presente dissertação esta afirmação é importante, pois os testes serão feitos com inversor em modo MPP.

### 3.5.2.3.1. Temperatura de operação do módulo em função apenas da radiação solar e da temperatura ambiente

A temperatura do módulo, (normalmente denotada por  $T_c$  ou  $T_{mod}$ ) é uma função da temperatura ambiente ( $T_a$ ) e da radiação solar ( $G$ ) como mostra Pinho & Galdino (2014), e pode se calcular assim:

$$T_c = T_a + G * K_t \quad (64)$$

Onde:

- $T_c$  (°C): temperatura do módulo;
- $T_a$  (°C): temperatura ambiente;
- $G$  (W/m<sup>2</sup>): Irradiância incidente sobre o módulo;
- $K_t$  (°C/W.m<sup>-2</sup>): coeficiente térmico para o módulo.

O coeficiente  $K_t$  originalmente foi exposto por Duffie & Beckman (2013) e depende dos seguintes parâmetros físicos de um módulo fotovoltaico:

$$K_t = \left( \frac{\tau\alpha}{U_L} * \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \right) \quad (65)$$

Onde:

- $\tau$ : transmitância solar do vidro;
- $\alpha$ : absorvância solar do módulo;
- $U_L$ : coeficiente de transferência térmico com o médio (kW/°C m<sup>2</sup>);
- $\eta_c$ : eficiência elétrica do módulo.

Duffie & Beckman determinaram que a fração  $\frac{\eta_c}{\tau\alpha}$  na Equação (65) é muito menor do que a unidade, e que pode ser desprezado para a maioria dos casos. A constante  $K_t$  também pode ser expressa como na Equação (66) (ROSS, 1976),

$$K_t = \frac{\Delta(T_c - T_a)}{\Delta G} \quad (66)$$

Os possíveis valores empíricos de  $K_t$ , também conhecido como coeficiente Ross (SKOPLAKI, et al, 2008) foram expostos por Evans e Florschuetz em 1977, afirmando que pode ter valores entre 0,01 e 0,03 para casos de velocidade de vento acima de 1m/s. No entanto Pinho & Galindo, em 2014, afirmaram que no Brasil, pode-se usar o valor de 0,03 para efeitos práticos em todo o território. Porém, o valor de  $K_t$  depende fortemente do vento (o qual é diferente em cada local) e do tipo de instalação, alias, do espaço livre aberto atrás dos módulos. Skoplaki et. al. (2008) expõe a seguinte Tabela 14 atualizada depois de novos

estudos que mostram que os valores da constante  $K_t$  podem ser maiores dependendo da ventilação dos módulos,

Tabela 14. Alguns valores de  $K_t$  para diferentes tipos de instalações de módulos fotovoltaicos. Fonte: Skoplaky et. al. 2008.

TIPO DE INSTALAÇÃO	$K_t$ ( $^{\circ}\text{K} \cdot \text{m}^2/\text{W}$ )
Suportes livres	0,021
Teto plano	0,026
Suporte sem ventilação	0,020
Suporte sobre teto, ventilação moderada.	0,034
Suporte sobre teto, pouca ventilação.	0,056
Integrado na fachada. Módulos transparentes	0,046
Integrado na fachada. Módulos opacos.	0,054

Para o caso das condições NOCT ( $T_a=20^{\circ}\text{C}$  e  $G=800\text{W}/\text{m}^2$ ), e usando a Equação (64), a constante  $K_t$  pode ser calculada assim:

$$K_t = \frac{(T_{NOCT} - 20^{\circ}\text{C})}{800} \quad (67)$$

Supondo que um módulo de m-Si (por exemplo ISOFOTÓN de 70Wp), em um teto com ventilação moderada, ( $K_t$  de 0,034), sob uma temperatura ambiente de  $31,15^{\circ}\text{C}$  e sob uma irradiância de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , teria pela Equação (67) que,

$$T_c = T_a + G_T * K_t = 31,15^{\circ}\text{C} + 1000 * 0,034 = 65,15^{\circ}\text{C}.$$

É possível também calcular a variação da potência de saída do sistema devido à variação da temperatura ambiente, supondo que o seu coeficiente de variação de por temperatura  $\gamma$  seja de  $-0,48\%/^{\circ}\text{C}$ , a sua  $dP_{MP}$  assim,

$$dP_{MP} = \gamma * dT = -0,48\%/^{\circ}\text{C} * (65,15 - 25)^{\circ}\text{C} = -19,27\%$$

Assim, com 19,27% de perda de potência pelo incremento da temperatura ambiente de  $6,15^{\circ}\text{C}$ , a potência de saída pico será aproximadamente de 56,5 Wp sob essas condições, evidenciando assim que com o aumento da temperatura ambiente de  $T_{a,STC} = 25^{\circ}\text{C}$  para  $T_a = 31,15^{\circ}\text{C}$ , a potência de saída será menor do que a potência máxima de saída (Procedimento baseado em PINHO & GALDINO, 2014).

### 3.5.2.4. Influência do vento

Lembrando a definição de transferência de calor por convecção:

*Convecção: “A convecção é caracterizada pelo transporte de matéria no processo de transferência de calor, que ocorre pelo movimento coletivo das moléculas de um fluido (líquido ou gás). É um processo contínuo, ativado pela diferença de temperatura entre duas regiões do fluido, a qual altera a densidade do meio. Dessa forma ocorre um movimento do fluido no sentido de homogeneizar a densidade” (CRUZ, J, 2014).*

Na troca de calor entre os módulos fotovoltaicos e o ambiente que lhe rodeia, existe dos tipos de convecção que interatuam nos sistemas fotovoltaicos, os quais são a *convecção natural* e a *convecção forçada*, esta última, fortemente ligada com a velocidade do vento na vizinhança dos módulos. O vento leva com ele as moléculas quentes da superfície do módulo, tentando equilibrar a temperatura da vizinhança da superfície com a temperatura ambiente. É por isso que se recomenda realizar instalações de sistemas fotovoltaicos em coberturas de prédios ou casas, onde o passo do vento não seja interrompido. Quanto maior a altura dos painéis, maior será a velocidade do vento passando pelos módulos. Quando a velocidade do vento é pouca ou nula, a convecção é chamada de natural ou livre, devido a diferença permanente de temperaturas entre o módulo e o ar. Segundo TamizhMani (2003) o vento pode reduzir a temperatura dos módulos em até 1,45°C por cada m/s de velocidade do vento. Skoplaki et. al. (2008) afirma que para velocidades do vento entre 1,2 m/s e 4 m/s a temperatura de trabalho do módulo pode diminuir entre 1,6°C e 6,5°C, para valores de irradiância entre 600 e 1000 W/m<sup>2</sup>.

TamizhMani (2003) afirma também, segundo os resultados da sua regressão linear com 5 variáveis, (irradiância, temperatura ambiente, velocidade do vento, direção do vento e umidade relativa do ar), que a direção do vento tem uma influência quase nula na temperatura de trabalho dos módulos fotovoltaicos, pelo qual pode ser desprezível.

#### 3.5.2.4.1. Temperatura de trabalho dos módulos em função da radiação, da temperatura ambiente e da velocidade do vento

Lembrando que o balanço da energia pode ser expresso tanto como na Equação (31), como da seguinte forma,

$$(\tau\alpha)G_T = \eta_c * G_T + U_L * (T_m - T_a) \quad (68)$$

O termo  $(\tau\alpha)$  é geralmente aproximado a 0,9 sem obter um grande erro (DUFFIE; BECKMAN, 2008). Definido também que para os casos dos testes NOCT não existe carga ligada na saída, pode-se afirmar que nesse cenário a eficiência da célula é nula,  $\eta_c=0$ , e que  $U_L$  é uma função do coeficiente de convecção, então:

$$(\tau\alpha)G_{T,NOCT} = U_{L,NOCT} * (T_{m,NOCT} - T_{a,NOCT}) \quad (69)$$

Assim, a temperatura do módulo pode-se calcular, segundo Duffie & Beckman, assim:

$$\frac{T_m - T_a}{T_{m,NOCT} - T_{a,NOCT}} = \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} * \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right) \quad (70)$$

Isolando  $T_m$ , obtém-se,

$$T_m = T_a + (T_{m,NOCT} - T_{a,NOCT}) * \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} * \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right) \quad (71)$$

$U_L$  é função do coeficiente de convecção,  $h_c$ , o qual dependerá da velocidade do vento, alias, tanto dos efeitos de convecção livre (sem vento) assim como da força de convecção (com vento), e será independente também dos níveis de irradiância (AMY, 2006).

Existem varias aproximações para calcular os valores de convecção livre e convecção forçada como se mostra na Tabela 15. Holman (1992) afirmou que o coeficiente de convecção livre poderia se definir com uma relação entre uma constante empírica de 1,31 ( $W/(m^2K^{3/2})$ ) e uma relação não linear entre a diferença da temperatura ambiente e a temperatura do módulo para módulos verticais (Equação (72)). A constante de 1,31 muda para 1,78 para módulos não verticais. (SKOPLAKI, et. al. 2008). McAdams (1954) e Watmuf. et. al. (1977) calcularam valores para as forças de convecção para módulos com área de  $0,5m^2$  (DUFFIE & BECKMAN, 2006) mostrados na Tabela 15. Alguns autores consideram os valores de convecção livre constantes, com valores de  $h_{c,livre}$  de  $1,2W/m^2K$  (ASHRAE,1989),  $5,8W/m^2K$  (ANIS et al.,1983),  $9,1W/m^2K$  (SCHOTT,1985) ou  $9,6W/m^2K$  (PRATT,1981); dependendo a tecnologia dos módulos.

Tabela 15. Comparação de valores para o coeficiente de convecção livre e forçado ( $h_c$ ) para diferentes autores. Fonte: Autoria própria.

AUTOR	COEFICIENTE DE CONVECÇÃO PROPOSTO	EQ.
HOLMAN (1992)	$h_{c, livre} = 1,31 * (T_m - T_a)^{1/3}$	(72)
McADAMS (1954)	$h_{c, livre + for} = 5,7 + 3,8 * V_v$	(73)
WATMUF et. al. (1977)	$h_{c, livre + for} = 2,8 + 3,0 * V_v$	(74)
LOVEDAY & TAKI (1996)	$h_{c, forçada} = 8,91 + 2,0 * V_v$	(75)
ASHRAE (1989)	$h_{c, livre + for} = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$ (para $V_v < 1\text{m/s}$ )	
ANIS et. al. (1983)	$h_{c, livre + for} = 5,8 \text{ W/m}^2\text{K}$ (para $V_v < 1\text{m/s}$ )	
SCHOTT (1985)	$h_{c, livre + for} = 9,1 \text{ W/m}^2\text{K}$ (para $V_v < 1\text{m/s}$ )	
PRATT (1981)	$h_{c, livre + for} = 9,6 \text{ W/m}^2\text{K}$ (para $V_v < 1\text{m/s}$ )	

Skoplaki et. al. (2008) realizou uma aproximação do comportamento dos coeficientes de transferência de calor, para temperaturas do módulo maiores de 30°C e uma radiação de 1000W/m<sup>2</sup>, mostrada na Figura 45. Pode-se ver que a convecção livre é muito menor do que a forçada com o aumento da velocidade do vento. Observa-se também que a temperatura do módulo se reduz com o aumento da velocidade do vento.

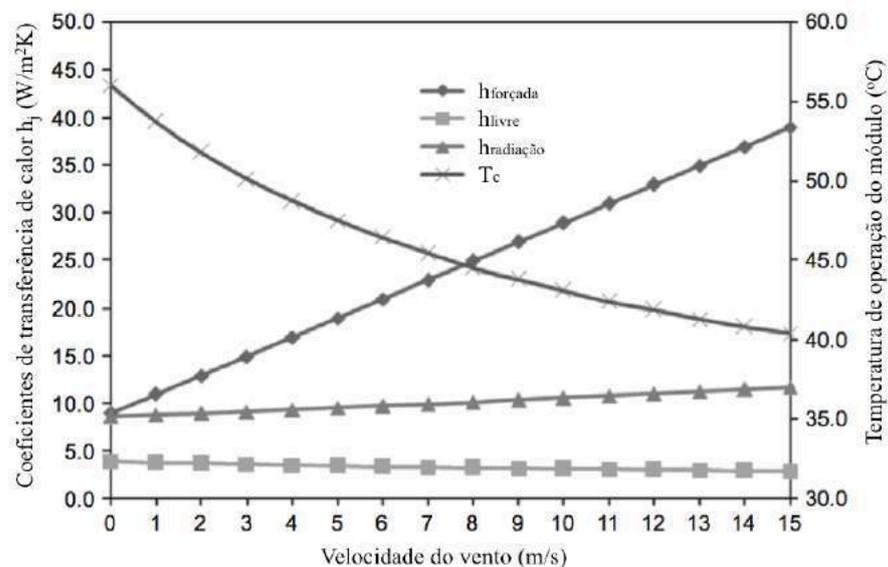


Figura 45. Variação dos coeficientes de transferência de calor, e da temperatura do módulo, em função da velocidade do vento. Adaptado de: Skoplaki et. al. 2008.

Considerando que a velocidade do vento em NOCT é 1m/s, e que  $U_L = h$  (*livre e forçada*), pode-se afirmar, segundo a equação de convecção de McAdams (DUFFIE; BECKMAN, 2006), que:

$$U_{L,NOCT} = h_{c, livre + forçada} = 5,7 + 3,8 * Vv = 9,5 \quad (76)$$

Isolando  $T_m$ , pode se obter a Equação (77), das equações (71) e (73), assim,

$$T_m = T_a + (T_{m,NOCT} - T_{a,NOCT}) * \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{9,5}{5,7+3,8*Vv} * \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right) \quad (77)$$

Onde:

- $T_{a,NOCT} = 20^\circ\text{C}$ ;
- $G_T =$  Radiação medida;
- $G_{T,NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$ ;
- $\eta_c =$  Eficiência do módulo dada pelo fabricante;
- $T_a =$  Temperatura ambiente;
- $T_{m,NOCT} =$  Temperatura de operação do módulo, dada pelo fabricante;
- $Vv =$  Velocidade do vento (m/s);
- $(\tau\alpha) =$  Produto efetivo da transmitância-absortância.

Conseguindo assim explicar a origem de uma das equações para calcular a temperatura interna do módulo em função do vento, a temperatura, a radiação solar e as características dos materiais que compõem o módulo fotovoltaico.

Existem alguns padrões internacionais que incluem métodos pra calcular o valor da temperatura do módulo em condições de operação NOCT, por exemplo: EN-61215 para módulos c-Si, EN-61646 para filme fino ou ASTM E1036M para ambos; e são baseados no fato de que a diferença entre a temperatura do módulo e a temperatura ambiente ( $\Delta T = T_c - T_a$ ) é independente da **temperatura do ar** e mantém uma dependência quase linear com os níveis de irradiação e da temperatura ambiente (AMY, 2006). Este comportamento foi modelado por Nordman (2003) e mostrado por Skoplaski et. al. (2013) na Figura 46.

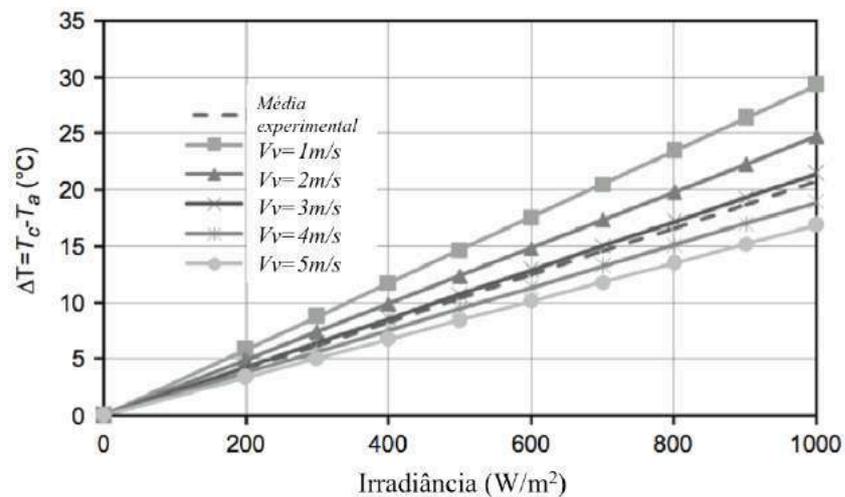


Figura 46. Predição do decremento de  $\Delta T = T_c - T_a$  com o aumento da velocidade do vento, para valores de irradiância entre 0 e  $1000 W/m^2$ . Adaptado de Skoplaki et al. 2018.

Pode-se observar na Figura 46 que com o aumento da velocidade do vento, a convecção forçada reduz a temperatura de trabalho dos módulos instalados sobre suportes que permitem a presença de vento. Experimentalmente, Amy (2006) verificou esse comportamento de  $\Delta T$  mostrado na Figura 47, e onde pode-se observar que os “x” que se encontram embaixo da média correspondem a velocidades de vento maiores, sobre uma bancada de dados medidas em Cadarache, França, entre 2001 e 2004. Os valores negativos de  $\Delta T$  correspondem a medições noturnas onde a temperatura do módulo pode ser menor do que a temperatura ambiente (AMY, 2006).

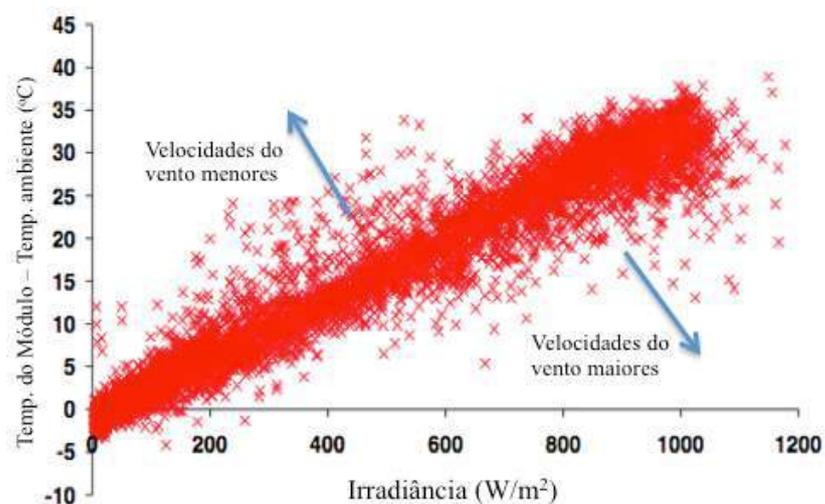


Figura 47. Relação experimental entre a irradiância e  $\Delta T = T_c - T_a$  medidos sobre um painel fotovoltaico instalado em Cadarache, França, entre 2001 e 2004. Adaptado de AMY (2006).

Determinar teoricamente o valor de  $T_c$  é considerado um desafio, já que medir a temperatura que alcançam as células dentro dos módulos precisaria de uma perfuração no módulo, podendo estragá-lo. A Equação (77) determina o ponto inicial para o cálculo da temperatura de trabalho dos módulos. Considerando o  $U_L$  determinado por Duffie & Beckman (2006) e baseado no coeficiente de convecção de McADAMS (1954), Nusselt-Jürges considera algumas condições de operação específicas (Skoplaki et. al, 2013) e apresenta a Equação (78) a seguir,

$$T_c = T_a + G * \left( \frac{0,25}{5,7+3,8*V_v} \right) \quad (78)$$

No entanto, Loveday & Taki (1996) consideram, por exemplo, valores de operação como  $U_{L,NOCT} = 8.91+2.0(1) = 10.91\text{W/m}^2\text{K}$  (para velocidade do vento NOCT de 1 m/s), com  $G_{NOCT} = 800\text{W/m}^2$ , e  $T_{a,NOCT} = 20^\circ\text{C}$ , módulos *p-Si* com  $T_{c,NOCT} = 47^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ ,  $\eta_{STC} = 0,12$ ,  $\beta = 0,004\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  e  $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$ , propõe a Equação (79),

$$T_c = T_a + G * \left( \frac{0,32}{8,91+2*V_v} \right) \quad (79)$$

Também, pode-se identificar a Equação (80) dada pelo grupo de pesquisa CLEFS CEA (2004) e extraída da Equação (47) exposta originalmente para a eficiência,

$$T_c = T_a + G * \left( \frac{1}{22,4+8,7*V_v} \right) \quad (80)$$

Outra forma de determinar  $T_c$  utilizada por varias pesquisas é realizando regressões lineares sobre uma bancada de dados de vários anos de medições (SERVANT, 1985), (RISSEN & FUENTES, 1983) (TAMIZHMANI, 2003), (MUZATHICK, 2014), medindo as variáveis climáticas que podem influenciar sobre o desempenho dos módulos, assim como também os valores de saída (temperatura do módulo) para determinar uma expressão linear. Porém, essas expressões sejam válidas só para regiões com as mesmas condições meteorológicas da bancada de dados utilizada para gerar essas expressões (AMY, 2006).

Na literatura existem ainda mais equações para determinar o valor da temperatura interna dos módulos, mas na Tabela 16 foram selecionadas apenas as que consideram fatores climáticos como a temperatura ambiente, irradiância, velocidade do vento e até a umidade (tanto equações semi-empíricas como regressões lineares). A última coluna na direita faz

referencia à identificação das equações que serão usadas e comparadas no desenvolvimento desta dissertação.

Tabela 16. Algumas equações para calcular o valor de Tc (ou a temperatura do módulo), em função de temperatura ambiente, radiação solar em alguns casos da velocidade do vento. Fonte: varias fontes, vários autores.

Equação	Comentários	Ref.	Local	# Eq
$T_c = T_a + G * \left( \frac{\tau\alpha}{U_L} * \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \right)$	$\tau$ : Transmitância solar do vidro $\alpha$ : Absorbância solar do módulo. $U_L$ : Coeficiente de transferência térmico com o médio (kW/m <sup>2</sup> °C) $\eta_c$ : Eficiência elétrica do módulo.	Duffie & Beckman (2006)	Estados Unidos	
$T_c = T_a + G * \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right)$	NOCT padrão	Standard Reference Environment (SRE)	Padrão	Tc1
$T_c = T_a + G * K_T$	$K_T$ constante com valores entre 0,1 e 0,3	Evans & Florschuetz	Estados Unidos	
$T_c = T_a + G * 0,03$		Pinho & Galindo (2014)	Sudeste do Brasil	
$T_c = T_a + G * 0,035$	Para $T_{NOCT}=48$ (valor típico). Min. 33°C e max. 58°C (dependendo a inclinação do plano e do tipo de instalação)	Skoplaki et. al. (2008)	Grécia	
$T_c = T_a + (T_{m,NOCT} - T_{a,NOCT}) * \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{9,5}{5,7 + 3,8 * V_v} * \left( 1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)} \right)$	Em função dos valores NOCT e da velocidade do vento.	Duffie & Beckman (2006) McADAMS (1954)	Global	Tc2
$T_c = T_a + G * \left( \frac{0,32}{8,91 + 2 * V_v} \right)$	A expressão considera que os coeficientes de transferência de calor por radiação e a convecção natural podem ser desprezíveis. $T_{c,NOCT}$ aprox. 47°C.	Convecção forçada proposta por Loveday & Taki (1996) e citada por Skoplaki et. al. (2008)		Tc3
$T_c = T_a + G * \left( \frac{0,25}{5,7 + 3,8 * V_v} \right)$	A velocidade do vento $V_v$ deve ser medida na vizinhança (mesma altura) dos módulos fotovoltaicos.	Nusselt-Jürges	Alemanha	Tc4
$T_c = T_a + G * \left( \frac{1}{22,4 + 8,7 * V_v} \right)$	Expressão de Tc tomada da equação de eficiência relativa, proposta para valores médios.	CLEFS CEA (2004)	França	Tc5
<b>Regressões Lineares</b>				
$T_c = T_a + x * G(1 + y * T_a)(1 - z * V_v)(1 - 1,053 * \eta_m)$	Valores definidos pelo autor (não são coeficientes de temperatura). $x =$	Servant (1985)		Tc6

	0.0138, $y = 0.031$ , $z = 0.042$ . Tomado de Jackharini. et. al. (2011)			
$T_c = 1,31 * T_a + 0,0282 * G_T - 1,65 * V_v + 3,81$	Medido com um arranjo módulos de 104kW com MPPT. Tomado de Jackharini. et. al. (2011)	Risser & Fuentes (1983)		Tc7
$T_c = 0,943 * T_a + 0,028 * G - 1,528 * V_v + 4,3$	Regressão linear feita para módulos de silício monocristalino, para 3 variáveis. Dois anos de dados meteorológicos.	Tamizhmani, et al., 2003. Citado por Chenni et al. (2007) e Jackharini. et. al. (2011)	Colorado, USA	Tc8
$T_c = 0,955 * T_a + 0,031 * G - 1,518 * V_v + 0 * Dv + 0,164 * Ur + 0,1$	Regressão linear feita para módulos de silício monocristalino, para 5 variáveis, considerando Direção do vento (Dv) e Umidade relativa do ar (Ur). Relação com maior peso pra Ur dentre as relações para m-Si proposta pelo autor.	Tamizhmani, JI et al., 2003	Colorado, USA	Tc9
$T_c = 0,943 * T_a + 0,0195 * G_T - 1,528 * V_v + 0,3529$	Dois anos de dados meteorológicos (2008-2010).	Muzathik, A. M. (2014)	Malaysia	Tc10
<b>Outras Expressões</b>				
$T_c = T_a + \left( \frac{T_{c,NOCT} - 20}{800} \right) * (219 + 832 * \overline{K_T})$	Considera o índice médio de claridade do céu. Tomado de Jackharini. et. al. (2011)	Didier (2001)		Tc11
$T_c = f_1 * INOCT + f_2$	Os parâmetros $f_1$ e $f_2$ são ajustados a partir dos resultados do modelo térmico. INOCT: NOCT Implementado.	Fuentes	Espanha	
$T_c = T_a + \frac{G}{1000} * (\Delta T + T_1 * e^{bv}) + T_2$	$T_1$ e $T_2$ são as temperaturas mínimas e máximas medidas na face traseira do módulo. $\Delta T$ varia entre 2 e 3 K segundo o tipo de encapsulamento do módulo.	King, Kratochvil Et Al., 1998		

### 3.5.3. Umidade relativa do ar

A umidade relativa do ar faz referencia a quantidade de partículas de água no ar que tem um determinado ambiente, e é dada em porcentagem. Quando a luz atinge uma gota de água no ar, três situações podem acontecer: refração, reflexão ou difração. Em qualquer desses casos, a quantidade de radiação direta que atinge os módulos será menor do que sem partículas de água no ar. A umidade altera a irradiância de forma não linear e a própria irradiância provoca pequenas variações no  $V_{oc}$  de forma não linear e grandes variações no  $I_{sc}$

linearmente (MEKHILEF. S., et. al. 2012). A distribuição das partículas de água do ar e os tamanhos das gotas de água não são uniformes. Maior dispersão acontece com partículas de água menores. Maior difração ocorre também com o aumento da quantidade de partículas no ar (MEKHILEF. S., et. al. 2012).

Alguns casos de estudo em clima tropical demonstram como o aumento na umidade reduz a irradiância, conseqüentemente a potência de saída. A Figura 48 mostra a redução não linear da irradiância quando a umidade aumenta, no clima tropical de Nigéria (TAN, 2010).

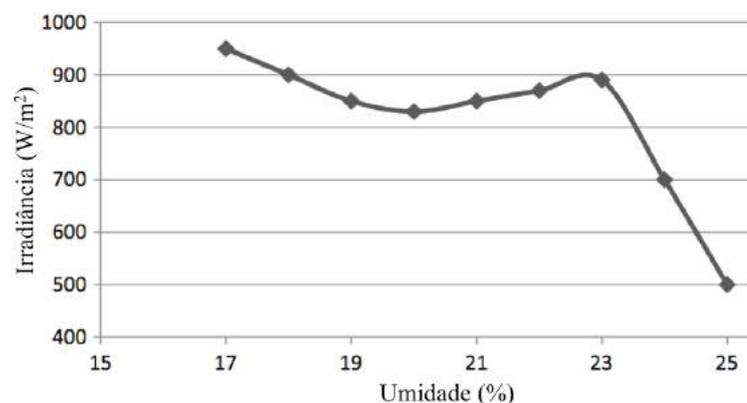


Figura 48. Variação da irradiância com o aumento da umidade. Teste feito no clima tropical da Nigéria. Fonte: TAN. 2010.

Por outro lado, a pesquisa feita por Panjwani & Narejo, em 2014, confirmou experimentalmente que a porcentagem de potência de saída pode cair em até uns 35,4% quando a umidade relativa aumenta de 25% pra 55%, para uma temperatura ambiente constante de 35°C típica em Karachi, Paquistão. O fator mais afetado pelo incremento da umidade é a corrente (situação similar com o aumento da nebulosidade) com um detrimento de até 32,37%, enquanto que a tensão baixa só 4,56%.

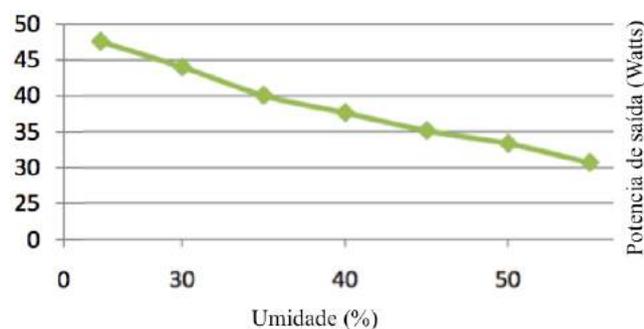


Figura 49. Variação da potência de saída sob temperatura constante e aumento controlado na umidade relativa do ar. Fonte: PANJWANI; NAREJO. 2014.

É claro então que quanto maior a umidade relativa do ar, menor o nível de irradiância recebida pelos painéis fotovoltaicos. Porém, o vento será um fator favorável para diminuir o nível de água no ar. Quanto maior a velocidade do vento, maior troca de massas de ar e menor umidade relativa no ar.

Uma serie de amostras obtidas pela estação climatológica do INMET localizada em João Pessoa, e disponível no site do INMET ([inmet.gov.br](http://inmet.gov.br)), é utilizada para mostrar o a correlação entre a umidade relativa e a radiação global horizontal durante 250 horas (10 dias) em Dezembro de 2015 (Figura 50).

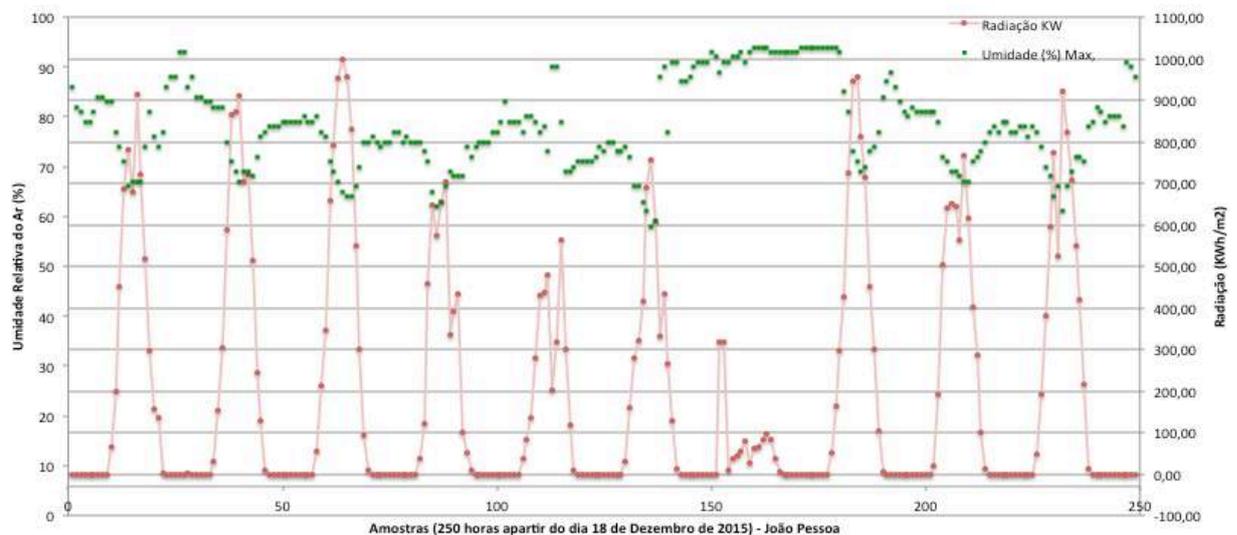


Figura 50. Níveis de radiação relacionados com a umidade relativa do ar. Dados meteorológicos tomados de [Inmet.gov.br](http://Inmet.gov.br), para 250 horas contínuas (10 dias a partir do dia 18 de Dezembro de 2015). Fonte: Autoria própria.

O período entre as amostras 150 e 175 corresponde ao dia 24 de Dezembro, mostra valores crescentes de umidade relativa, de 85% até quase 95%, ao mesmo tempo em que as velocidades do vento registradas foram decrescentes (Figura 51), resultando então em valores de radiação muito menores do que os dias subsequentes.

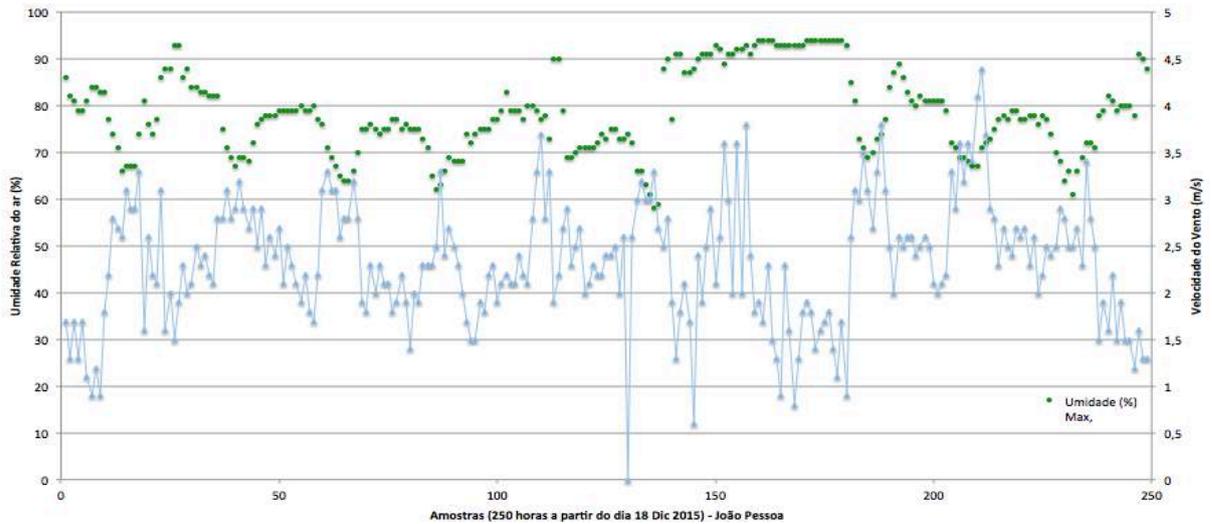


Figura 51. Comportamento da umidade relativa do ar com influência do vento. Dados meteorológicos tomados de Inmet.gov.br, para 250 horas contínuas (10 dias a partir do dia 18 de Dezembro de 2015). Fonte: Autoria própria.

Pode se observar na Figura 51 que quanto mais altas as velocidades do vento, menores os valores de umidade relativa, permitindo assim também valores maiores de radiação medidos na superfície (menos partículas de água no ar).

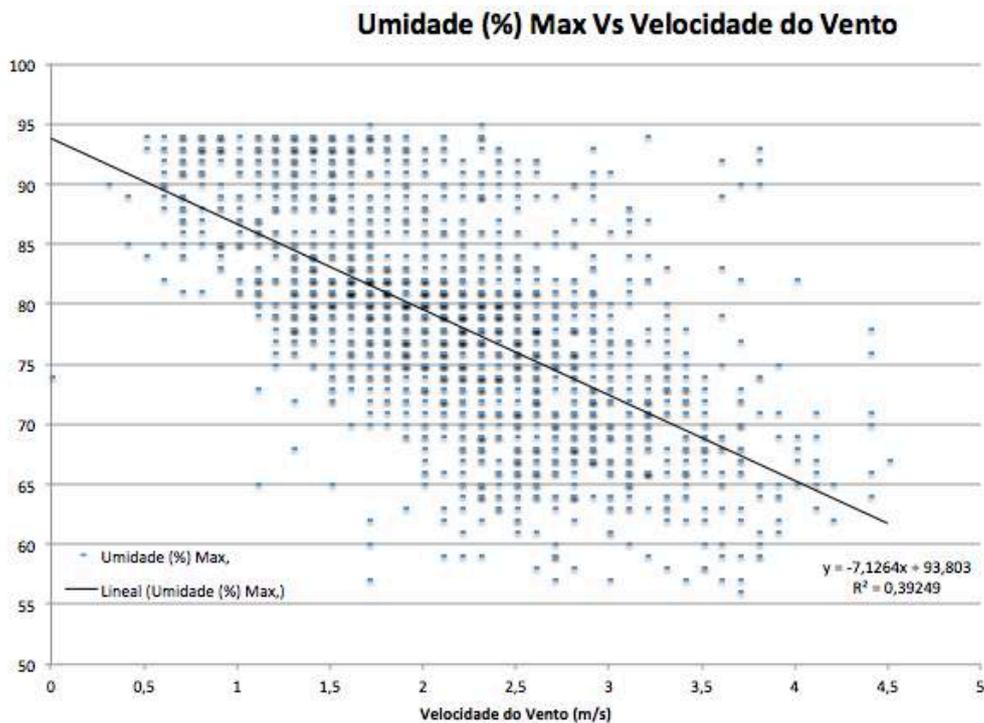


Figura 52. Comportamento da umidade relativa em relação com a velocidade do vento, com 1800 amostras (horas). Dados meteorológicos tomados de Inmet.gov.br. Figura de autoria própria.

Na Figura 52 mostra-se um grupo de 1800 amostras tomadas entre o 18 de Dezembro de 2015 até o 1 de Março de 2016. Na correlação entre a umidade e a velocidade do vento pode se ver que quanto maior a velocidade do vento, menor os valores de umidade (MEKHILEF. S., et. al. 2012).

A influência da umidade relativa também aumenta moderadamente a temperatura do módulo  $T_c$ , como o expõe TamizhMani no ano 2003, quem com dados climáticos tomados durante os anos 2000 a 2002, em Golden, Colorado e Meza, Arizona (Estados Unidos), e identifica que a temperatura do módulo pode incrementar entre  $0,089^{\circ}\text{C}$  e  $0,181^{\circ}\text{C}$  por cada 1% de umidade relativa no laboratório NREL (em Golden), mas só incrementa entre  $-0,010^{\circ}\text{C}$  até  $0,018^{\circ}\text{C}$  por cada 1% de umidade relativa no laboratório ASU-PTL, em Meza, onde os valores de umidade relativa do ar não superaram o 30%.

Lembrando que João Pessoa atinge valores de umidade relativa de até 84%, é possível uma influência maior no aumento da temperatura de trabalho dos módulos no nosso local, o qual se verificará com os resultados desta dissertação.

Por fim, Mekhilef, et. al. 2010, sintetizam na Tabela 17. O Efeito de alguns parâmetros que podem afetar o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Fonte: Mekhilef, et al. 2012. a relação entre o pó, a umidade relativa do ar, a velocidade do vento e a eficiência.

Tabela 17. O Efeito de alguns parâmetros que podem afetar o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Fonte: Mekhilef, et al. 2012.

<b>Efeito -&gt;</b>	<b>Pó</b>	<b>Umidade</b>	<b>Velocidade do Vento</b>	<b>Eficiência</b>
<b>Pó</b>	-	Efeito insignificante	Efeito insignificante	Queda de até 11% por mês, em clima tropical de Tailândia.
<b>Umidade em aumento</b>	Coagulação da poeira	-	Efeito insignificante	Leve caída com o passo do tempo
<b>Velocidade do Vento em aumento</b>	O vento geralmente traz mais poeira	Decresce	-	Melhora o desempenho

### 3.5.4. Nebulosidade e chuva

Estes dois aspetos estão fortemente relacionados, mas não sempre estão presentes de forma simultânea. Um alto índice de nebulosidade nem sempre significa necessariamente chuva, mas sim a chuva aparece quando tem um nível considerável de nuvens no céu. Assim, serão analisados os dois fatores climáticos juntos. Por exemplo, pode-se ver na Figura 53 a alta presença de nuvens entre 13 e 27 de Setembro de 2015, em contrapartida, níveis de precipitações baixos. Pode-se observar também que para dias de alta pluviosidade, como 3, 20, 21 e 28 de agosto e 10 e 11 de setembro de 2016, teve-se presença de nuvens com valores altos de até 10/ do céu.

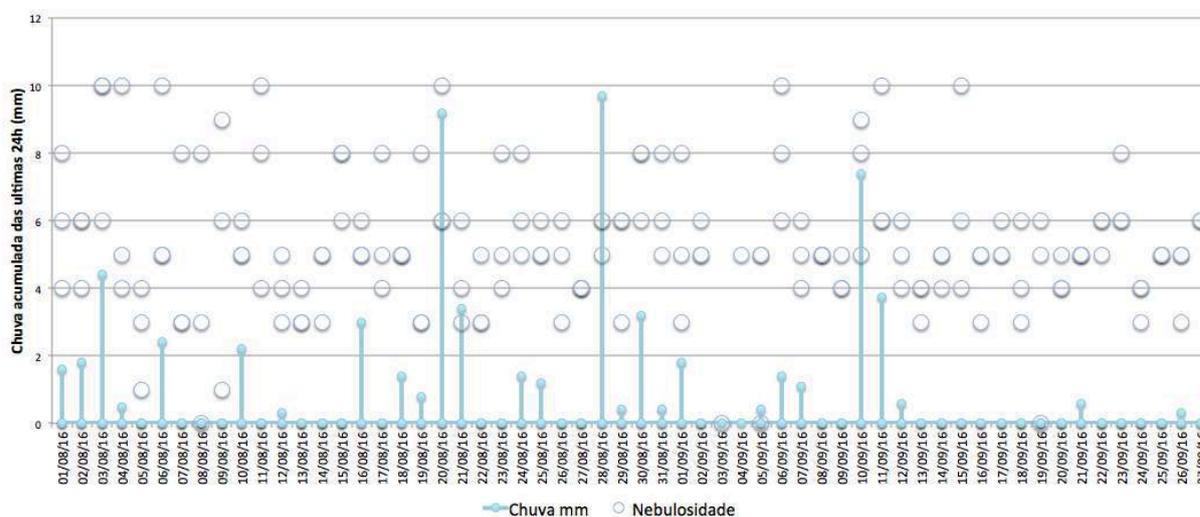


Figura 53. Figura comparativa dos níveis de chuva (acumulada cada 24 horas) e de nebulosidade (três amostras diárias, as 0, 12 e 18 horas em cada dia) para João Pessoa durante o período compreendido entre o 1 de Agosto de 2016 e o 27 de Setembro de 2016. Fonte de dados: INMET.com, Estaciones convencionais. Acesso 28/09/2016. Figura de autoria própria.

Quando a chuva aparecer, a nebulosidade é normalmente alta, e já é considerada como um fator que afeta o desempenho dos painéis quando se determina o índice de nebulosidade, assim a chuva pode não se considerar para os cálculos de eficiência fotovoltaica. A seguir, na Figura 54 mostra como esses fatores estão relacionados para o caso de João Pessoa.

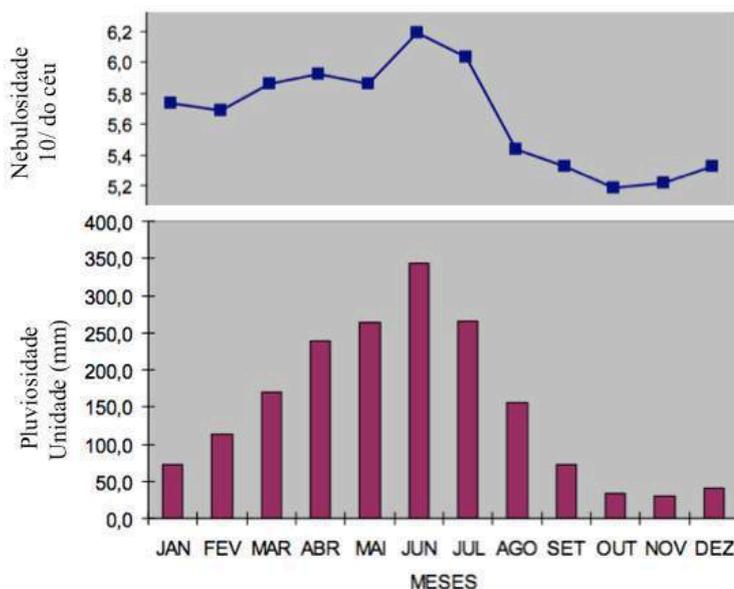


Figura 54. Comparação entre os índices de Nebulosidade e de Precipitações para a cidade de João Pessoa. Valores médios mensais obtidos no Laboratório de Energia Solar – LES, UFPB, entre os anos 1976 e 2006.

Como se mostrou previamente na Figura 41, a presença de nuvens interrompendo o caminho direto dos raios do sol até os painéis solares diminui a radiação sobre o sistema fotovoltaico, causando instantaneamente uma diminuição da corrente na saída dos painéis, consequentemente, a redução da energia elétrica produzida. Porém, alguns dos raios solares podem refletir em algumas nuvens, incrementando de novo, mas em menor quantidade, a radiação difusa que chega no sistema fotovoltaico. É por isso, que considerar a nebulosidade dentro dos aspectos climáticos pode aproximar melhor os valores esperados na produção de energia fotovoltaica.

A nebulosidade é medida então com um análise visual da quantidade de nuvens em uma determinada área ao redor do Sol. Existem vários tipos de classificação para quantificar a nebulosidade. As medições de nebulosidade podem ser expressas em unidades sobre 10 (x/10 ou 10/), onde 0/10 é um céu aberto, ensolarado e sem nuvens, e 10 será um céu completamente fechado pelas nuvens. Também pode ser expressado como a quantidade de nuvens no céu em porcentagem, como pode-se ver na Tabela 18.

Tabela 18. Classificação percentual da quantidade de nuvens no céu. Fonte: <http://weather.gfc.state.ga.us/Info/WXexp.aspx>. Acesso: 28/09/2016.

Porcentagem de céu coberto por nuvens	Dia	Noite
0%	Ensolarado (Sunny)	Claro (Clear)
10%	Predominantemente ensolarado a ensolarado (Sunny to Mostly Sunny)	Predominantemente claro (Fair)
20%	Predominantemente ensolarado (Mostly Sunny)	Parcialmente claro (Mostly Fair)
30%-50%	Parcialmente ensolarado (Partly Sunny)	Parcialmente nublado (Partly Cloudy)
60%-70%	Predominantemente nublado (Mostly Cloudy)	Predominantemente nublado (Mostly Cloudy)
90%-100%	Nublado (Cloudy)	Nublado (Cloudy)

Outro parâmetro que relaciona a quantidade de nuvens e umidade que se opõem ao passo da luz é conhecido como índice de claridade,  $K_T$  (diferente do coeficiente de Ross  $K_t$ ), o qual relaciona a radiação extraterrestre e a radiação atingida em um plano horizontal na superfície terrestre. Dependendo o período de tempo relacionado, podemos ter média mensal, média diária ou de cada hora. Assim, os índices de claridade  $K_T$  podem ser vistos na Tabela 19.

Tabela 19. Equações e convenções para determinar o índice de claridade segundo o período de tempo.

Período	Relação
Mensal	$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_o}$
Diário	$K_T = \frac{H}{H_o}$
Hora	$k_T = \frac{I}{I_o}$

Para períodos de tempo muito claros (sem nuvens) o valor de  $K_T$  será alto, teoricamente máximo a unidade, quando a radiação horizontal for igual ao da radiação extraterrestre (valor teórico, pois a radiação terrestre nunca será igual à extraterrestre). Na prática, o valor máximo típico de  $K_T$  é de 0,8. Valores inferiores de  $K_T$  indicam que a presença de nuvens é muito alta, e que a radiação difusa será quase igual à radiação total na superfície terrestre. Na Figura 55 pode-se ver que a relação entre o índice de claridade e a porção de radiação difusa,  $K_T$  e  $H_d/H$  respectivamente, é maiormente linear entre valores de 0,2 e 0,8 para  $K_T$ , onde se comparam

diferentes aproximações matemáticas de distintos pesquisadores, para determinar o valor dessa relação.

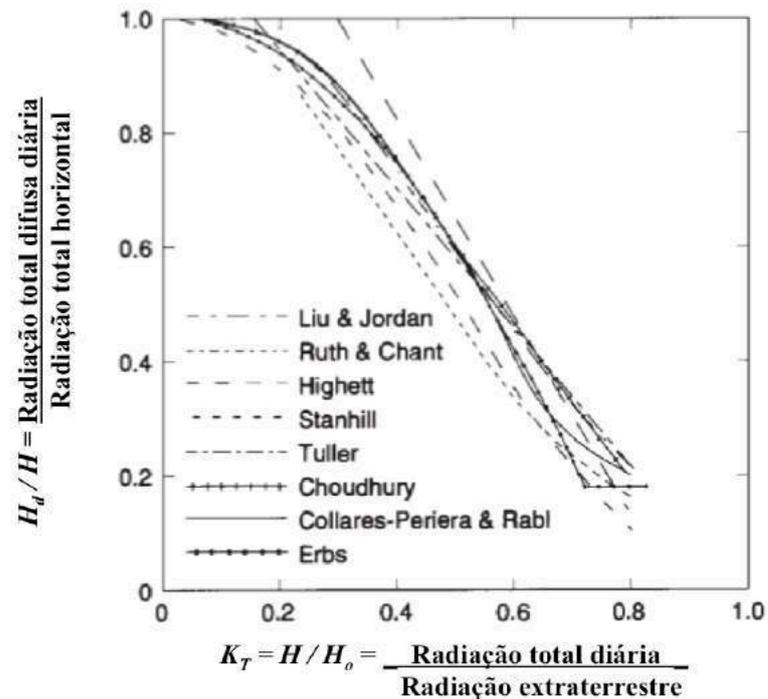


Figura 55. Correlação da fracção de radiação difusa e o índice de claridade  $K_T$ . Adaptado de Duffie & Beckman (2013).

Por fim, a relação proposta por Lunde e apresentada por Rogério (1985) permite determinar a radiação total difusa para um plano inclinado, a partir do índice de claridade e a radiação global, assim,

$$H_d = H_h * (1 - 1,015 * K_T) \quad (81)$$

Atualmente a Universidade de Califórnia, em San Diego, Estados Unidos, realiza pesquisas enfocadas na influência das nuvens na radiação solar. Na Figura 56 pode se observar a influência direta na radiação solar (global e direta) influenciadas pela presença de nuvens ao longo de um dia. Da radiação esperada (linhas pontilhadas na Figura 56), obteve se valores menores por períodos curtos de tempo durante a manhã, o qual diminuirá a energia total entregue pelos painéis FV. Durante a tarde, a presença de nuvens foi menor, afetando poucos minutos depois das 15 horas, horário de João Pessoa.

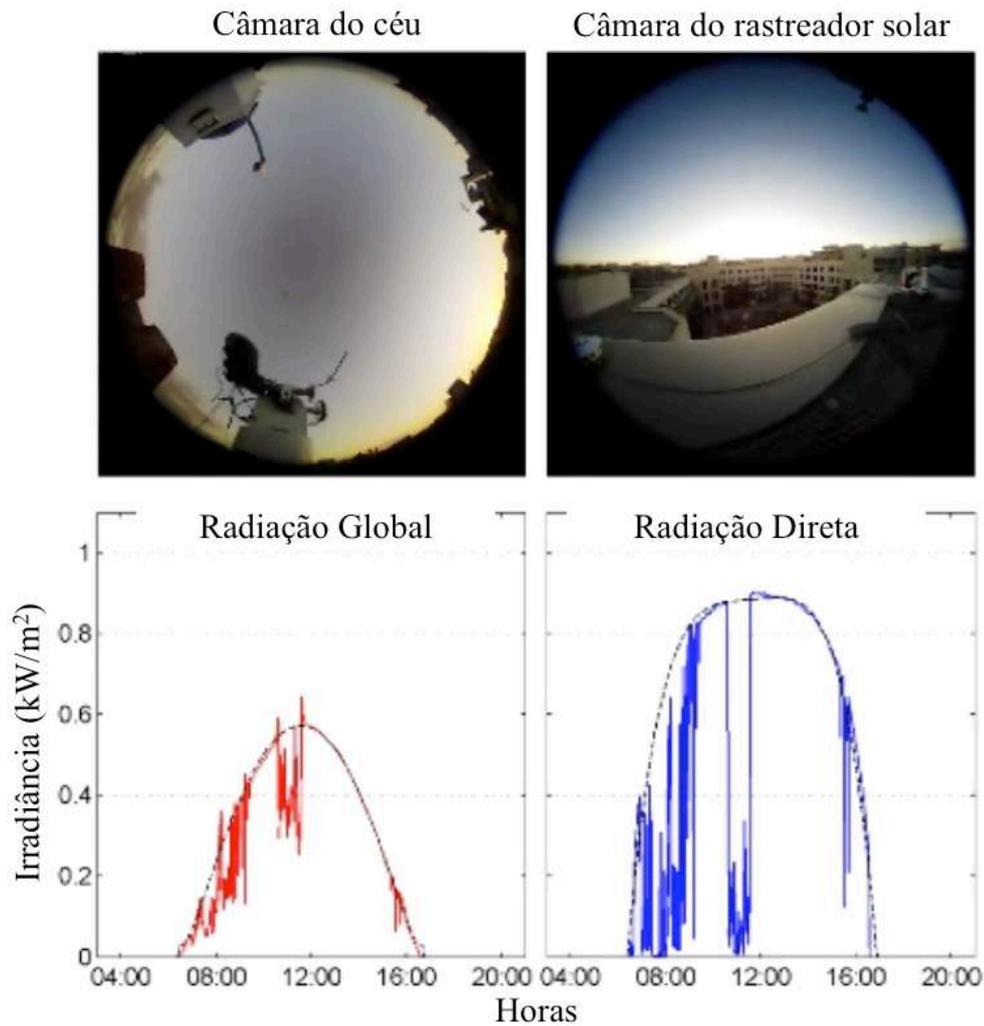


Figura 56. Imagens das câmaras e medições da radiação, global e direta, durante um dia na Universidade de Califórnia, San Diego, Estados Unidos. Tomado do solar.ucsd.edu. Acesso em 20/08/2016.

O desempenho dos painéis fotovoltaicos pode ser relacionado com o índice de claridade  $K_T$  graças à relação desenvolvida por Didier (2001) para determinar a temperatura da célula, relacionando os valores NOCT e valores empíricos do índice de claridade do céu (Equação (82) mostrada também na Tabela 16).

$$T_c = T_a + \frac{(T_{c,NOCT} - 20)}{800} * (219 + 832 * \overline{K_T}) \quad (82)$$

Como o índice de claridade máximo e mínimo está relacionado inversamente com os índices de nebulosidade, máximos e mínimos, para João Pessoa o valor em Junho apresenta o maior índice de nebulosidade com valor médio de 6,0, o que corresponde ao menor índice de claridade ( $K_T=0,50$ ). Em contrapartida, o menor valor de nebulosidade corresponde a 5,2 para os meses outubro e novembro, corresponde ao maior índice de claridade ( $K_T=0,64$ ).

### 3.5.5. O albedo

O solo e os objetos adjacentes á superfície inclinada (como árvores, telhados, paredes, etc.) refletem tanto a radiação direta como a radiação difusa. O albedo se define então como o fator de proporcionalidade de reflexão da radiação incidente global (direita e difusa) próprio de cada material dos objetos circundantes (ROGERIO, 1985).

A avaliação exata da parcela refletida da radiação incidente no solo é determinada pelo produto da refletância do material e a radiação recebida pelo mesmo. Lembrando que a refletância dos materiais varia com a direção e com o comprimento da onda da radiação, torna-se complicado medi-la. Assim, como as seguintes hipóteses:

- O terreno e objetos circunvizinhos refletem a energia incidente em todas as direções, independentemente do ângulo de incidência.
- A energia é refletida sem variação do comprimento de onda. (O solo é considerado cinzento).
- O terreno é horizontal com uma refletância uniforme  $\rho_s$ .

Com essas hipóteses, pode ser definir então que:

$$G_r = \rho_s * G_h \quad (83)$$

O termo  $\rho_s$  chama-se Albedo do terreno, e o seu valor para alguns tipos de superfície é apresentado na Tabela 20.

O aumento na radiação refletida por causa do albedo aumenta o valor de radiação difusa que atinge o painel fotovoltaico e será constante para um determinado local sempre que os prédios ou os materiais não mudassem.

Tabela 20. Valores de albedo do terreno para alguns tipos de superfície. Fonte: ROGERIO, 1985.

<b>TIPO DE SUPERFÍCIE</b>	<b><math>\rho_s</math></b>
Água (superfícies com grandes ângulos de incidência)	0,07
Asfalto	0,10
Brita ou cascalho	0,20
Concreto (construção recente)	0,34
Concreto (construção antiga)	0,22
Estradas de terra o barro	0,04
Floresta no inverno (coníferas)	0,07
Floresta no outono (zona temperada) zonas de campos plantados maduros, plantas de folhagem clara	0,25
Folhas secas caídas	0,30
Gramma verde	0,26
Gramma seca	0,20
Neve recém-caída ou com camada de gelo	0,75
Solo de terra o barro	0,14
Telhados ou paredes envelhecidas (tijolo de barro), tintas escuras	0,27
Telhados ou paredes novas	0,60

Assim, pode-se afirmar então que o albedo pode melhorar os índices de radiação global. A medição de radiação global em um plano inclinado já terá então inserida a parcela do albedo, pelo qual não é um fator individual para ser considerado na análise da eficiência, mas sim um fator que influencia na produção de energia dentro do bloco da radiação na Figura 57, baseado na Figura 41, proposta como modelo dos fatores climáticos e a sua influência no desempenho dos módulos fotovoltaicos,

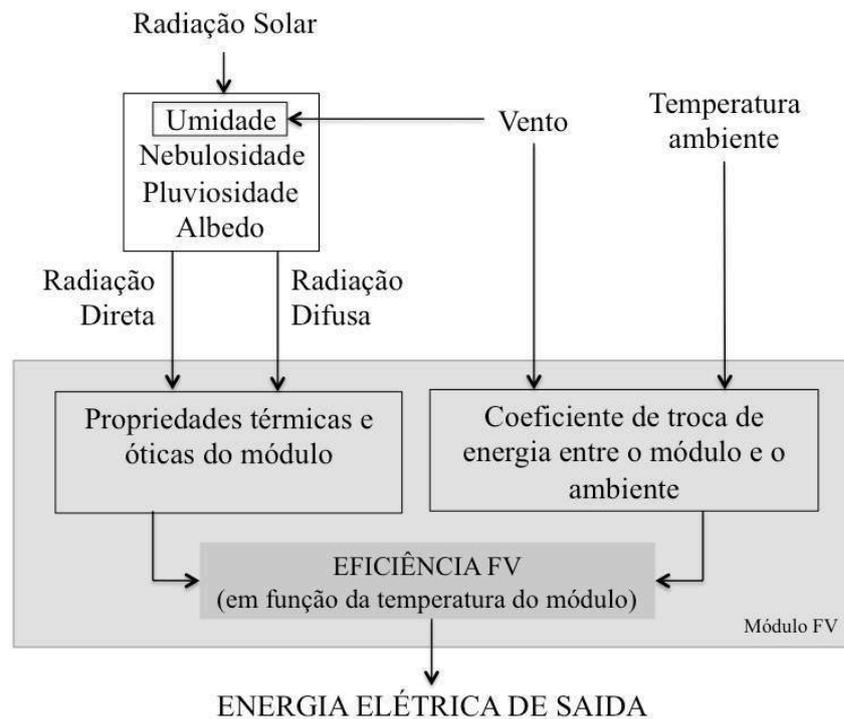


Figura 57. Modelo da influência dos fatores climáticos no desempenho das células fotovoltaicas. Quanto menores sejam os valores de umidade relativa, nebulosidade, pluviosidade e o albedo, maior a parcela da radiação direta e menor a parcela de radiação difusa. Baseado em AMY (2006). Fonte: Autoria própria.

### 3.5.6. Alguns casos práticos no cálculo da eficiência

O grupo de pesquisa CEA-Genec, em Provença (sul de França), fundado pela Agência ADEME, de forma experimental e por meio de medições feitas durante mais de 400 dias, obtiveram uma relação linear entre a eficiência do módulo fotovoltaico e alguns fatores climáticos (MONTGAREUIL, et. al. 2003). Consideram-se dois tipos de eficiências para o módulo fotovoltaico: *eficiência padrão*, e *eficiência relativa*. A primeira é a fornecida pelo fabricante e medida em condições padrão STC. Essa eficiência calcula-se assim:

$$Eficiência_{STC} = P_{max_{STC}} / (Energia * Área) \quad (84)$$

Assim, calcula-se também a eficiência durante um período de tempo, por exemplo, durante uma hora,

$$Eficiência_{PeriodoDeTempo} = Wh_{saida} / (Wh/m^2 * Área) \quad (85)$$

Portanto, a relação entre esses dois tipos de eficiências é considerada *Eficiência Relativa*, definida na Equação (86):

$$\text{Eficiência Relativa} = \text{Eficiência}_{\text{timeperiod}} / \text{Eficiência}_{\text{STC}} \quad (86)$$

Também se pode escrever a Equação (86) da seguinte forma:

$$\text{Eficiência Relativa} = \frac{(W_{h-out}) * (\text{Eficiência}_{\text{STC}})}{Wh/m^2_{in} * P_{M-STC}} \quad (87)$$

Relacionando a temperatura traseira do módulo com a eficiência dos módulos, Montgareuil encontrou que para valores de temperatura de 40°C na face traseira do módulo (considerada como a temperatura  $T_c$  de trabalho do módulo, (MONTGAREUIL, et. al. 2003), a eficiência relativa descia de 100% para quase 85% da eficiência relativa máxima. Determinaram também que valores de radiação menores do que 1700 Wh/m<sup>2</sup> estão fora da linha de tendência na Figura 58, mas esses valores correspondem apenas ao 2% da toda a energia entrante ao módulo, assim esses pontos foram desprezíveis (cruzes na Figura 58, dentro do círculo).

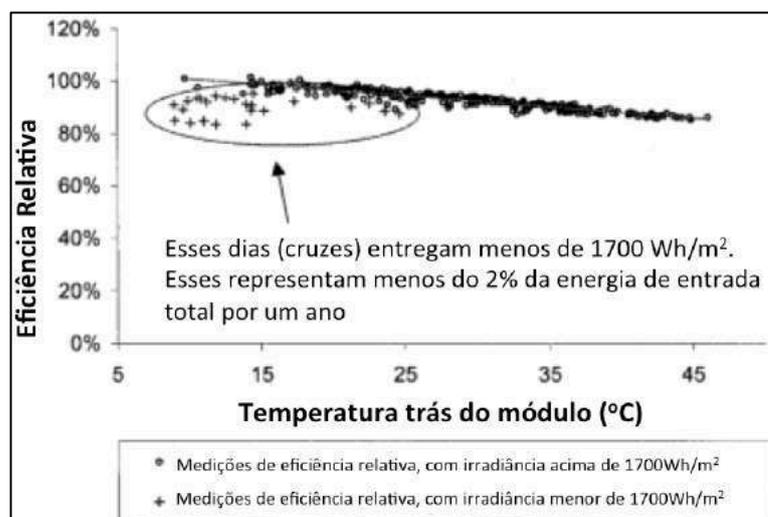


Figura 58. Eficiência relativa durante um dia, para um módulo cristalino, em função da temperatura média medida na face traseira do módulo. Adaptado de: (MONTGAREUIL, 2003)

Da Figura 58 pode-se ver também que a eficiência relativa é uma função linear com respeito da temperatura, e que para 25°C (temperatura STC) a eficiência relativa é apenas 94% do valor dado pelo fabricante, demonstrando que um painel sob condições climáticas diferentes do laboratório, não terá a mesma eficiência STC oferecida pelo fabricante. Infelizmente esses testes foram feitos com módulos que não estavam ligados com carga

nenhuma, pelo qual, os resultados serão diferentes para módulos em condições de operação (MONTGAREUIL, 2003). No desenvolvimento da presente dissertação, os painéis utilizados foram ligados na rede para obter resultados mais próximos na realidade de operação.

Na Figura 59 o mesmo grupo CEA-Genec, mostra-se o mapa de diferentes valores para a eficiência relativa, dependendo dos valores de radiação e de temperatura de uma célula. Nesta figura pode-se ver que para valores de STC teoricamente a eficiência relativa poderia ser a unidade. (Ponto de  $T_a=25^\circ\text{C}$  e  $1000\text{W/m}^2$  de irradiância, na linha negra).

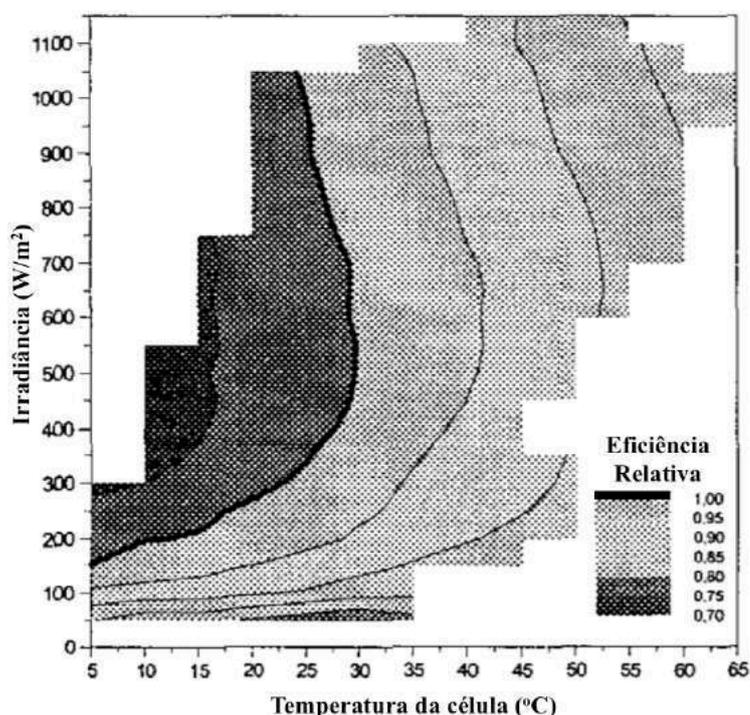


Figura 59. Variação da eficiência relativa para diferentes valores de temperatura de operação da célula e irradiância. A linha preta representa os valores para os quais a eficiência relativa é igual à unidade. Fonte: MONTGAREUIL, 2003.

De outro modo, no Brasil, a pesquisa feita por Fiorentino & Seraphim, no ano 2005, analisou a eficiência de módulos fotovoltaicos em condições de operação para a cidade de Botucatu, no estado de São Paulo. Eles calcularam a eficiência instantânea para diferentes horas do dia, medindo a corrente e a tensão em intervalos de 15 min, sem considerar a influência do vento, e obtendo a Figura 60 e a Figura 61. Fiorentino & Seraphim consideraram que o Fator de Forma muda para cada amostra, para o qual desconectavam os painéis em cada amostra para medir a corrente  $I_{sc}$  e a tensão  $V_{oc}$ . Este método de desconexão não foi considerando para o desenvolvimento da presente dissertação já que o objetivo atual é

medir sobre painéis em operação e ligados na rede elétrica, e a desconexão reduziria os valores reais de operação com carga.

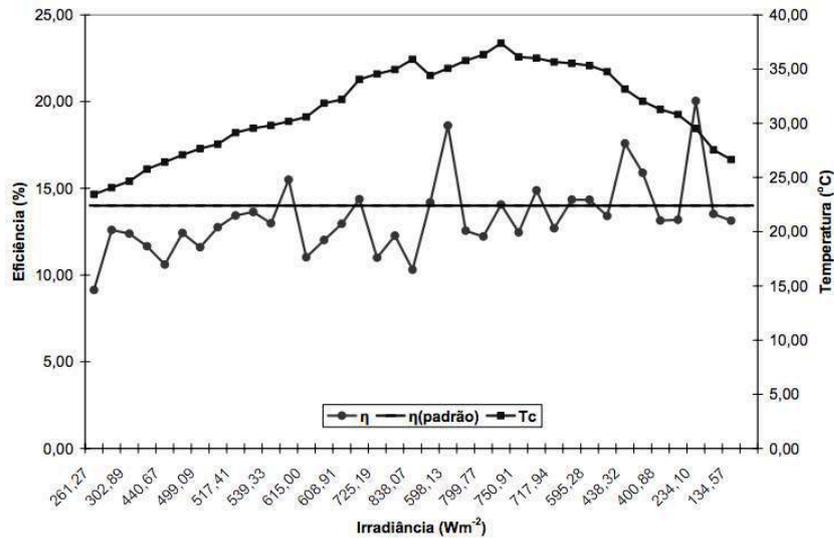


Figura 60. Valores medidos de eficiência instantânea e média, para distintos valores de irradiância. Fonte: Fiorentino & Seraphim, 2005.

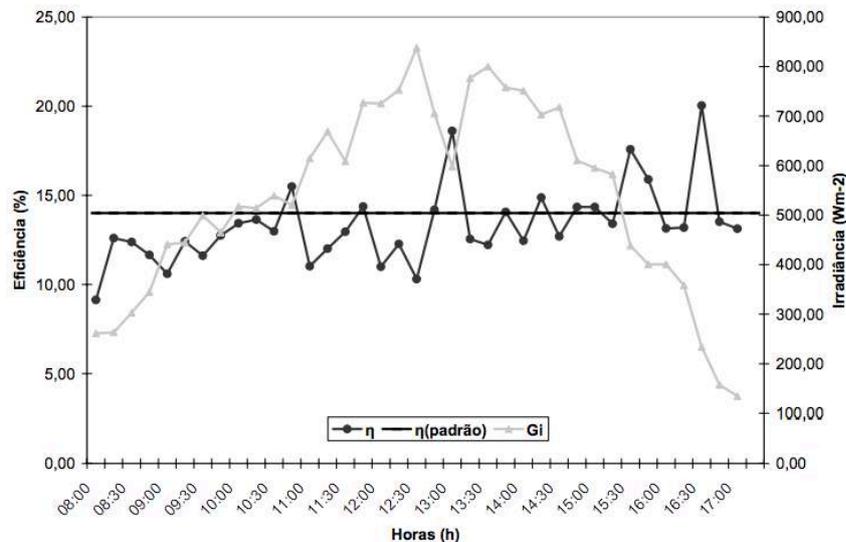


Figura 61. Valores medidos de eficiência instantânea e média, para distintos valores de temperatura ambiente. Fonte: Fiorentino & Seraphim, 2005.

Os valores da eficiência de operação segundo o fabricante dos módulos utilizados nessa pesquisa (14% em condições padrão de operação) estão dentro do  $\pm 0,014$  de flutuação esperado (FIORENTINO & SERAPHIM, 2005). O valor médio de eficiência de operação calculado foi de 13,32%.

Neste trabalho, é interessante ver que não necessariamente nos pontos de maior eficiência (15,49%@11:45, 18,61%@13:00, 17,58%@15:30 e 20,03%@16:30) são as máximas de irradiância e mínimas de temperaturas de operação dos módulos (Figura 61), o que motiva pra analisar também outras variáveis como a velocidade do vento e a umidade do ar.

Os trabalhos feitos pelo grupo CLEFS e por Fiorentino & Seraphim deram um guia para trabalhar nos objetivos da presente dissertação a qual vista determinar o comportamento da eficiência empiricamente em diferentes cenários climatológicos não controlados, o qual será exposto no seguinte capítulo.

## **4. METODOLOGIA**

Desde Dezembro de 2015, realizou-se uma consolidação de dados meteorológicos disponíveis no site do INMET, para comparar com o banco de dados disponível no LES-CEAR, desde 1976 até 2006 (e com algumas medições até 2014). Também foram utilizadas medições disponíveis no Atlas Brasileira de Radiação Solar, para obter então um consolidado de médias para João Pessoa.

A partir de Maio de 2016 iniciou-se a instalação dos equipamentos da estação climática no prédio do CEAR-UFPB, definida como a Etapa I, para obter dados dos fatores climáticos mais próximos nos painéis fotovoltaicos instalados. Logo depois de quatro meses de instalação, se inicia com a Etapa II de medições, caracterizando os sensores de temperatura e o comportamento da temperatura dos módulos. Durante as Etapas III e IV foram medidas manualmente a corrente e tensão de saída, assim como a temperatura do módulo superior. Por fim, a Etapa V, e com disposição de todos os equipamentos e ferramentas, se realiza a medição automática dos valores de saída dos painéis, permitindo a captura de mais de 15000 amostras, com as quais se calcularam a temperatura de trabalho do módulo e a eficiência, utilizando as diferentes equações propostas por outros autores, e determinou-se assim qual equação se aproxima melhor nos dados medidos.

Por fim, como conclusão do projeto, estimaram-se valores de temperatura de trabalho dos módulos e valores de eficiência mensais em João Pessoa, segundo as equações utilizadas para calcular os valores instantâneos e os diferentes dados climatológicos.

### **4.1. CONSOLIDAÇÃO DOS VALORES MÉDIOS MENSAIS DOS FATORES CLIMÁTICOS EM JOÃO PESSOA**

A seguir mostram-se os valores médios por mês dos principais fatores climáticos que influenciam no desempenho dos painéis fotovoltaicos. Para isso, verificaram-se as bancadas de dados como o Atlas Brasileiro de Radiação, a bancada dos dados do LES, do INMET e para os últimos meses os valores obtidos na nova estação meteorológica do CEAR. Alguns valores das estações não podem ser comparados, pois um deles não tem registros, como por exemplo a radiação global (não disponível na estação convencional) e a nebulosidade e a insolação (não disponíveis na estação automática).

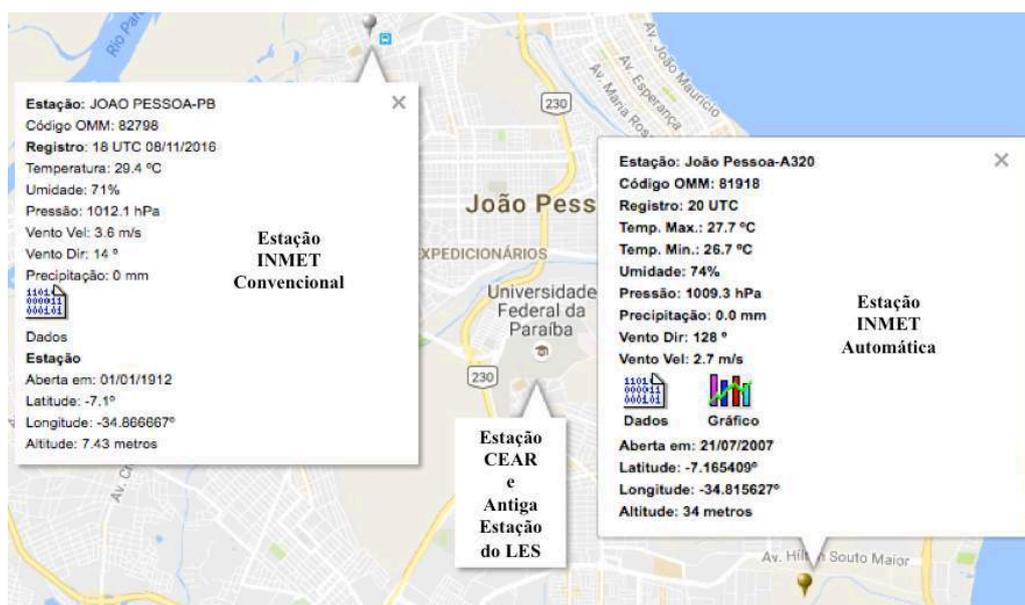


Figura 62. Localização das estações climáticas disponíveis em João Pessoa. Fonte: Inmet.gov.br. Acesso em 8 de Novembro 2016.

#### 4.1.1. Radiação solar em João pessoa

Para os valores médios de radiação utilizou-se os bancos de dados do Atlas Brasileiro, os dados medidos no LES desde 1976 até 2006, e por ultimo a informação dada pelo INMET da estação automática localizada em João Pessoa durante o último ano 2016 (desde Janeiro 2016 até Setembro 2016). Para os cálculos de eficiência desta dissertação foi calculado o valor médio de radiação de cada mês segundo essas três fontes, obtendo assim os valores médios mostrados na Tabela 21 (não inclui os valores de radiação da nova estação do CEAR, por ter menos de um ano de medições).

Tabela 21. Tabela das medições de radiação das estações climáticas disponíveis para João Pessoa. Fontes: Atlas Brasileiro de Radiação Solar, Bancada de dados climáticos LES-UFPB, INMET.gov.br estações automáticas.

Mês	ATLAS BRASILEIRO			LES UFPB (1976-2006)			INMET Média			MÉDIA		
	MÊS	DIA	HORAS DE SOL	MÊS	DIA	HORAS DE SOL	MÊS	DIA	HORAS DE SOL	MÊS	DIA	HORAS DE SOL
	MJ/m2 dia	KWh/m2 dia	Horas	MJ/m2 dia	KWh/m2 dia	Horas	MJ/m2 dia	KWh/m2 dia	Horas	MJ/m2 dia	KWh/m2 dia	Horas
Janeiro	22	6,11	8,00	21,24	5,90	7,60	19,30	5,36		21,09	5,79	7,80
Fevereiro	20	5,56	8,00	21,24	5,90	8,00	20,59	5,72		20,88	5,73	8,00
Março	20	5,56	7,00	20,88	5,80	7,20	19,80	5,50		20,29	5,62	7,10
Abril	18	5,00	6,00	18,72	5,20	6,90	18,11	5,03		18,38	5,08	6,45
Mai	16	4,44	6,00	16,92	4,70	6,50	18,22	5,06		16,57	4,73	6,25
Junho	14	3,89	6,00	15,48	4,30	5,70	15,41	4,28		15,54	4,16	5,85
Julho	14	3,89	5,00	17,28	4,80	6,00	16,42	4,56		16,41	4,42	5,50
Agosto	18	5,00	7,00	18,72	5,20	7,30	19,40	5,39		18,96	5,20	7,15
Setembro	20	5,56	8,00	21,24	5,90	7,80	20,48	5,69		21,41	5,72	7,90
Outubro	22	6,11	8,00	23,04	6,40	8,70	23,11	6,42		22,52	6,31	8,35
Novembro	20	5,56	9,00	23,04	6,40	8,90	23,80	6,61		21,52	6,19	8,95
Dezembro	20	5,56	8,00	21,60	6,00	7,60	22,79	6,33		20,80	5,96	7,80
Media Anual	18,67	5,19	7,17	19,95	5,54	7,35	19,79	5,50		19,35	5,37	7,26

Os meses de maior radiação solar na superfície terrestre em João Pessoa são Outubro (6,31), Novembro (6,19), e Dezembro (5,96). Os meses de menor radiação são Maio (4,73), Junho (4,16) e Julho (4,42), os quais são os mesmos períodos onde tem altos níveis de nebulosidade, chuva e umidade relativa, segundo os dados do LES, como mostra-se na Tabela 23.

#### 4.1.2. Temperatura ambiente em João Pessoa

A temperatura ambiente foi medida desde 1976 até 2006 no laboratório de Energia Solar da UFPB (LES), e durante os anos 2006 até 2013 foi obtida com os dados de INMET. Esses dados são mostrados na Figura 63, onde pode-se ver um aumento nos primeiros anos, mas uma estabilização da temperatura depois de 1995.

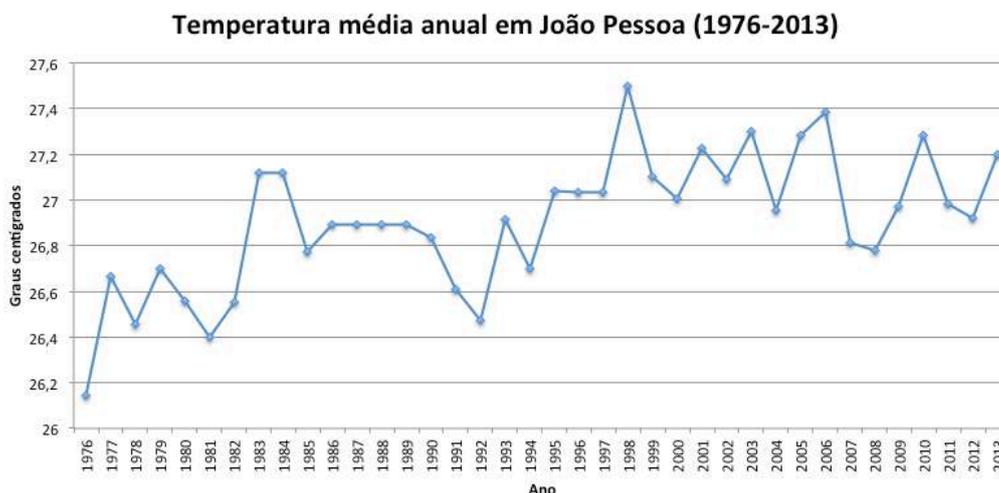


Figura 63. Temperatura média anual em João Pessoa desde 1976 até 2013. Fonte: LES e INMET.

Assim, para o análise desta dissertação foi calculada a temperatura média a partir do ano 1995 até 2013, definindo assim uma temperatura média anual em João Pessoa de 26,92 °C.

#### 4.1.3. Velocidade do vento em João Pessoa

As medições do vento, nas diferentes estações são bem diferentes umas ao outras. Na Tabela 22 pode-se ver que as medições do LES, até 2006, têm valores desde 2,87 m/s até 3,59 m/s, em uma estação que deixou de funcionar no ano 2014. Comparado com os valores medidos na nova estação do CEAR (localizada a 6 metros do solo) são mais baixos devido a proximidade de prédios e árvores nas vizinhanças.

Tabela 22. Valores médios de radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento em João Pessoa. Autoria: Própria.

MEDIAS MENSIS	Radiação MÊS (Media)	Radiação DIA (Media)	Insolação HORAS DE SOL (Media)	Temp. Amb. LES (1995-2013)	Temp. Amb. INMET Autom.	Temp. Amb. INMET Conv.	Temp. Amb. CEAR	Média da Temp. Amb.	Vento LES	Vento INMET Autom.	Vento INMET Conv.	Média Vento (sem CEAR)	Vento CEAR	Média % relativa	Velocidade do vento Estimada
Unidade	MJ/m2 dia	KWh/m2 dia	Horas	°C	°C	°C	°C	°C	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s
Janeiro	21,09	5,79	7,80	28,13	26,36			27,25	3,10	1,92		2,51			1,11
Fevereiro	20,88	5,73	8,00	28,43	27,44			27,93	3,09	2,32		2,70			1,20
Março	20,29	5,62	7,10	28,36	27,81			28,08	2,99	2,18		2,59			1,15
Abril	18,38	5,08	6,45	27,81	27,31			27,56	2,89	2,28		2,58			1,15
Mai	16,57	4,73	6,25	27,22	25,94			26,58	2,87	1,94		2,41			1,07
Junho	15,54	4,16	5,85	25,86	25,54			25,70	2,93	2,05		2,49			1,11
Julho	16,41	4,42	5,50	25,42	24,92		24,70	25,01	3,21	2,35		2,78	1,39	50,03	1,23
Agosto	18,96	5,20	7,15	25,55	25,46	25,60	25,91	25,63	3,46	2,50	2,67	2,98	1,27	42,59	1,32
Setembro	21,41	5,72	7,90	26,41	26,25	26,73	26,64	26,51	3,59	2,77	2,37	3,18	1,30	40,88	1,41
Outubro	22,52	6,31	8,35	27,18	26,77	27,45	27,34	27,19	3,44	2,73	2,53	3,08	1,36	44,09	1,37
Novembro	21,52	6,19	8,95	27,60				27,60	3,21			3,21			1,42
Dezembro	20,80	5,96	7,80	27,99				27,99	3,02			3,02			1,34
Média	19,53	5,41	7,26					26,92						44,40	

Supondo que cada estação (LES e INMET) apresenta uma regularidade de medições do vento durante os últimos anos, e que a diferença de valores entre essas estações e a nova estação do CEAR é linear, se realiza uma predição percentual para as velocidades do vento para o resto de meses do ano (velocidade do vento estimada).

#### 4.1.4. Umidade relativa, nebulosidade e pluviosidade em João Pessoa

Na Tabela 23 mostra-se como os meses com maiores níveis de umidade, nebulosidade e chuva correspondem aos meses de maior radiação em João Pessoa. Mesmo assim os valores de pluviosidade são diferentes entre as 4 estações climatológicas. Lembra-se que a nebulosidade é o fator mais influente no desempenho dos painéis solares do que a chuva e a umidade.

Tabela 23. Médias de radiação, umidade relativa, nebulosidade e chuva para João Pessoa.

MEDIAS MENSIS	Radiação MÊS (Media)	Radiação DIA (Media)	Insolação HORAS DE SOL (Media)	Umidade Relativa LES	Umidade Relativa CEAR	Umidade Relativa INMET Con.	Nebulosidade LES	Nebulosidade INMET Convencional	KT LES	Chuva LES	Chuva INMET Autom. (acum)	Chuva INMET Conv. (acum)	Chuva CEAR
Unidade	MJ/m2 dia	KWh/m2 dia	Horas	%	%	%	10/ céu			mm acu.	mm acu.	mm acu.	mm acu.
Janeiro	21,09	5,86	7,80	78,40			5,74			73,10	80,00		
Fevereiro	20,88	5,80	8,00	78,48			5,69			113,30	112,00		
Março	20,29	5,64	7,10	80,13			5,86			170,00	118,00		
Abril	18,38	5,10	6,45	82,18			5,92			238,50	280,00		
Mai	16,57	4,60	6,25	83,29			5,86			263,60	298,00		
Junho	15,54	4,32	5,85	84,17			6,19			344,20	113,00		
Julho	16,41	4,56	5,50	83,33	76,08		6,03			266,10	55,00		
Agosto	18,96	5,27	7,15	80,18	72,20	71,24	5,44	5,39		154,90	26,00	47,30	15,84
Setembro	21,41	5,95	7,90	78,49	70,07	70,03	5,33	5,02		72,10	11,00	17,32	9,52
Outubro	22,52	6,26	8,35	76,82	69,08	70,71	5,19	5,38		34,50	22,00	11,40	1,77
Novembro	21,52	5,98	8,95	76,42			5,22			30,10			
Dezembro	20,80	5,78	7,80	77,19			5,33			41,40			

Pode-se ver, por exemplo, que Outubro é o mês com maior radiação global horizontal média (6,26 KWh/m<sup>2</sup>) e o mês com menor índice de nebulosidade (5,19/ céu).

As medições dos níveis de chuva são diferentes comparados entre as estações. Para verificar essas diferenças, o INMET relaciona períodos a cada três meses, como mostra-se na Tabela 24. Por exemplo, o trimestre de Agosto, Setembro e Outubro, onde os valores medidos na nova estação do CEAR, e as estações INMET são baixos comparados com os níveis de chuva da Tabela 24 para o mesmo trimestre.

Tabela 24. Precipitação acumulada por períodos de três meses, para João Pessoa. Tomado de: Inmet.gov.br. Acesso em 27/09/2016.

Climatologia da Faixa Normal (Tercil Médio) - Referência para o Prognóstico Climático -												
Precipitação Acumulada no Período (mm)*												
TRIMESTRE	JAN FEV MAR	FEV MAR ABR	MAR ABR MAI	ABR MAI JUN	MAI JUN JUL	JUN JUL AGO	JUL AGO SET	AGO SET OUT	SET OUT NOV	OUT NOV DEZ	NOV DEZ JAN	DEZ JAN FEV
<b>Limite Superior da Faixa Normal</b>	396.7	569.7	719.6	867.7	888.7	776	517.1	272	141.9	98.9	152.6	239.1
<b>Média</b>	347.2	502.3	638.4	776.1	796	696.8	460.2	238.4	123.3	87	132.9	208.7
<b>Limite Inferior da Faixa Normal</b>	253.2	384.5	504.4	633.2	653	576.4	368.3	175.6	82	65.7	92.6	148.6

É conveniente lembrar que a chuva é um fator climático localizado, e que pode variar para cada zona. Assim, os dados que serão utilizados serão os medidos na antiga estação do LES.

## 4.2. MEDIÇÕES

O período de medições foi dividido etapas, dependendo da disponibilidade de equipamentos e ferramentas. Cada uma das etapas e as suas conclusões são expostas a seguir,

#### 4.2.1. Etapa I: Instalação do Datalogger Ammonit® Meteo-40 e alguns dos equipamentos de medição da estação climatológica no CEAR-UFPB.

Maio/2016.

A estação climatológica foi instalada no teto do CEAR com 14 painéis fotovoltaicos. Os suportes dos painéis são suficientemente altos para receber vento e não estariam sombreados por as árvores da vizinhança. Os três painéis policristalino Solarex® MSX-77 foram utilizados para alimentar as baterias do datalogger. Assim, a estação climatológica do CEAR começou registrar informação desde os últimos dias de Julho de 2016, com ajustes e modificações durante os seguintes subseqüentes.

A estação climatológica do CEAR conta então com:

- 14 painéis fotovoltaicos de silício monocristalino de 70Wp cada, ligados em serie e conectados na rede, instalados sobre os suportes com inclinação de 9,5° sobre a horizontal, e alinhados para o norte geográfico. As características elétricas dos painéis m-si Isofotón® são mostradas na Tabela 25, e na Figura 64. A Figura 65 mostra os 14 módulos instalados, com a sua etiqueta de características elétricas.

Tabela 25. Características dos módulos fotovoltaicos m-Si ISOFOTÓN IS-70/12, utilizados na estação meteorológica do CEAR.

<b>MÓDULO FOTOVOLTAICO m-Si ISOFOTÓN IS-70/12</b>	
<b>Dimensões</b>	1.224 X 545 X 39,4 mm
<b>Peso</b>	9 Kg
<b>Potência máxima</b>	70 Wp +/- 10 %
<b>Corrente de Máxima potencia</b>	4,05 A
<b>Tensão de máxima potencia</b>	17,3 V
<b>Corrente de curto circuito</b>	4,2 A
<b>Tensão de circuito aberto</b>	21,6 V
<b>T<sub>NOCT</sub> (800 W/m<sup>2</sup>, 20°C, MA 1.5, 1m/s)</b>	47 °C
<b>Corrente máxima do fusível em serie</b>	10 A
<b>Tensão máxima do sistema</b>	760 V
<b>Coefficiente de temperatura de Voc (β)</b>	-0,378 % / °C
<b>Coefficiente de temperatura de Isc (α)</b>	0,0254 % / °C
<b>Coefficiente de temperatura de Pmax (γ)</b>	-0,48 % / °C
<b>Caixas de conexão</b>	1 X IP 65 com diodo de Bypass
<b>Terminal de conexão</b>	Borne com parafusos com possibilidade de soldagem
<b>Tipo de células</b>	Silício monocristalino, com textura e com capa antirefletiva
<b>Tamanho das células</b>	125 x 125 mm

<b>Contatos</b>	Redundantes em cada célula
<b>Células em serie</b>	36
<b>Células em paralelo</b>	1
<b>Laminado</b>	Eva (Etilen – Vinil Acetato)
<b>Cara posterior</b>	Protegida com Tedlar/poliéster de varias capas
<b>Cara frontal</b>	Vidro temperado e micro-estruturado de alta transmissividade
<b>Quadro</b>	Alumínio Adonisado
<b>Aterramento</b>	Sim
<b>Certificações</b>	IEC 61215 Ed.2, IEC 61730 Tipo II Mediante Certificado TÜV; CE

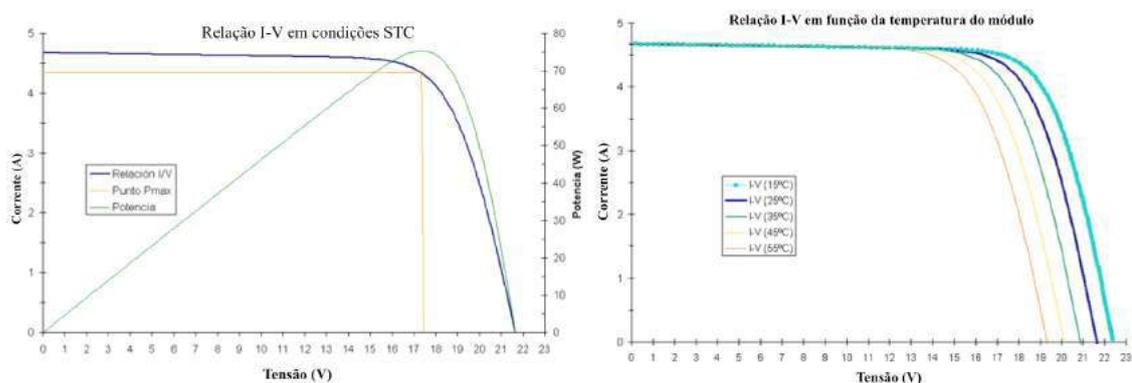


Figura 64. Relações de corrente e tensão dos módulos ISO FOTÓN IS-70. Fonte: Leadersolar.es.



Figura 65. Módulos Isofotón instalados na estação climatológica do CEAR. Fonte: Autoria própria.

- Um inversor SunnyBoy® 1100 mostrado na Figura 66 (sem medidor de corrente nem de tensão instantânea de entrada);



Figura 66. Inversor DC-AC SunnyBoy 1100 instalado na estação climatológica do CEAR. Fonte: Autoria própria.

- Um datalogger Ammonitor® Meteo-40 (Figura 67), para registrar todos as medições. Automaticamente ele envia para o servidor os dados medidos. O datalogger é alimentado por duas baterias, ligadas com um controlador de carga e dois painéis fotovoltaicos de silício policristalino em serie Solarex® MSX-77 (Figura 68) o qual atinge 77Wp de potência máxima cada, com  $I_{MP}$  de 4,56A e  $V_{MP}$  de 16,9V;



Figura 67. Datalogger Ammonitor® Meteo-40 instalado para controlar as medições de alguns instrumentos climatológicos.  
Fonte: Autorialia propia.



Figura 68. Módulos FV p-Si Solarex® MSX-77 instalados na estação climatológica no CEAR para alimentar as baterias do datalogger Ammonit® Meteo-40. Fonte: Autorialia própria.

- Um Suntracker EKO® (Figura 69) com um Pireliômetro (para medir a radiação direita) e outro piranômetro para medir a radiação difusa (DHI);



Figura 69. SunTracker EKO® instalado na estação meteorológica do CEAR. Fonte: Autorialia própria.

- Um Piranômetro para medir radiação global horizontal (GHI);
- Um Sensor fotovoltaico para medir a radiação no mesmo plano inclinado dos painéis, marca Ingenieurburö Mencke & Tegtmeyer GmbH (9,5° de inclinação para o norte);
- Um sensor de velocidade do vento (anemômetro);
- Um sensor de direção do vento (biruta);
- Um sensor de umidade do ambiente e temperatura ambiente;
- Um sensor de nível de chuva (pluviômetro);
- Oito sensores de temperatura PT-100, instalados na face frontal e traseira.



Figura 70. Sensores PT-100 de temperatura. Instalação nas faces frontais e traseiras. Fonte: Autoria própria.

A seguir, as marcas e modelos de cada sensor ligado no datalogger,

Tabela 26. Instrumentos de medição conectados no datalogger, tipo, modelo e altura.

Rótulo	Tipo	Modelo	Altura	Serial No.	Taxa
Anemometer	Anemômetro	Thies Anemometer First Class Advanced	6	4335110000	5 s
Wind Vane TMR	Biruta	Thies Wind Vane 10 Bits Serial Synchron	6	4312970701	5 s
Hygro/Thermo	Higrômetro-termômetro	Galltec Thermo-Hygro Active KP	6		5 s
Barometer	Barômetro	Barometric Pressure Sensor AB60	5		5 s
Precipitation	Precipitação	Young Precipitation Sensor	6		5 s
DHI (Diffuse Horizontal Irradiance)	Solar Sensor	Hukseflux Pyranometer LP02	6	45964	5 s
DNI (Direct Normal Irradiance) Pyrheliometer	Solar Sensor	Pyrheliometer MS-56	6		5 s
GHI (Global Horizontal Irradiance)	Solar Sensor	Pyranometer CMP 11	6	120419	5 s
GTI (Global Tilt Irradiance) PV Cell	Outro sensor	Analog Voltage	6	01e-00103-05-14100015	5 s

#### 4.2.2. Etapa II: Medições de temperatura dos painéis. Julho/2016.

Inicialmente, com ajuda de uma câmara infravermelha FLUKE® VT-02, mostrada na Figura 71, verificou-se que as células dos módulos apresentam diferentes temperaturas entre elas, e também entre os próprios módulos. A teoria anunciava que os módulos com maior altura (maior influência do vento) teriam uma temperatura de trabalho  $T_c$  menor do que os módulos mais baixos e com menos presença do vento (Skoplaki. Et. Al. 2008). A câmara infravermelha mostra a distribuição das temperaturas, e pode-se ver as temperaturas maiores para os módulos mais baixos com menor influência do vento.

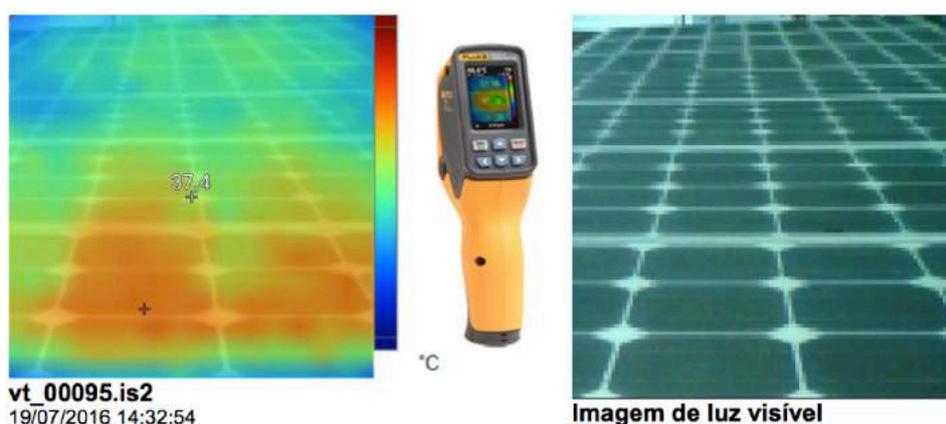


Figura 71. Detalhe do mapa de calor dos módulos FV instalados no CEAR, ligados na rede, e medido com um Termômetro IR Visual VT02 da Fluke®. Foto tomada o 19 de Júlio de 2016, as 14:32 horas. Fonte. Adaptado de Fluke.com, e fotos de autoria própria.

Porém, a câmara mostra somente a temperatura pontual do centro da imagem, e apresenta um erro de medição de  $\pm 2^{\circ}\text{C}$  dependendo da distancia entre a câmara e a superfície de medição. Para ter então um resultado com maior exatidão, foram colocados quatro sensores de temperatura nas faces superiores e quatro nas faces traseiras dos módulos (em diferentes alturas). Os sensores utilizados foram de tipo PT-100, adequados para temperatura de entre  $-20^{\circ}\text{C}$  e  $+150^{\circ}\text{C}$  (FRONIUS, 2015). O aumento na temperatura aumenta o valor da resistência dos sensores, com um valor de típico 100 Ohms para  $0^{\circ}\text{C}$ , Esses sensores foram caraterizados para verificar o seu comportamento e obter assim a relação mostrada na Figura 72 a seguir,

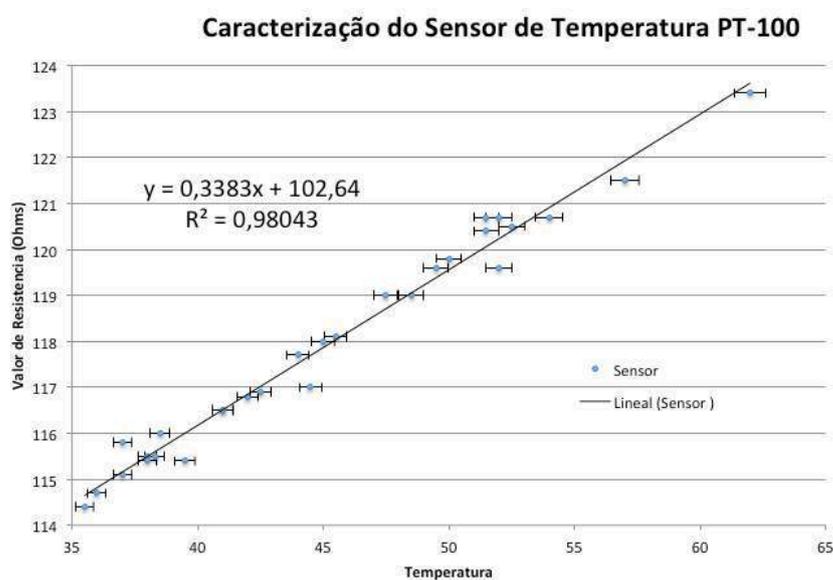


Figura 72. Caracterização do sensor de temperatura PT-100. Fonte: Autoria própria.

Cada sensor foi instalado com pasta térmica para melhorar o contato térmico, e fixado com cola e fita, como se mostra na Figura 70. A seguir na Tabela 27 mostra-se os primeiros resultados das medições de temperatura com os sensores PT-100, e com a câmera Fluke® VT-02 apontando os sensores, assim como as medições de outros fatores climáticos nesse mesmo instante.

Tabela 27. Tabela de medições de temperatura dos módulos fotovoltaicos, e cálculo teórico da temperatura da célula com diferentes equações.

	Max	Med	Min													
TEMPERATURA AMB CEAR	28,57	28,49	28,38	28,83	28,57	28,43	29,17	28,82	28,29	28,97	28,53	28,28	29,06	28,74	28,46	
RADIAÇÃO	1118,84	875,42	256,82	1197,65	818,58	250,60	1219,64	535,81	271,11	1201,69	915,41	258,66	1232,10	506,91	242,54	
VENTO	5,10	2,30	0,78	5,00	2,18	0,50	5,70	2,42	0,65	4,64	1,94	0,53	7,80	2,33	0,68	
UMIDADE	65,01	63,77	62,58	65,02	63,32	61,63	64,06	62,25	60,68	63,77	62,98	61,81	64,04	62,53	60,67	
DIREÇÃO DO VENTO	184,17			185,87			170,74			14,77			187,70			
HORA	10:41			10:51			11:00			11:11			11:21			
	PT-100		Camera													
Frontal	Ohm	Temp	Temp	Delta	Ohm	Temp	Temp	Delta	Ohm	Temp	Temp	Delta	Ohm	Temp	Temp	Delta
Alto	116,1	39,143	38	-1,143	117,2	42,393	41,4	-0,993	118,3	45,643	44,8	-0,843	115,8	38,257	38	-0,257
	116,8	41,211	39,5	-1,711	118,6	46,529	41,8	-4,729	119,1	48,006	46,6	-1,406	117,8	44,165	40,8	-3,365
	117,7	43,870	41,7	-2,170	119,7	49,778	43	-6,778	118,6	46,529	46,3	-0,229	117,2	42,393	41,3	-1,093
Baixo	117,6	43,575	39,3	-4,275	118,9	47,415	39,9	-7,515	117,8	44,165	39,6	-4,565	117,1	42,097	40,1	-1,997
Traseira																
Alto	117	41,802	43	1,198	117,8	44,165	43,6	-0,565	118,7	46,824	48,4	1,576	116,1	39,143	42,2	3,057
	117,8	44,165	44,6	0,435	118,9	47,415	44,5	-2,915	119,8	50,074	46,5	-3,574	117,5	43,279	43,6	0,321
	118,1	45,052	45,6	0,548	119,3	48,597	44,4	-4,197	118,9	47,415	47,4	-0,015	117,3	42,688	43,6	0,912
Baixo	118,4	45,938	45,4	-0,538	119,9	50,369	43,7	-6,669	118,5	46,233	44,5	-1,733	117,8	44,165	46,8	2,635

Pode-se ver na tabela anterior que a temperatura dos módulos com menor altura são sempre maiores do que a temperatura dos painéis mais altos (ver a medição dos sensores PT-100 na Tabela 27). Também se confirmou que a temperatura da face traseira é normalmente maior do que a temperatura da face superior, e que as medições com a câmara não são confiáveis.

Para reduzir variáveis de análise (altura dos módulos) decidiu-se realizar as próximas medições só no painel superior, o qual encontra-se quase na mesma altura do anemómetro. Mesmo assim, os valores de tensão e temperatura medidos serão unicamente do painel superior, mas este último seguirá conectado em série com outros 9 painéis, (número mínimo para atingir com os 150 volts de entrada no inversor). Para os seguintes testes (etapa III) foram desconectados quatro painéis com células defeituosas, evitando assim limitação de corrente na saída do arranjo. Algumas das células defeituosas são mostradas na Figura 73 a seguir,



Figura 73. Algumas das células quebradas em alguns dos módulos instalados. Fonte: Autoria Própria.

#### 4.1.2.1. Análise de resultados da etapa II.

- Confirmou-se que os painéis fotovoltaicos com menos altura, mantêm uma temperatura maior devido à pouca influência do vento;
- Vários dos painéis fotovoltaicos utilizados apresentam células defeituosas. Para evitar redução na corrente do sistema, são desconectados os 4 módulos com mais células estragadas.

#### 4.1.3. Etapa III: Medições manuais da temperatura, corrente e tensão do módulo superior (amostragem manual cada 30 segundos, medidas cada 10 min). Agosto/2016.

Uma vez instalados todos os equipamentos do datalogger Ammonit®, realizaram se algumas amostras de todas as variáveis durante quatro dias diferentes, entre o 16 e o 22 de Agosto de 2016. Algumas das medições não puderam ser feitas automaticamente devido ao inversor entregar apenas a informação de potência e a tensão CC instantânea, mas não são registrados. Ademais, o datalogger não conta com mais canais para registrar automaticamente as medições da temperatura do painel.

As medições automáticas no datalogger registram amostras cada 5 segundos, e calculando valores médios a cada 10 min. As medições manuais feitas durante esses testes tomavam uma amostra manualmente cada 30 segundos, para depois calcular a media também cada 10 min. As medições manuais foram: a temperatura superior com a câmara Fluke®; a temperatura traseira dos painéis (4 sensores PT-100); a tensão de saída do painel; e a corrente de saída do painel, como se mostra nos instrumentos da Figura 24.



Figura 74. Medições manuais. De esquerda pra direita: Resistência total dos 4 sensores para obter a temperatura traseira do painel superior (ohms), tensão de saída (Volts) e corrente de saída (Ampers), do 20 de agosto de 2016 as 15:30h aproximadamente. Fonte: Autoria própria.

Os valores de temperatura com a câmara, de novo foram valores de pouca confiabilidade devido à variação temperatura por cada centímetro de distância da superfície em medição, pelo qual se decide não ter esses valores em consideração.

Os dados de nebulosidade foram obtidos das estações climatológicas de INMET, para os dias 16, 20, 21 e 22 de Agosto. Esses valores são valores médios e mostrados só três vezes ao dia: meia noite, meio dia e 18 horas. O dia 21 de Agosto foi principalmente nublado, o que explica os valores baixos de corrente de saída e baixa potência de saída.



Figura 75. Alta presença de nuvens para o dia 21 de agosto, resultando em baixos valores de corrente de saída dos painéis fotovoltaicos. Fonte: Autoria própria.

Assim, foi necessário um terceiro dia de medições, o 22 de agosto, a presença de nuvens foi muito menor, gerando assim correntes de saída maiores. Consolidaram-se então 85 amostras das medições automáticas e manuais, durante os 4 dias e diferentes horas do mês de Agosto de 2016. As 85 amostras foram organizadas segundo os maiores valores de eficiência, como mostra se na Tabela 28. Pode-se calcular facilmente a eficiência para estas amostras, com a Equação (43) de eficiência, tendo a corrente e a tensão de saída do painel, a área efetiva e o valor de irradiância sobre o plano inclinado. Alguns dos fatores climáticos foram ressaltados em escala de cores, onde com verde mostra-se os valores maiores, e com vermelho os menores valores.

Tabela 28. Organização das amostras segundo os maiores valores da eficiência instantânea medida na saída do painel.

Amostra	Data	Hora	Chuva NMET Convencional	Chuva NMET Estação	Anemômetro Velocidade do vento (m/s)	Umidade [%]	Nebulosidade Meia (Decimos)	Piranometro GHI (W/m2)	Radiacao Plano Inclinado	Silicon Irradiance Sensor 9.5	Temperatura Ambiente (oC)	Temperatura Superf. Painel (Sensor)	Temperatura Face Traseira Painel (Sensor)	Tensão de Saída (V)	Corrente de Saída (A)	Potencia Instantanea na Saída do painel (W)	Eficiencia medida P/(A.G)
352	21	10:30	0.00	0.00	1.17	66.44	6.00	652.87	651.82	636.00	29.51	44.04	42.47	15.72	2.77	44.03	0.1233
219	20	12:20	0.00	0.00	1.44	59.94	10.00	974.56	984.89	956.45	30.13	51.68	48.75	18.48	3.43	63.90	0.1177
92	16	15:10	0.00	0.00	1.28	67.67	6.00	396.71	418.91	393.00	29.34	37.65	37.20	15.77	1.58	25.49	0.1153
493	22	10:00	0.00	0.00	1.40	62.53	3.00	490.60	488.21	465.99	30.06	47.85	45.66	15.03	1.90	29.17	0.1113
364	21	12:30	0.00	0.00	1.42	63.30	4.00	690.67	706.21	680.49	29.80	44.34	44.34	15.37	2.73	42.57	0.1112
232	20	14:30	0.00	0.00	1.27	63.36	10.00	326.56	333.86	318.67	29.51	38.49	36.72	18.74	1.05	19.73	0.1101
94	16	15:30	0.00	0.00	1.39	70.16	6.00	171.99	181.76	168.30	28.37	40.82	30.32	14.85	0.69	10.37	0.1096
214	20	11:30	0.00	0.00	1.59	56.71	6.00	1054.30	1062.46	1039.57	30.51	58.90	57.75	17.20	3.70	63.64	0.1088
215	20	11:40	0.00	0.00	1.44	57.79	6.00	990.01	1000.73	975.26	30.43	56.71	55.16	17.48	3.40	59.47	0.1084
344	21	09:10	0.00	0.00	1.82	66.92	6.00	724.43	717.68	706.54	29.09	45.81	41.33	15.62	2.73	43.05	0.1083
230	20	14:10	0.00	0.00	1.31	63.31	10.00	524.01	538.99	518.47	29.36	40.54	38.77	18.58	1.68	31.14	0.1068
489	22	09:20	0.00	0.00	1.30	66.88	3.00	442.46	435.94	418.62	28.74	38.98	37.26	15.45	1.60	25.10	0.1066
233	22	14:40	0.00	0.00	1.48	64.21	10.00	366.78	378.24	357.30	29.34	36.58	35.32	18.08	1.07	21.39	0.1064
348	21	09:50	0.00	0.00	1.32	65.63	6.00	414.17	412.18	398.45	29.40	42.53	40.25	15.51	1.51	23.74	0.1059
216	20	11:50	0.00	0.00	1.52	57.89	6.00	1022.97	1035.65	1008.79	30.60	55.95	54.12	17.80	3.34	59.49	0.1048
361	21	12:00	0.00	3.40	1.30	63.20	4.00	626.34	628.79	616.41	30.13	52.32	49.66	15.20	2.36	36.09	0.1041
351	21	10:20	0.00	0.00	1.27	64.79	6.00	603.16	598.51	581.71	29.70	48.48	45.92	15.44	2.13	33.37	0.1020
488	22	09:10	0.00	0.00	1.23	66.27	3.00	302.14	299.65	286.07	28.77	36.09	33.56	14.62	1.11	16.36	0.1017
217	20	12:00	0.00	9.20	1.66	58.41	10.00	968.88	978.21	957.09	30.64	54.82	54.82	17.91	3.05	54.54	0.1013
485	22	08:40	0.00	0.00	1.43	65.63	3.00	480.43	473.33	458.02	29.26	41.20	38.69	14.64	1.71	25.73	0.0999
490	22	09:30	0.00	0.00	1.32	66.17	3.00	503.03	498.38	481.14	28.79	40.44	38.33	15.68	1.69	26.99	0.0997
497	22	10:40	0.00	0.00	1.40	60.53	3.00	959.71	960.11	937.53	30.75	53.97	51.10	15.23	3.43	52.57	0.0997
218	20	12:10	0.00	0.00	1.32	59.49	10.00	573.65	585.25	566.16	30.31	45.04	46.68	17.99	1.76	31.61	0.0993
354	21	10:50	0.00	0.00	1.32	64.16	6.00	719.35	726.92	705.73	29.66	46.29	45.52	15.35	2.50	38.84	0.0978
522	22	14:50	0.00	0.00	1.44	63.85	5.00	441.23	460.20	430.92	30.12	40.76	38.94	15.79	1.48	23.70	0.0978
495	22	10:20	0.00	0.00	1.15	62.47	3.00	911.84	911.11	890.03	29.98	49.1	46.36	15.47	3.14	48.93	0.0977
524	22	15:10	0.00	0.00	1.17	63.95	5.00	469.15	492.95	459.07	30.11	40.56	38.37	16.29	1.55	25.23	0.0977
379	21	15:00	0.00	0.00	1.45	66.43	4.00	376.67	394.99	375.19	29.55	39.47	37.40	15.68	1.29	20.50	0.0971
349	21	10:00	0.00	0.00	1.13	66.65	6.00	438.76	431.21	420.99	29.10	40.54	38.28	15.64	1.45	22.56	0.0968
503	22	11:40	0.00	0.00	1.54	62.01	3.00	663.52	668.20	653.65	30.74	48.36	45.88	15.20	2.31	35.56	0.0967
519	22	14:20	0.00	0.00	1.48	64.22	5.00	546.26	564.86	533.03	29.91	41.34	38.85	15.40	1.85	28.84	0.0962
363	21	12:20	0.00	0.00	1.23	63.84	4.00	672.41	690.33	675.48	30.06	47.48	44.18	15.25	2.37	36.51	0.0961
355	21	11:00	0.00	0.00	1.56	63.71	6.00	720.41	717.47	696.86	29.94	50.70	46.99	15.13	2.45	37.58	0.0959
515	22	11:50	0.00	0.00	1.32	62.58	6.00	880.78	885.84	859.75	29.40	47.20	43.83	15.46	2.36	46.28	0.0957
502	22	11:30	0.00	0.00	1.30	60.20	6.00	963.79	970.07	946.14	31.33	58.44	55.04	16.87	3.03	45.21	0.0952
517	22	14:00	0.00	0.00	1.45	62.92	5.00	722.69	748.48	718.76	29.70	44.97	43.09	15.76	2.42	38.40	0.0950
353	21	10:40	0.00	0.00	1.54	65.37	6.00	612.51	619.81	604.89	29.46	46.88	44.28	15.64	2.03	32.11	0.0944
358	21	11:30	0.00	0.00	1.39	62.51	6.00	970.26	980.18	958.25	30.39	56.43	52.35	15.05	3.35	50.70	0.0941
362	21	12:10	0.00	0.00	1.28	64.23	4.00	516.83	523.62	516.73	30.22	46.11	43.65	15.32	1.75	27.15	0.0934
504	22	09:50	0.00	0.00	1.32	62.56	6.00	1016.08	1012.75	993.38	30.25	51.51	49.28	15.38	2.36	38.84	0.0932
501	22	11:20	0.00	0.00	1.71	60.91	3.00	1170.80	1176.84	1145.45	30.89	59.40	56.11	14.98	3.00	50.95	0.0927
231	20	14:20	0.00	0.00	1.72	63.37	10.00	531.36	548.07	526.06	29.37	39.08	36.93	18.88	1.45	27.32	0.0923
521	22	14:40	0.00	0.00	1.63	63.09	5.00	535.90	559.59	527.71	30.23	42.58	40.36	15.85	1.72	27.35	0.0921
500	22	11:10	0.00	0.00	1.40	59.46	3.00	878.64	888.19	878.04	31.28	55.64	52.51	14.99	3.00	45.38	0.0919
516	22	13:50	0.00	0.00	1.51	62.58	5.00	520.01	518.76	515.39	29.54	45.89	43.48	15.19	1.72	26.63	0.0918
486	22	08:50	0.00	0.00	1.39	66.29	3.00	380.00	374.29	357.74	28.85	37.33	36.33	14.54	1.28	18.40	0.0914
383	21	15:40	0.00	0.00	1.07	67.69	4.00	209.22	218.81	201.39	29.32	35.13	33.44	15.17	0.67	10.35	0.0914
499	22	11:00	0.00	0.00	1.15	60.14	3.00	865.61	872.60	861.34	31.04	54.08	50.99	15.01	2.92	44.22	0.0913
390	21	10:10	0.00	0.00	1.22	66.30	6.00	566.14	562.26	546.57	29.09	40.36	41.30	15.74	1.75	28.00	0.0911
357	21	11:20	0.00	0.00	1.37	66.59	6.00	910.42	914.28	887.62	29.39	47.59	44.18	15.45	2.94	45.46	0.0910
484	22	10:10	0.00	0.00	1.15	63.21	4.00	639.64	628.38	609.86	29.74	44.73	41.73	15.42	2.00	31.21	0.0910
347	21	09:40	0.00	0.00	1.24	65.29	6.00	526.85	522.54	510.45	29.44	41.04	40.55	15.66	1.65	26.07	0.0908
506	22	12:10	0.00	0.00	1.66	62.73	5.00	793.11	755.87	733.14	30.79	55.48	55.47	14.74	2.52	37.40	0.0907
382	21	15:30	0.00	0.00	1.23	67.41	4.00	264.99	279.37	259.91	29.28	34.51	32.82	15.55	0.84	13.24	0.0905
346	21	09:30	0.00	0.00	1.18	66.28	6.00	550.38	546.99	538.28	29.40	42.58	38.46	15.61	1.74	27.38	0.0904
516	22	13:50	0.00	0.00	1.64	63.64	5.00	486.17	498.68	476.25	29.67	41.24	39.51	15.24	1.56	24.21	0.0904
380	21	15:10	0.00	0.00	1.10	66.42	4.00	347.10	361.58	338.58	29.59	38.37	36.31	15.70	1.08	17.21	0.0904
514	22	13:30	0.20	0.00	1.41	64.16	5.00	712.73	731.49	703.61	30.04	45.67	47.08	15.32	2.30	35.67	0.0901
220	20	12:30	0.00	0.00	1.73	59.47	10.00	741.93	752.19	729.86	30.14	47.26	45.72	18.15	2.03	36.83	0.0897
378	21	14:50	0.00	0.00	1.50	64.04	4.00	397.11	416.66	396.04	30.37	42.70	40.08	15.37	1.27	19.98	0.0897
520	22	14:30	0.90	0.00	1.46	63.22	5.00	674.95	704.88	688.39	30.25	44.23	41.57	15.83	2.12	33.63	0.0894
46	16	15:40	0.00	0.00	1.41	71.21	6.00	120.19	126.49	118.54	29.95	37.97	28.10	14.97	0.41	8.88	0.0894
487	22	09:00	0.00	0.00	1.17	65.23	3.00	414.83	411.20	396.05	28.92	39.43	37.16	14.54	1.37	19.88	0.0892
236	20	15:10	0.00	0.00	1.19	64.82	10.00	275.77	287.10	269.33	29.06	35.42	32.32	15.49	0.87	13.42	0.0886
237	20	15:20	0.00	0.00	1.14	64.74	10.00	334.09	351.26	326.61	29.27	35.59	32.94	15.75	1.03	16.24	0.0884
375	21	14:20	0.00	0.00	1.42	61.05	4.00	610.68	636.31	606.29	30.75	48.16	40.75	15.46	1.93	29.99	0.0879
505	22	12:00	0.00	0.00	1.49	63.02	5.00	1129.91	1138.49	1112.75	30.54	54.21	50.43	15.33	3.37	54.98	

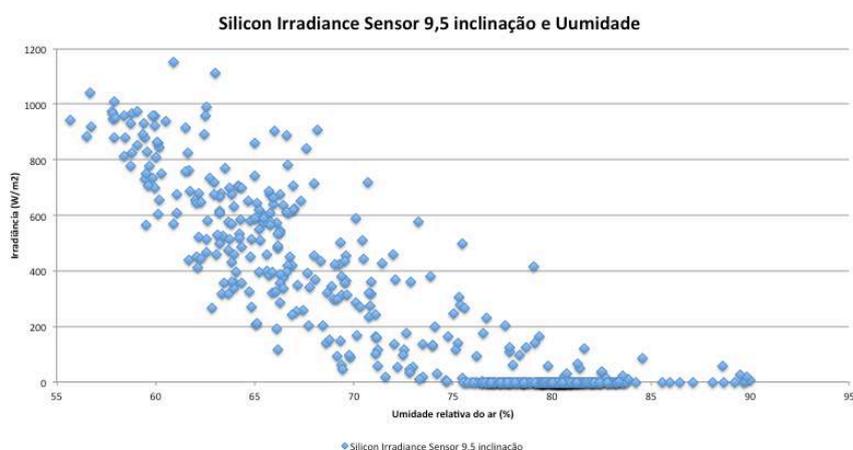


Figura 76. Relação entre irradiância instantânea medida sobre o plano inclinado e a umidade relativa do ar. Amostras obtidas entre o 16 e o 21 de Agosto de 2016, com o datalogger do CEAR-UFPB. Fonte: Autoria própria.

Do mesmo modo, tanto a umidade relativa, como o vento apresentam os maiores valores ao redor do meio dia. Essa correlação mostra-se na Figura 77 a seguir,

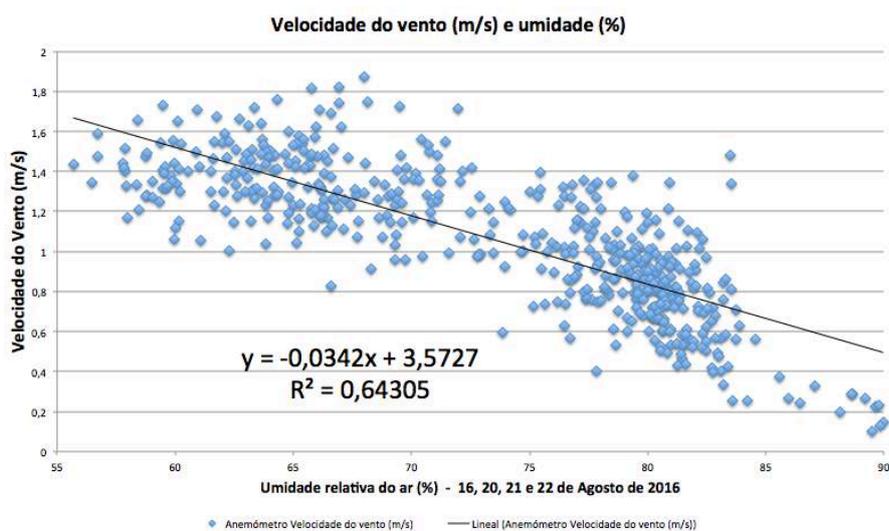


Figura 77. Relação entre a velocidade do vento e a umidade relativa do ar, medidas na estação climatológica do CEAR. Amostras tomadas entre o 16 e o 22 de Agosto de 2016. Fonte: Autoria própria.

Por outro lado, pode-se verificar que a temperatura das faces frontais e traseiras tem uma relação linear entre elas. A correlação entre a temperatura das duas faces pode-se ver na Figura 78 a seguir,

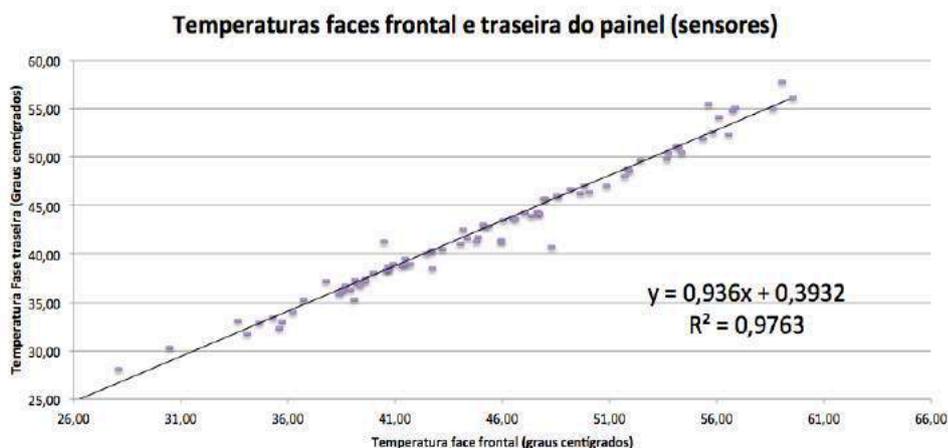


Figura 78. Correlação entre temperatura da face frontal e traseira medidas para um painel fotovoltaico Isofotón de 70Wp de silício monocristalino. Fonte: Autoria própria.

Segundo TamizhMani (2003), Amy (2006), Ciulla (2013) e Montgaleuil (2003), a temperatura interna das células dentro do módulo é tão próxima à temperatura face traseira que essa face pode ser considerada como uma boa aproximação para a determinação de  $T_c$ . A temperatura da face traseira é normalmente inferior do que a temperatura da face frontal do painel. A diferença da média das temperaturas entre as faces determinou que a face traseira está em média  $2,48^\circ\text{C}$  a menos do que a temperatura da face frontal. Isso pode-se ver nas linhas vermelha (temperatura traseira) e linha roxa (temperatura traseira) na Figura 79,

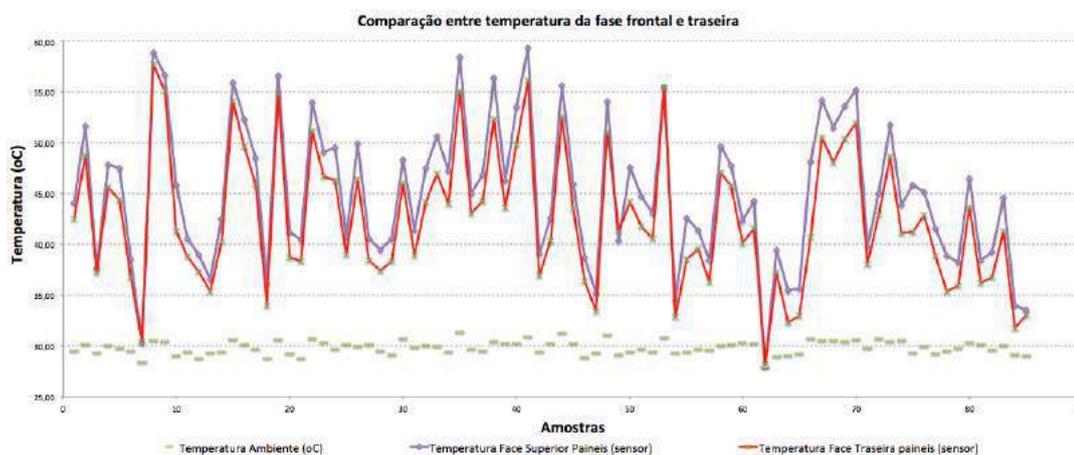


Figura 79. Temperaturas ambiente, face superior (frontal) e traseira dos painéis. Valores da eficiência medida para as 86 amostras de agosto 2016. Fonte: Autoria própria.

Utilizando as 86 amostras realizou-se uma comparação dos resultados das diferentes equações de  $T_c$  que consideram fatores climáticos como a temperatura ambiente, irradiância e a velocidade do vento (e umidade para TamizhMani (2003) para os cálculos com 5 variáveis),

para determinar assim, qual dessas equações se aproxima mais á temperatura medida com os sensores sobre as face frontal e traseira dos painéis (linha vermelha na Figura 80).

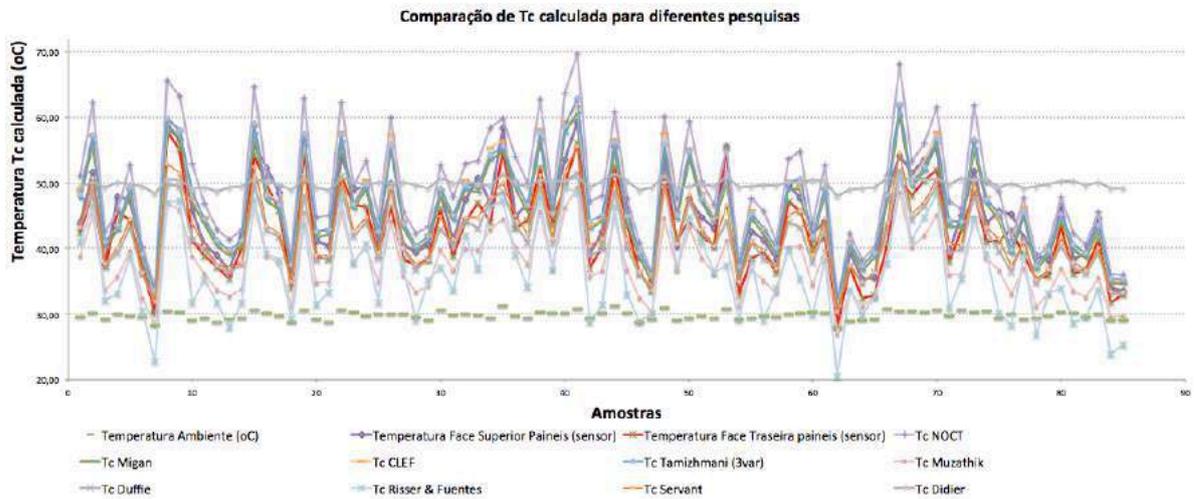


Figura 80. Comparação dos valores de  $T_c$  para diferentes pesquisas de diferentes autores. A linha vermelha corresponde a temperatura medida da superfície superior.

Um método para verificar a proximidade entre os valores calculados e os valores medidos é a análise da correlação entre a temperatura medida na face traseira e a temperatura calculada por cada uma das pesquisas. Essas correlações são mostradas na Figura 81, a seguir.

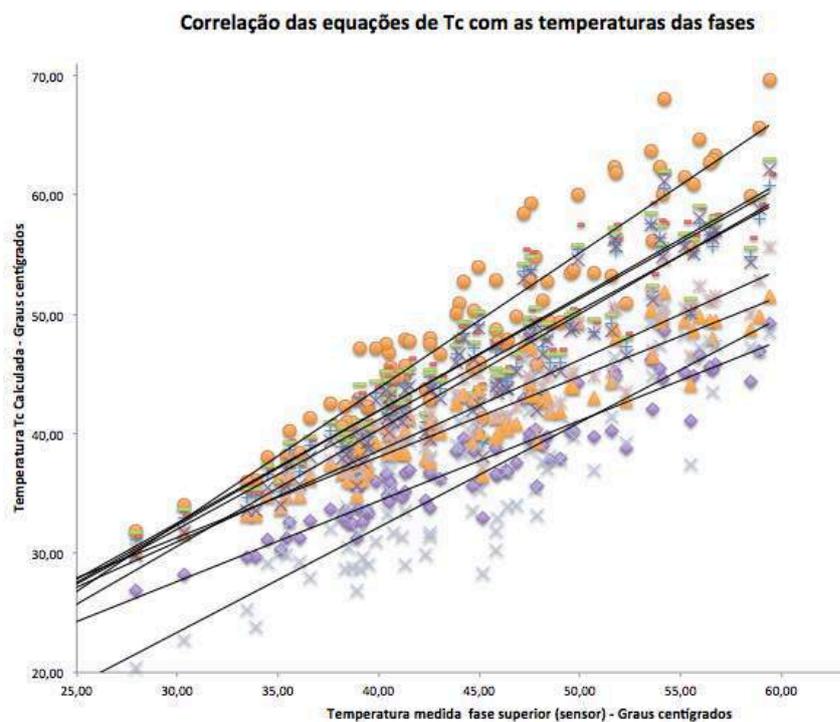


Figura 81. Correlações entre as temperaturas  $T_c$  calculadas com equações de distintas pesquisas, e as temperaturas das faces frontais e posteriores.

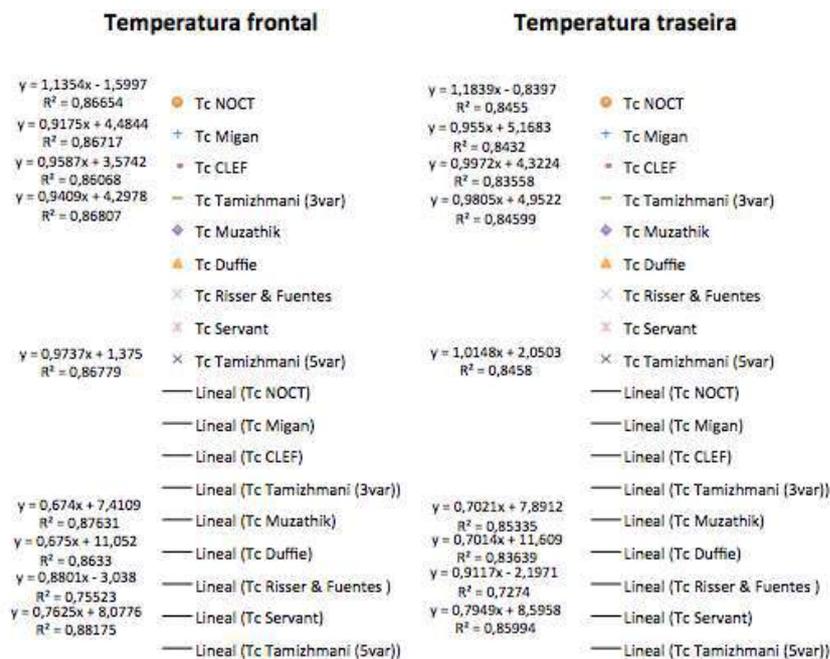


Tabela 29. Comparação das correlações entre as temperaturas medidas e os cálculos feitos para diferentes pesquisas. 86 amostras durante Agosto 2016. Fonte: Autoria própria.

Cada uma das linhas de tendência são mostradas na Tabela 29. A inclinação da linha (fator que acompanha a “x” na equação da linha) indica quão próximo o valor da temperatura calculada é ao valor da temperatura medida. A constante de cada equação de linha de tendência determina o erro da amostra com o valor de temperatura medido. O valor de  $R^2$  (coeficiente de determinação) indica quão a distribuição das amostras estão mais próximas à linha de tendência. A melhor correlação é aquela que tenha inclinação mais próxima a 1, a constante próxima a zero, e  $R^2$  também com convergência a unidade.

Foram selecionadas as primeiras 5 equações (de acima para baixo) com inclinação mais próxima a unidade, e com maiores valores de  $R^2$ . Sem embargo, é difícil determinar qual dessas correlações é melhor comparando esses fatores. Além disso, pode se observar na Figura 82 que não existe um comportamento evidente entre as variáveis climáticas e a eficiência medida (organizada de valores maiores à menores).

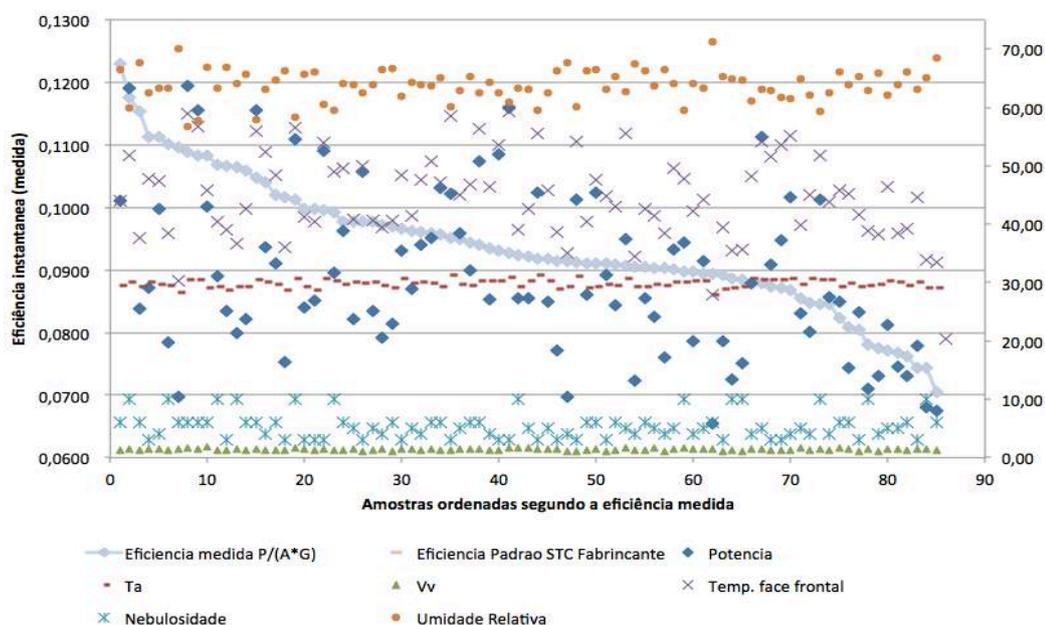


Figura 82. Comparação dos valores medidos de eficiência medida, potência instantânea na saída, temperatura ambiente, temperatura na face frontal do painel, velocidade do vento, nebulosidade e umidade relativa. Fonte: Autoria própria.

#### 4.2.4.1. Análise de resultados da etapa III

- A diferença da média das temperaturas medidas entre as faces frontal e traseira do módulo fotovoltaico superior determinou que a face traseira está em média  $2,48^{\circ}\text{C}$  a menos do que a temperatura da face frontal, lembrando que uma parcela da energia que atinge o módulo fotovoltaico é absorvida pelas células de silício. Para as seguintes etapas, será medida apenas a temperatura da face traseira, tal e como afirma TamizhMani (2003), Amy (2006), Ciulla (2013) e Montgaleuil (2003);
- A câmara termográfica não é uma ferramenta adequada para a medição de temperaturas. A câmara está destinada para visualizar zonas de temperaturas altas ou baixas, mas não para obter uma medição precisa de uma determinada superfície. Por isso, foi descartada para as próximas medições, e se determina usar sensores PT100, distribuídos na superfície a medir;
- A nebulosidade é um fator que afeta direta e instantaneamente a irradiância que chega sobre os painéis fotovoltaicos. Quanta maior a presença de nuvens, menor o valor de irradiância e da corrente gerada pelo módulo. Devido à rapidez com a que a corrente se reduz quando uma nuvem se interpõe no caminho dos raios

solares, dificulta-se a medição manual da corrente com multímetro, reduzindo a precisão das medições. Para as próximas medições manuais, decide-se não obter amostras durante os períodos com nebulosidade.

- Determinar a melhor equação de correlação entre a temperatura do módulo  $T_c$  medida e a calculada, apenas comparando  $R^2$  e a inclinação das linhas, não é um método confiável para realizar conclusões.
- Com um número de amostras baixo (neste caso 86) não é possível determinar uma tendência do comportamento da eficiência com respeito das variáveis climatológicas, de tal modo que decide se realizar uma nova etapa de medições com uma maior quantidade de amostras, e com uma frequência de amostragem maior.
- A eficiência média medida na Etapa III foi de 0,093, o que representa 30% menos da eficiência padrão dada pelo fabricante.

#### 4.2.4. Etapa IV: Medições manuais da temperatura traseira, corrente e tensão do módulo superior (amostragem manual cada 10 segundos).

Dezembro/2016.

Durante os dias 2 e 5 de Dezembro de 2016, realizaram-se medições manuais com uma separação entre amostras de 10 segundos (tempo suficiente para registrar manualmente o valor dos três multímetros), e sem ter em conta os períodos com nebulosidade no céu, já que a variação da irradiância instabiliza a medição manual. Foram coletados 610 amostras do dia 2 de Dezembro (Figura 84) e 1067 amostras o dia 5 de Dezembro (Figura 86). Os valores de corrente obtidos o dia 2 de Dezembro são instáveis devido à presença de nuvens durante a tarde.

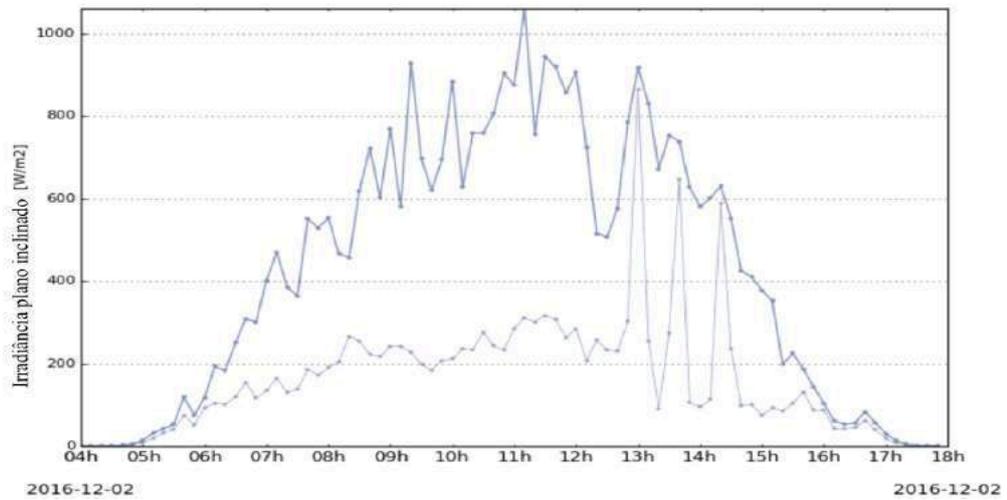


Figura 83. Irradiância media e valores mínimos no plano inclinado para o dia 2 de Dezembro de 2016. Fonte: Datalogger CEAR.

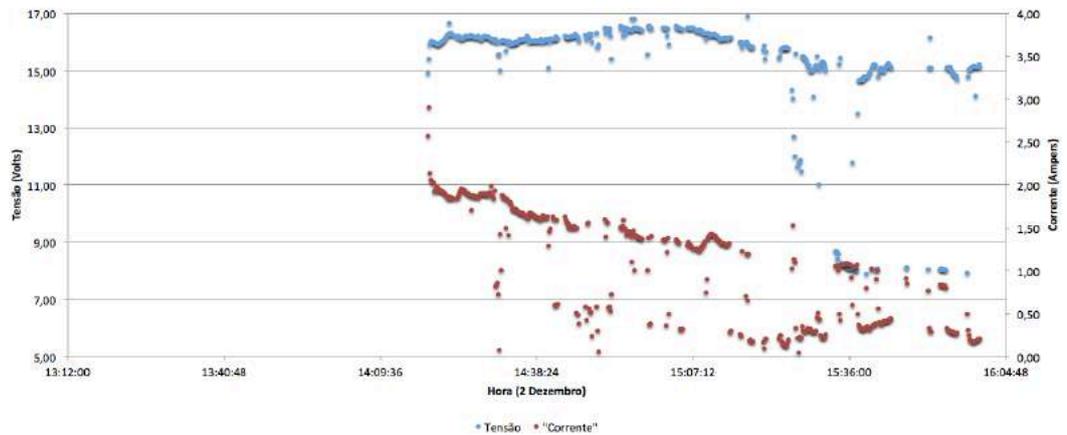


Figura 84. Medições de corrente e tensão do módulo fotovoltaico no CEAR, durante a tarde do dia 2 de Dezembro de 2016. Fonte: Autoria própria.

As medições do dia 5 de Dezembro apresentam um comportamento mais estável devido a que o céu esteve relativamente aberto e sem presença de nuvens.

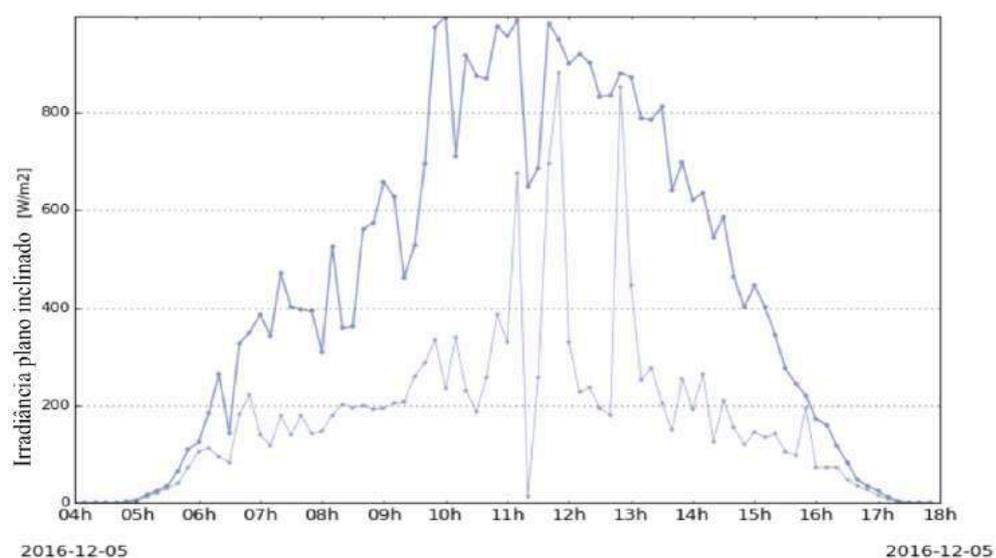


Figura 85. Irradiância média e valores mínimos no plano inclinado para o dia 5 de Dezembro de 2016. Fonte: Datalogger CEAR.

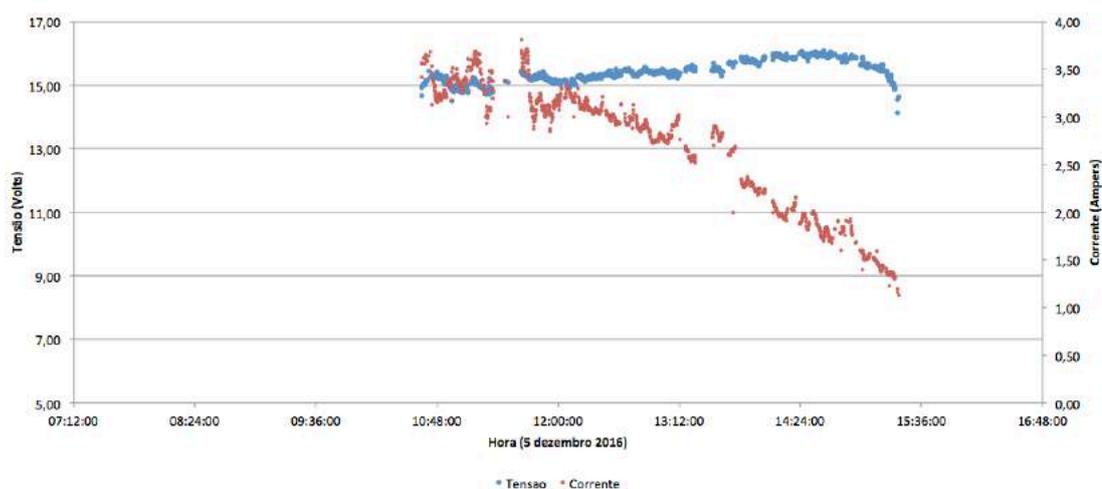


Figura 86. Medições de corrente e tensão do módulo fotovoltaico no CEAR, durante o dia 5 de Dezembro de 2016. Fonte: Autoria própria.

Na Figura 84 pode-se observar também que entre as 15:30 e 15:50 os valores de corrente e de tensão são reduzidos drasticamente. Foi observado que aparecia um sombreamento produzido por um cabo e por um poste da vizinhança (Figura 87). Durante o período de sombreamento, observa-se que a corrente e a tensão são fixadas pelo inversor em valores baixos procurando obter o ponto máxima potência de saída, mas com uma corrente baixa.



Figura 87. Sombreamento sobre o arranjo de módulos fotovoltaicos que aparece depois das 15:30 horas. O sombreamento reduz a corrente de saída do sistema. Fonte: Aatoria própria.

Para reduzir o efeito negativo do sombreamento (redução da corrente de saída do módulo com células sombreadas), alguns fabricantes utilizam diodos de *bypass* paralelo à um grupo de células, para não perder a corrente gerada pelas outras células funcionais. Assim, como se observa na Figura 88, a corrente pode passar pelos diodos de *bypass* para continuar seu caminho (VILLALVA, 2012).

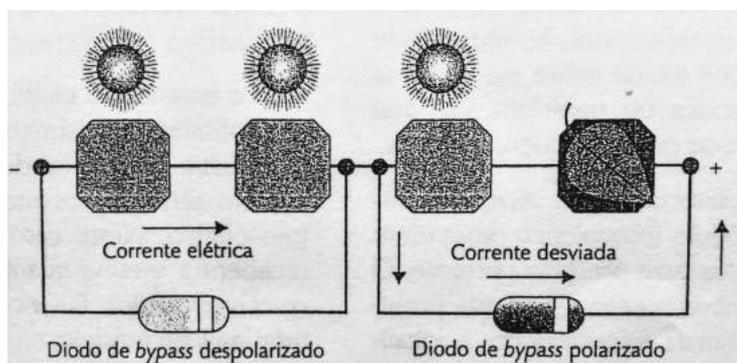


Figura 88. Representação do caminho da corrente elétrica em um módulo fotovoltaico com diodos de *bypass* e com sombra em uma das células. Fonte: Villalva 2012.

O sombreamento modifica então o ponto de máxima potência, pelo qual o inversor deverá obrigar aos módulos a fixar a sua tensão em um valor menor, como se mostra na Figura 89, e como se observou nas amostras obtidas durante tarde do dia 2 de Dezembro, depois das 15:30 horas, aproximadamente.

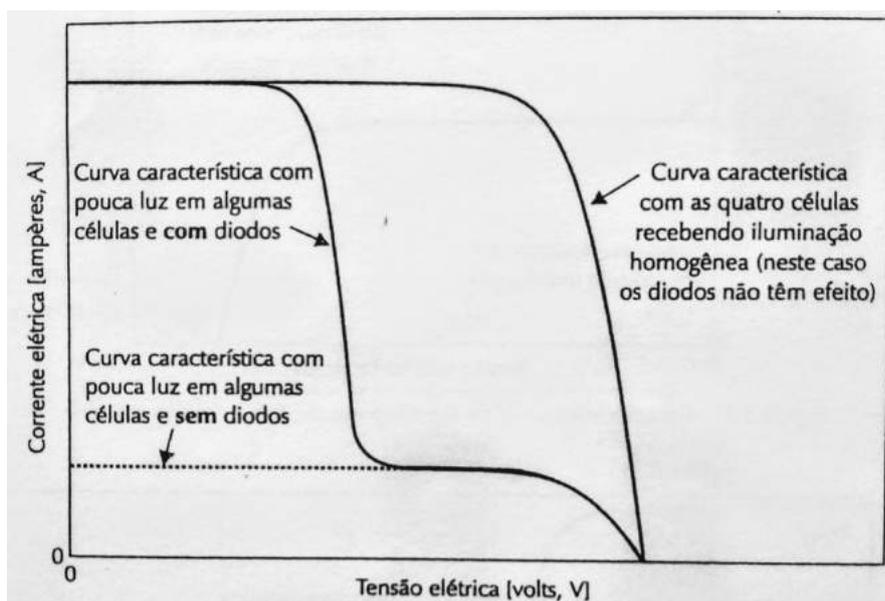


Figura 89. Resultado do sombreamento na característica IxV de um módulo fotovoltaico com e sem diodos de by-pass.

Fonte: Villalva 2012.

Para a análise de dados e cálculos de  $T_c$  e da eficiência, foram eliminados os dados do dia 2 de Dezembro devido a alta nebulosidade e ao sombreamento, porém mantidos todos os dados do dia 5 de Dezembro. Esta informação foi trabalhada no software Matlab®, para calcular valores de  $T_c$  e da eficiência.

Lembrando que a temperatura traseira foi medida com o valor de resistência dos sensores PT-100, e que a eficiência foi calculada tendo o valor da irradiância, a área das 36 células que compõem o painel ( $\text{área}=(0,124*0,124)-(0,02*0,02/2*4)=0,5247 \text{ m}^2$ ) e a potência medida na saída do painel. A eficiência STC para os painéis m-si Isofotón é de 13,34% (ou 0,1334).

Utilizando os dados obtido durante o 5 de Dezembro e a função de “*mvregress*” de Matlab®, realizou-se a regressão linear para duas, três e até quatro variáveis climáticas, para determinar novas equações tanto para a temperatura do módulo  $T_c$ , como para a eficiência. As equações obtidas são mostradas na Tabela 30,

Tabela 30. Equações propostas para o cálculo da temperatura do módulo e o cálculo da eficiência. Regressões lineares feitas com a função `mvregress` de Matlab. Fonte: Autoria própria.

NOME DA REGRESSÃO LINEAR PROPOSTA	EQUAÇÃO	# Eq.
RegLin1 ( $T_c$ )	$T_c = T_a * 1.56 - Vv * 0.01158$	(88)
RegLin 2 ( $T_c$ )	$T_c = T_a * 0,9489 + I * 0.02979 - Vv * 0.3303$	(89)
RegLin 3 ( $T_c$ )	$T_c = T_a * 0,9346 + I * 0.02971$	(90)
RegLin 4 ( $T_c$ )	$T_c = T_a * 0,9931 + I * 0.0296 - Vv * 0.328 + Ur * 0,02442$	(91)
RegLin 1 (eficiência)	$\eta = \eta_{STC} - T_a * 0.001323 + Vv * 0.0002589$	(92)
RegLin 2 (eficiência)	$\eta = \eta_{STC} - T_a * 0.0013894 + I * 0.000003244 + Vv * 0.00022411$	(93)
RegLin 3 (eficiência)	$\eta = \eta_{STC} - T_a * 0.00138 + I * 0.000003299$	(94)
RegLin 4 (eficiência)	$\eta = \eta_{STC} - T_a * 0.001323 + I * 0.00002969 + Vv * 0.0002275 - Ur * 0.0000361$	(95)

Onde as unidades devem ser entregues assim:

- $T_c$ : Temperatura do módulo fotovoltaicos ( $^{\circ}\text{C}$ );
- $T_a$ : Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ );
- $I$ : Irradiância ( $\text{w}/\text{m}^2$ );
- $Vv$ : Velocidade do vento ( $\text{m}/\text{s}$ );
- $Ur$ : Umidade relativa do ar (%).

A Figura 90 mostra o nome que deve ter cada uma das colunas para que o programa reconheça a variável ingressada.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
sequencia	Hora sincronizada	VelVento	Umidade	IrradianciaInclinado	TempAmbiente	TempTraseira	Tensao	Corrente	PotenciaOut	Eficiencia
1	14:18:20	0,62	57,30	672,17	30,84	42,74	14,90	2,57	38,293	0,101278589
3	14:18:40	2,22	57,51	653,40	30,87	42,67	15,90	2,14	34,026	0,092578124
4	14:18:50	2,12	57,58	645,01	30,88	42,96	16,03	2,06	33,0218	0,091014931
5	14:19:00	1,25	57,81	640,28	30,90	43,41	16,02	2,05	32,841	0,091185342
6	14:19:10	1,23	57,74	635,70	30,90	43,41	16,01	2,04	32,6604	0,091336925
7	14:19:20	1,64	57,62	632,80	30,91	43,78	16,00	2,02	32,32	0,09079909
8	14:19:30	1,78	57,56	631,28	30,91	43,78	15,97	1,92	30,6624	0,086350479
9	14:19:40	1,37	57,62	629,90	30,92	43,93	15,95	1,93	30,7835	0,086880527
10	14:19:50	1,54	57,71	636,62	30,94	44,00	15,92	1,96	31,2032	0,087136275
11	14:20:00	1,29	57,92	641,04	30,95	43,78	15,94	1,97	31,4018	0,087085538
12	14:20:10	0,54	57,98	635,85	30,96	44,22	15,91	1,95	31,0245	0,086741202
13	14:20:20	0,00	57,74	631,58	30,98	43,19	15,90	1,93	30,687	0,086378003
14	14:20:30	1,95	57,37	631,12	30,99	43,48	15,95	1,93	30,7835	0,086712478

Figura 90. Nomes das colunas dos dados que devem ser ingressado em MATLAB®. Fonte: Autoria Própria.

Os 3 programas criados em Matlab® realizam as seguintes funções:

- **PlotEntradas.m**: Cria as figuras dos dados importados, mostrando o comportamento das variáveis climáticas, assim como a corrente, a tensão, a potência e a eficiência medida (Figura 91). Automaticamente são geradas também as correlações das variáveis de saída com para diferentes valores da velocidade do vento (Figura 92) e para os valores de eficiência (Figura 93 e Figura 94).
- **CalculosTc.m**: Utilizando toda a informação ingressada, o programa realiza os cálculos de  $T_c$  e de eficiência segundo as equações de cada uma das pesquisas. Para as pesquisas que propõem só a equação de  $T_c$ , foi calculada a eficiência com a equação padrão de eficiência em função da  $T_c$  (Equação (44)). Este programa gera quatro figuras por cada pesquisa, mostrando os valores de  $T_c$  calculados e medidos, calculando também o erro ( $T_{c\_medido} - T_{c\_calculado}$ ) para cada amostra. As outras duas figuras mostram de forma similar a eficiência calculada com as equações e a eficiência medida, com o seu respectivo erro MAE e o erro em percentual (Figura 96).
- **TabelaComparacao.m**: Com alguns dos resultados obtidos no programa **CalculosTc**, este terceiro programa gera uma tabela com o erro MAE (*Mean Absolute Error*) de cada equação comparada com as medições de  $T_c$  e da eficiência.

$$MAE = T_c Erro = \sum \frac{|T_{c\_medido} - T_{c\_calculado}|}{\text{numero de amostras}} \quad (96)$$

E conhecendo o MAE, pode-se calcular também o erro percentual para cada pesquisa, sabendo o valor médio da  $T_{c\_medido}$ , assim:

$$MAE\% = T_c Erro * \frac{100}{T_{c\_calculado}} \quad (97)$$

Este programa determina também o erro em porcentagem respeito de  $T_c$  e da eficiência média (Equação (97)). Para as pesquisas que realizaram uma regressão linear, determinou-se o peso da temperatura ambiente, irradiância e da velocidade do vento; tanto para  $T_c$  como para a eficiência. A Tabela gerada por este programa mostra

também o resultado das regressões lineares propostas pra João Pessoa, para calcular a eficiência e a temperatura dos módulos (Tabela 31).

A seguir, mostra-se os resultados correspondentes às mil amostras medidas o 5 de Dezembro de 2016, a partir das 10:40 até 15:20. As Figuras entregadas pelo programa *PlotEntradas.m* são mostradas nas Figura 91, Figura 92, Figura 93, Figura 94, a seguir,

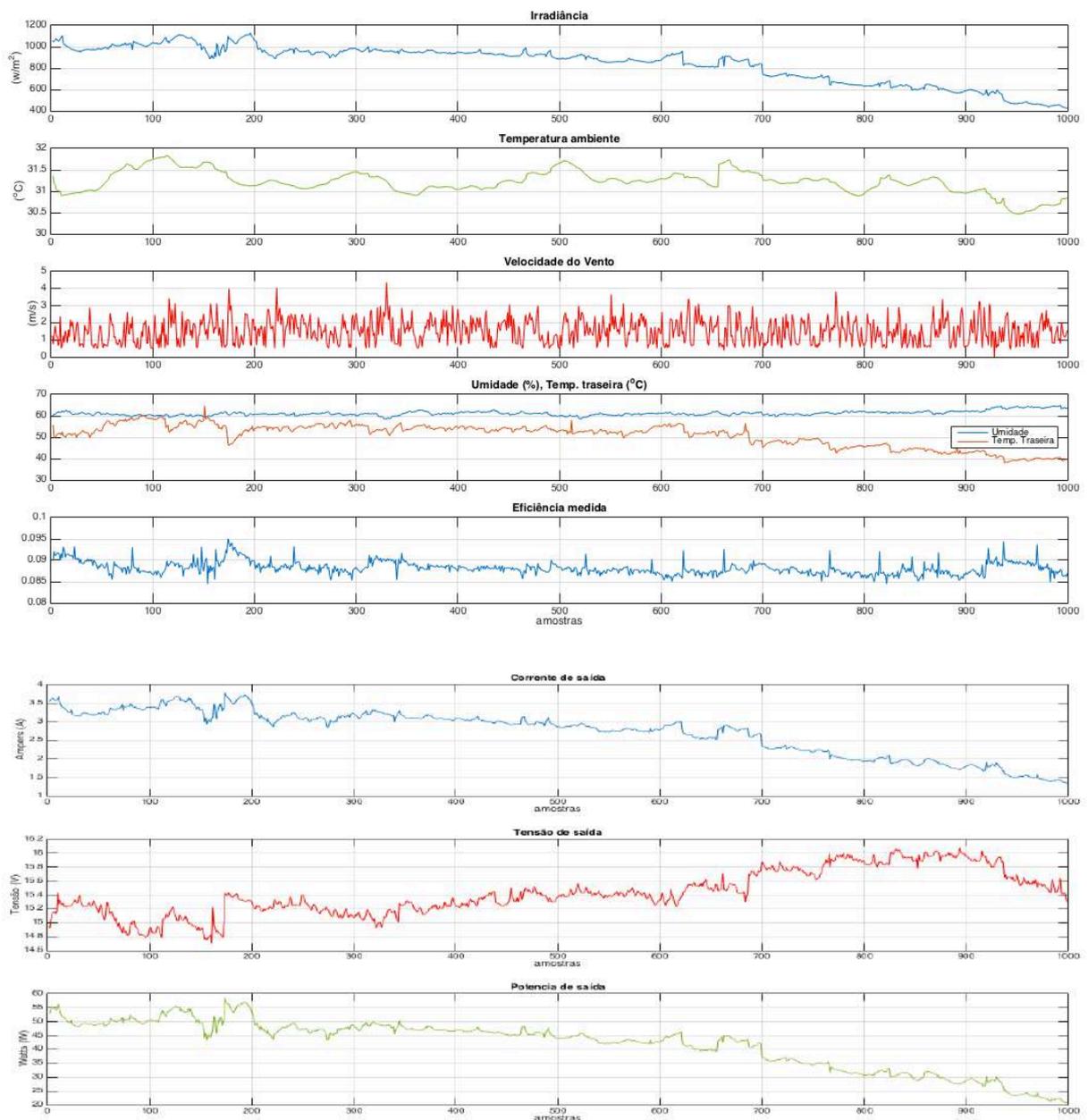


Figura 91. Figuras dos valores medidos durante o 5 de Dezembro de 2016, sendo eliminados os períodos com nebulosidade.

Fonte: Autoria própria.

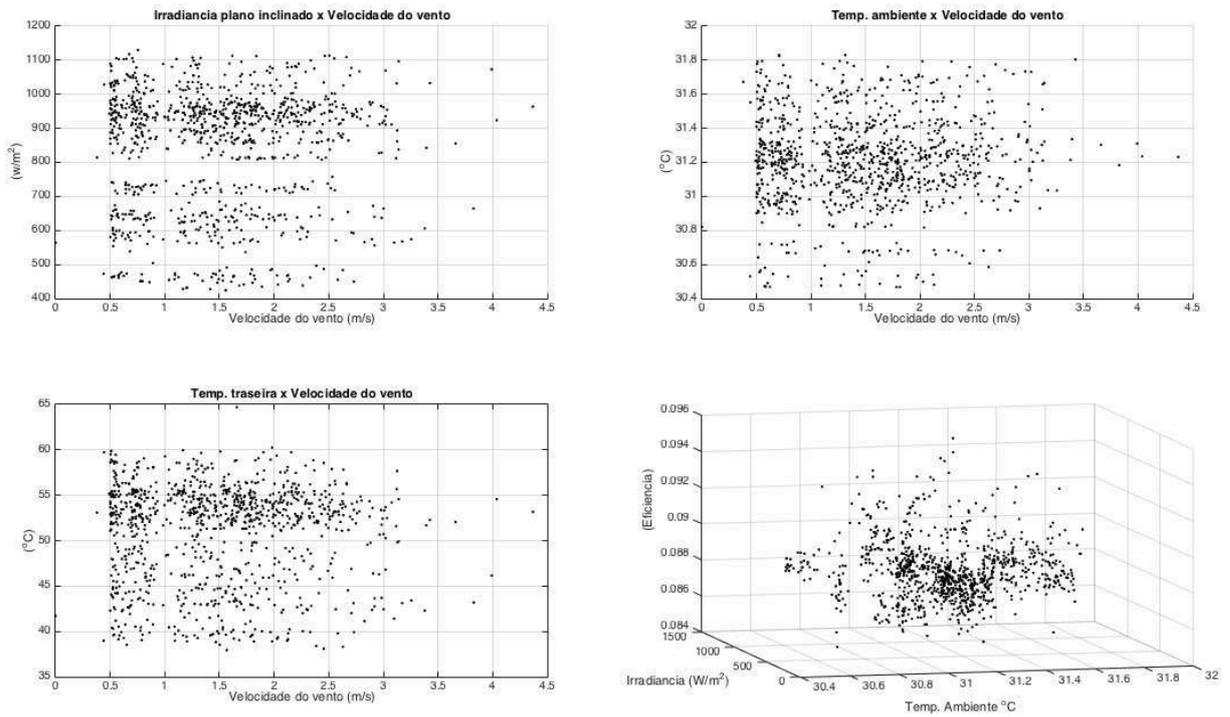


Figura 92. Correlações entre a velocidade do vento e a irradiância, a temperatura ambiente e a temperatura do módulo, medidas para o 5 de Dezembro de 2016. Fonte: Autoria própria.

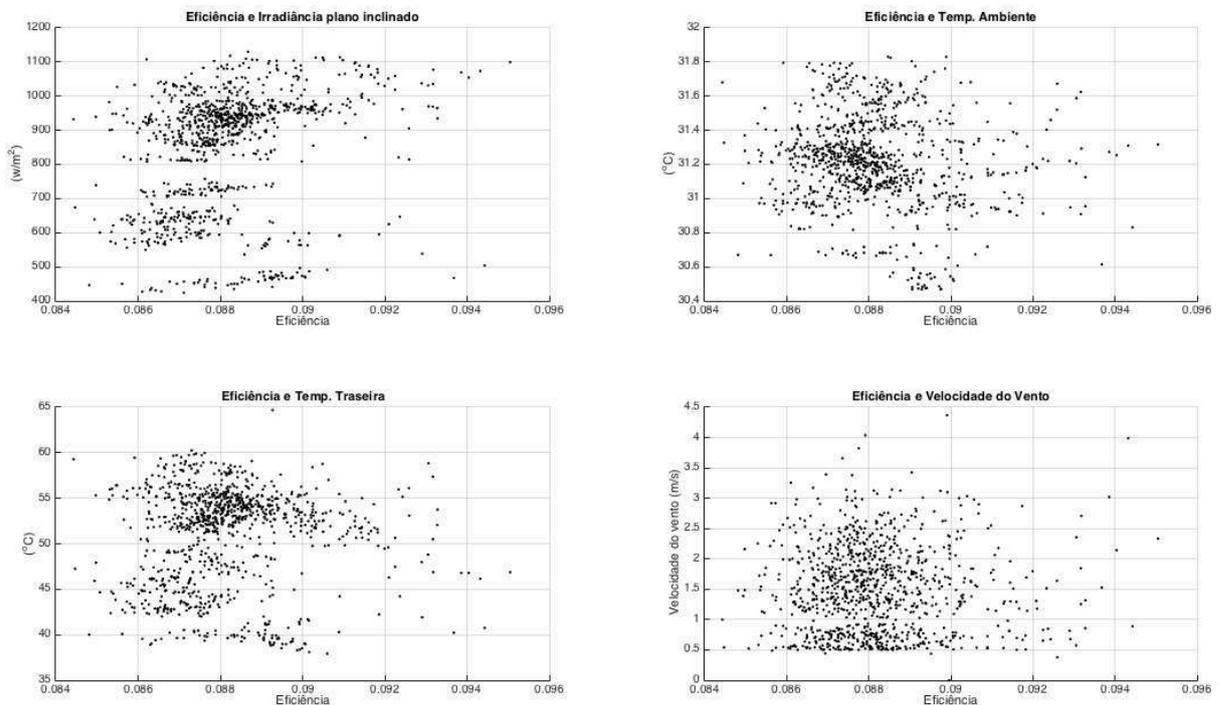


Figura 93. Correlações entre a eficiência medida e fatores climáticos como irradiância, temperatura ambiente, temperatura do módulo e a velocidade do vento, para o dia 5 de Dezembro de 2016.

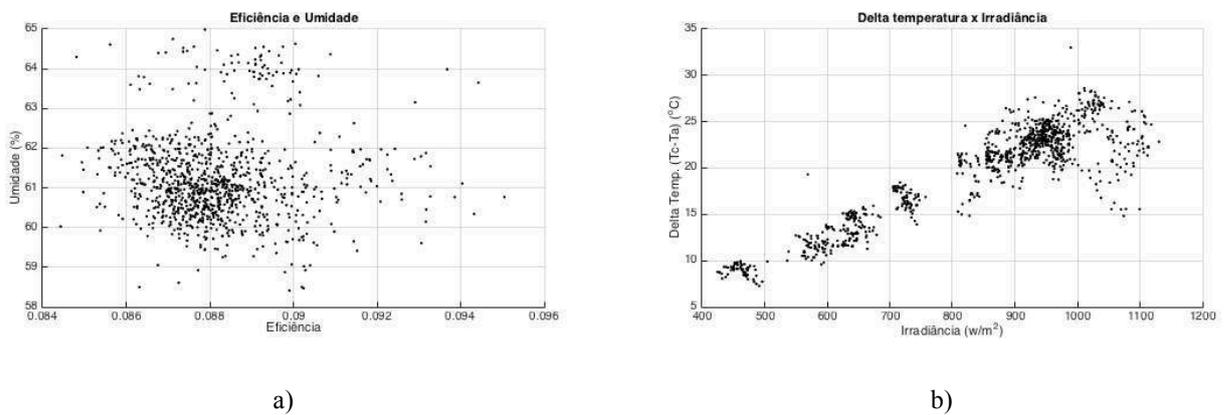


Figura 94. a) Correlação entre a umidade relativa do ar medida e a eficiência medida. b) Delta de temperatura ( $T_c - T_a$ ) em função da irradiância. Fonte: Autoria própria.

As Figuras mostradas pelo programa *CalculosTc.m*:

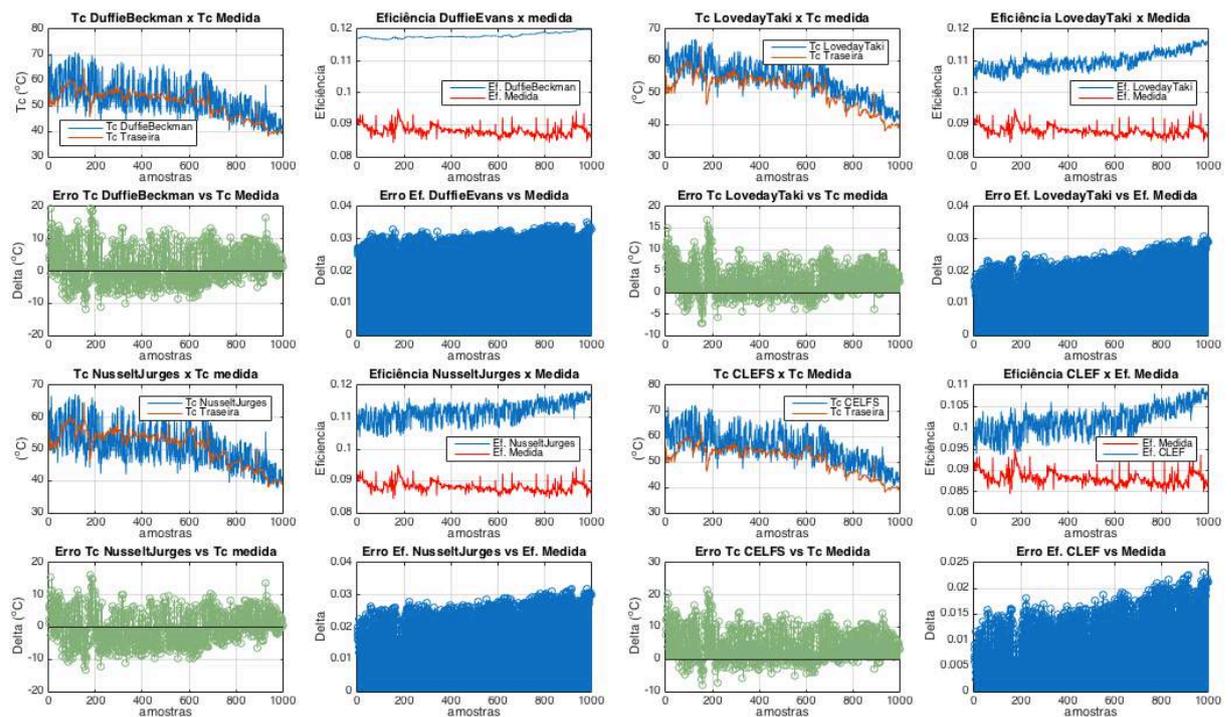


Figura 95. Comparação dos cálculos do erro entre a temperatura medida e a temperatura calculada do módulo. Cálculos do erro entre a eficiência medida e a calculada, segundo as equações dadas por diferentes pesquisas. Fonte: Autoria própria.

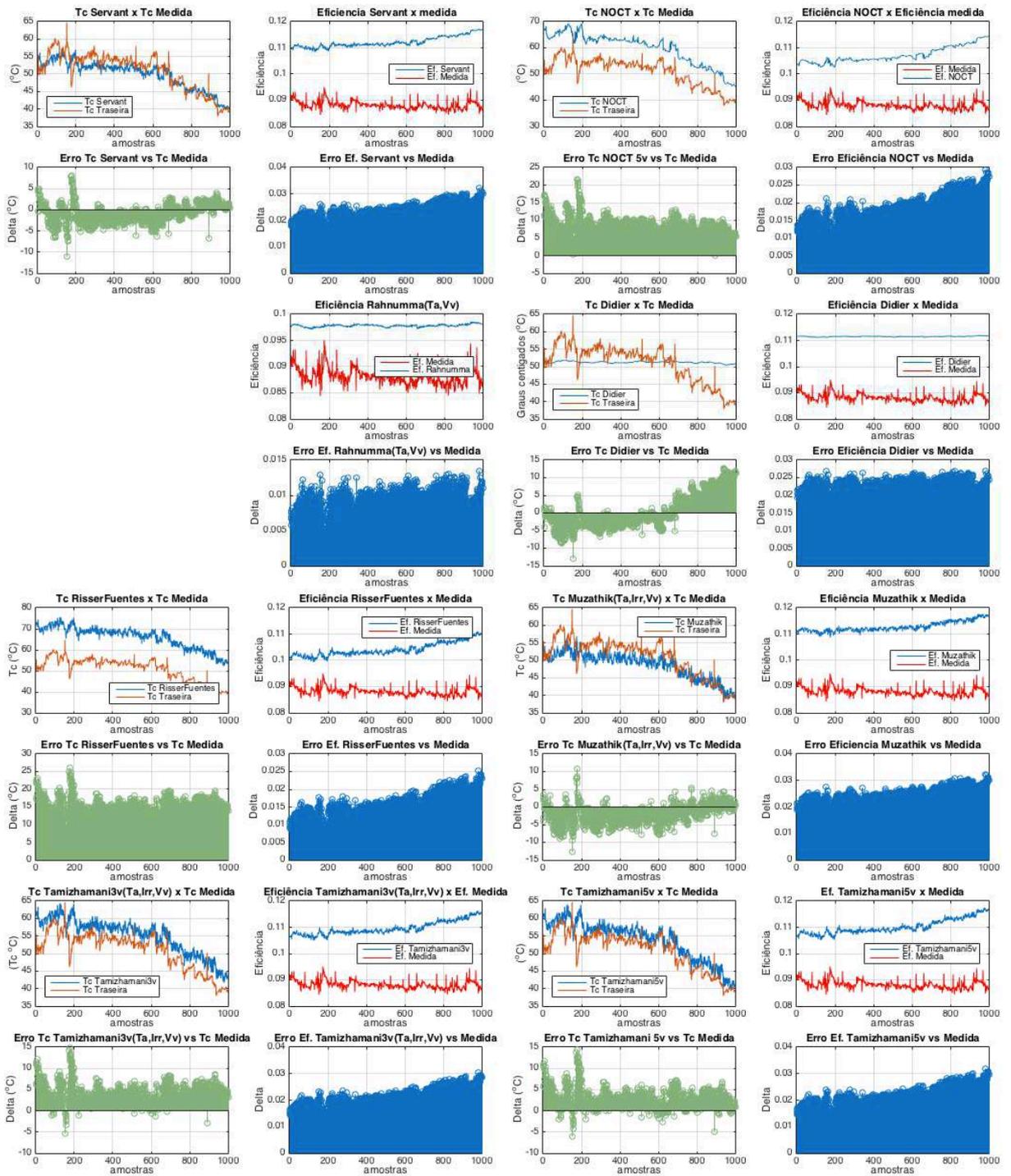


Figura 96. Continuação Figura 95.

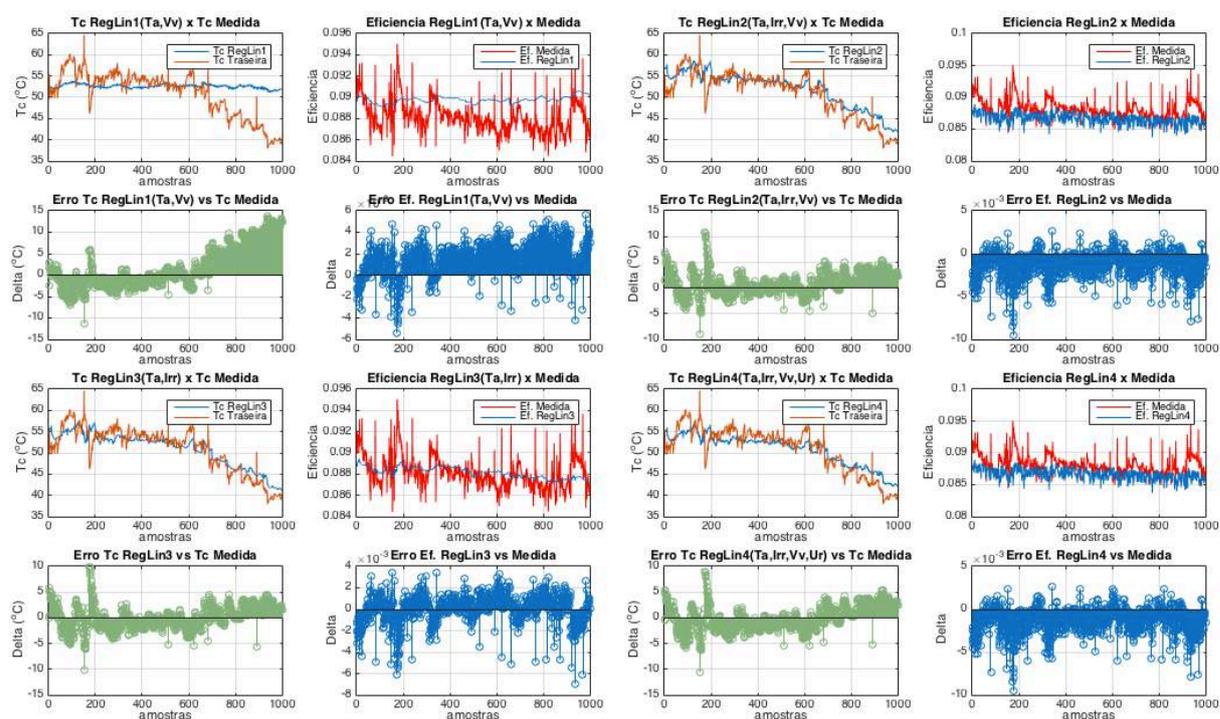


Figura 97. Comparação dos cálculos do erro entre a temperatura medida e a temperatura calculada do módulo. Cálculos do erro entre a eficiência medida e a calculada, segundo as regressões lineares propostas nesta dissertação. 5 de Dezembro 2016. Fonte: Autoria própria.

A Tabela 31 mostra o valor médio calculado por cada pesquisa<sup>3</sup>, o erro médio (°C) MAE (*Mean Absolute Error*, calculado com a média do valor absoluto da diferença de cada amostra), o erro em porcentagem (respeito do 100% da temperatura média) e o peso dos fatores climáticos em porcentagem sobre  $T_c$  (só para as equações de  $T_c$  feitas com regressão linear). O “VALOR MEDIDO” faz referência à temperatura traseira média medida.

A Tabela 32 mostra os resultados dos cálculos feitos para determinar a eficiência, o erro respeito da eficiência média medida, e o erro em porcentagem para cada equação proposta pelas pesquisas. O “VALOR MEDIDO” faz referência à eficiência média calculada a partir dos dados de irradiância, corrente e tensão medidas.

<sup>3</sup> O número que aparece antes do nome de cada pesquisa faz referência ao número da equação correspondente na Tabela 16. O termo  $T_c$  que aparece ao final da maioria dos nomes das pesquisas faz referência a que a equação foi desenvolvida inicialmente apenas para o cálculo da temperatura da célula. Esse valor de  $T_c$  será utilizado para o cálculo da eficiência.

Tabela 31. Tabela de comparação dos cálculos de  $T_c$  dada por diferentes expressões, e os dados medidos o 5 de Dezembro em João Pessoa (temperatura de  $T_c$  média medida de 50,9514 °C). Esta tabela é entregada pelo programa Comparação.m, elaborado em Matlab. Fonte: Autoria própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Tc Media'	'Peso Ta em Tc %'	'Peso Irr em Tc %'	'Peso Vv em Tc %'	'Tc Erro (oC)'	'Tc Erro %'
' VALOR MEDIDO->'	[50.9514]	[]	[]	[]	[]	[]
'1. NOCT Tc'	[59.7333]	[]	[]	[]	[ 8.7820]	[17.2361]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[52.4852]	[]	[]	[]	[ 4.4811]	[ 8.7949]
'3. LovedayTaki Tc'	[54.1708]	[]	[]	[]	[ 3.7112]	[ 7.2839]
'4. Nusselt Jurges Tc'	[50.6860]	[]	[]	[]	[ 4.1854]	[ 8.2144]
'5. CLEFS Ef.'	[55.6652]	[]	[]	[]	[ 5.2361]	[10.2766]
'6. Servant Tc'	[49.6902]	[]	[]	[]	[ 2.1688]	[ 4.2566]
'7. RisserFuentes Tc'	[66.0403]	[ 61.9198]	[36.0815]	[-3.7705]	[15.0889]	[29.6142]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[55.0894]	[ 53.4332]	[42.9472]	[-4.1858]	[ 4.1944]	[ 8.2322]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[53.9144]	[ 55.2924]	[48.5849]	[-4.2491]	[ 3.0889]	[ 6.0625]
'10. Muzathik Tc'	[48.5819]	[ 60.5905]	[33.9160]	[-4.7465]	[ 3.2013]	[ 5.9297]
'11. Didier Tc'	[51.2425]	[]	[]	[]	[ 4.2426]	[ 8.3267]
'Rahnumma Ef. (Ta,Vv)'	[]	[]	[]	[]	[]	[]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[48.6784]	[100.0359]	[]	[-0.0359]	[ 5.0385]	[ 9.8888]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[54.2936]	[ 54.5556]	[46.3625]	[-0.9181]	[ 3.4071]	[ 6.6870]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[54.2781]	[ 53.7488]	[46.2512]	[]	[ 3.3908]	[ 6.6549]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[54.0213]	[ 57.3847]	[46.2990]	[-0.9163]	[ 3.1501]	[ 6.1826]

Note-se que na Tabela 32 a única regressão linear para a eficiência, entre as pesquisas analisadas, foi proposta por Rahnumma, quem considera apenas a temperatura ambiente e a velocidade do vento, porém um erro de 12,81%. As regressões lineares para a eficiência são do formato proposto por Rahnumma, assim:  $\eta = \eta_{ref} - x * T_a + y * I + z * V_w$

Pode-se observar também que o peso da velocidade do vento nas regressões lineares tem um valor desprezível, indicando que quando a velocidade do vento média é menor de 1,5 m/s a sua influência na eficiência é quase nula.

Tabela 32. Tabela de Comparação dos cálculos da eficiência medida e a eficiência calculada com as equações propostas por diferentes pesquisas (eficiência média medida de 0,0945).  $\beta_{ref} = 0,004$ . Esta tabela é entregada pelo programa Comparação.m, feito em Matlab. Fonte: Autoria própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Ef. media'	'Peso Ta em Ef.'	'Peso Irr em Ef.'	'Peso Vv em Ef.'	'Erro Ef.'	'Erro Ef. %'
' VALOR MEDIDO->'	[0.0945]	[]	[]	[]	[]	[]
'1. NOCT Tc'	[0.1149]	[]	[]	[]	[0.0204]	[21.5436]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[0.1263]	[]	[]	[]	[0.0318]	[33.6395]
'3. LovedayTaki Tc'	[0.1178]	[]	[]	[]	[0.0233]	[24.6842]
'4. Nusselt Jurges Tc'	[0.1197]	[]	[]	[]	[0.0252]	[26.6518]
'5. CLEF Ef.'	[0.1090]	[]	[]	[]	[0.0145]	[15.3712]
'6. Servant Tc'	[0.1202]	[]	[]	[]	[0.0257]	[27.2141]
'7. RisserFuentes Tc'	[0.1115]	[]	[]	[]	[0.0170]	[17.9825]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[0.1173]	[]	[]	[]	[0.0228]	[24.1656]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[0.1180]	[]	[]	[]	[0.0235]	[24.8290]
'10. Muzathik Tc'	[0.1208]	[]	[]	[]	[0.0263]	[27.8398]
'11. Didier Tc'	[0.1194]	[]	[]	[]	[0.0249]	[26.3376]
'Rahnumma Ef. (Ta,Vv)'	[0.1066]	[-0.0271]	[]	[ 2.6632e-04]	[0.0121]	[12.8128]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[0.0925]	[-0.0413]	[]	[ 3.9072e-04]	[0.0021]	[ 2.2251]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[0.0931]	[-0.0434]	[0.0027]	[-3.3821e-04]	[0.0015]	[ 1.6381]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[0.0931]	[-0.0431]	[0.0028]	[]	[0.0015]	[ 1.6316]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[0.0927]	[-0.0413]	[0.0025]	[ 3.4333e-04]	[0.0018]	[ 1.9533]

#### 4.2.4.1. Análise de resultados da Etapa IV

- O aumento na frequência de amostragem permitiu obter um número de amostras maior, facilitando a análise do comportamento dos fatores climáticos e as suas influências sobre a temperatura do módulo e sobre a eficiência;

- Com o programa em Matlab desenvolvido nesta pesquisa, pode-se realizar uma comparação mais clara e objetiva entre os resultados das equações para calcular a temperatura de operação do módulo fotovoltaico;
- As três equações de  $T_c$  que mais se aproximam aos valores medidos da temperatura do painel fotovoltaico no CEAR são Servant, Muzathik e ThamizhMani (5 variáveis), com erro de  $\pm 2,1688^\circ\text{C}$ ,  $\pm 3,0213^\circ\text{C}$  e  $\pm 3,088^\circ\text{C}$  respectivamente (Tabela 31). Destaca-se que a equação de ThamizhMani, para 5 variáveis, considera a umidade relativa do ar, confirmando que a umidade é um fator que influencia a temperatura de trabalho dos módulos;
- Em contrapartida, as regressões lineares para  $T_c$ , propostas nesta pesquisa, apresentam erro de  $\pm 3,15^\circ\text{C}$ , para 4 variáveis.
- As regressões lineares feitas por Muzathik (2014) e ThamizhMani (2003), para o cálculo de  $T_c$ , mostram um maior peso no vento ( $\pm 4,33\%$ ) comparado com o peso na regressão linear desenvolvida no presente trabalho ( $\pm 0,91\%$ ), mas é importante lembrar que as medições do vento feitas por Muzathik (2014), por exemplo, foram feitas em uma altura de 18 metros do solo, mas o anemômetro no CEAR foi colocado numa altura de 6 metros do solo e na mesma altura do módulo fotovoltaico, obtendo valores menores de velocidade do vento (média de 1,42 m/s), comparado com a média medida por Muzathik (2014), de 3 m/s aproximadamente. Também, a localização do sistema FV apresenta vários prédios na vizinhança, os que diminuem a velocidade do vento que atende os painéis;
- Para as equações 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 11 (Tabela 32) não é possível calcular separadamente o peso de cada uma das variáveis climáticas, devido a que as equações propostas multiplicam os fatores de vento e de irradiância, impedindo separar esses fatores como com as regressões lineares;
- A temperatura ambiente representa em média um 60,13% da temperatura de trabalho dos módulos. Simultaneamente a irradiância aporta uma parcela aproximada de 38,5% em  $T_c$ . A parcela aportada pela velocidade do vento varia consideravelmente entre 4,7% e 0,5% segundo as condições. A parcela da umidade (com média de 61,21% de umidade relativa), segundo Tamizhmani é de 0,1862%, porem para a regressão linear 4 o aporte da umidade relativa sobre  $T_c$  é

de 0,26%, devido a que a umidade relativa em João Pessoa é maior do que Colorado e Arizona, nos Estados Unidos (onde foi desenvolvida a pesquisa de Tamizhmani);

- Os resultados mostrados na Figura 94(b) concordam com a Figura 47, onde se afirma que com o aumento da irradiância, o delta de temperatura ( $T_c - T_a$ ) também aumenta de forma linear. Porém, a inclinação da linha é maior nos dados medidos em João Pessoa, já que a temperatura ambiente é maior do que a média em França. Isso significa que o aumento na irradiância incrementa o delta de temperatura mais em João Pessoa (aprox.  $0,0292^\circ\text{C}/\text{w}/\text{m}^2$ ) do que em Cadarache, França (aprox.  $0,003^\circ\text{C}/\text{w}/\text{m}^2$ ). Lembrando que  $\eta = \eta_{ref}(1 - \beta_{ref}*(T_c - T_a))$ , e que o  $\beta_{ref}$  é uma constante associada com a tecnologia do painel fotovoltaico, o valor da eficiência será menor (teoricamente) no clima tropical de João Pessoa;
- Utilizando os valores de  $T_c$  calculados, e a equação da eficiência  $\eta = \eta_{ref}(1 - \beta_{ref}*(T_c - T_a))$ , com  $\eta_{ref}=0,1334$ , com  $\beta_{ref} = 0,004$  (típico para painéis de silício monocristalino, segundo a Tabela 6), obtiveram se resultados de eficiência entre a faixa de 0,1090 para CLEFS e 0,1208 para Muzathik, como valores mínimo e máximo respectivamente;
- A diferença entre a eficiência padrão no ponto de máxima potência (0,1334) e a eficiência média medida (0,945) é de 0,811. Para descartar que esta situação seja ainda produzida pelo erro nas medições manuais, decide-se realizar medições automáticas, com taxa de amostragem de 1 segundo, para obter mais cenários e combinações de fatores climáticos permitindo resultados mais robustos.

#### 4.2.5. Etapa V: Medições automáticas da temperatura traseira, corrente e tensão do módulo superior (amostras cada 5 segundo). Janeiro/2017.

Para obter uma maior exatidão, e com a disponibilidade do Arduino® MEGA, se realizam os respectivos circuitos para a medição desses fatores. A seguir, mostra-se os detalhes da criação de cada circuito e a explicação do programa para o microcontrolador.

#### 4.2.5.1. Circuito para à medição da temperatura da superfície traseira do painel superior

Utilizando os mesmos sensores PT-100, localizados em quatro pontos para determinar a temperatura média da face traseira, ligados numa ponte de Wheatstone para eliminar o offset DC na medição e para aproveitar melhor a sensibilidade da medição, temos que o circuito inicial seria como o mostra a Figura 98

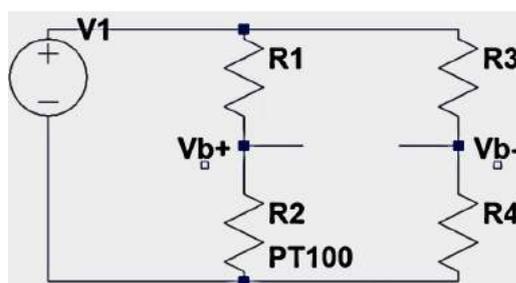


Figura 98. Ponte de Wheatstone configurado para a medição da temperatura com sensores PT100. Fonte: Autoria própria

Os valores de R1 e R3 determinam a sensibilidade do circuito. Quanto maiores os valores em Ohms pode se obter maior sensibilidade, mas perdendo linearidade como se mostra na Figura 99. A resistência PT100 representa os sensores que variam com a temperatura. A resistência R4 determina o valor mínimo da faixa de temperaturas à medir; para este caso determinou-se como valor mínimo 25°C (aproximadamente 112 ohms para os sensores PT100).

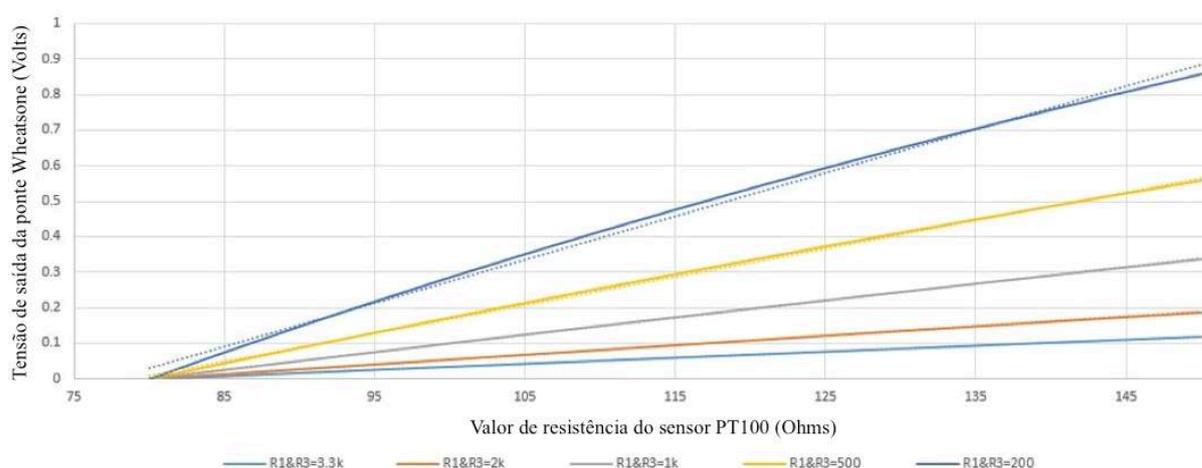


Figura 99. Linearidade na saída da ponte Wheatstone segundo os valores das resistências superiores R1 e R3. Fonte: Instrutables.com. Acesso em 10/12/2017.

Para o caso dos 4 sensores,  $R_4$  é então 450 Ohms (valor comercial), assim, nesse ponto a diferença de tensão  $V_{b+} - V_{b-}$  será zero para quando  $R_2$  e  $R_4$  forem iguais. Assim,  $R_1 = R_3 = 3\text{KOhms}$ .

A diferença de tensão na saída da ponte de Wheatstone é ligada no circuito amplificador para aumentar a tensão entre  $V_{b+} - V_{b-}$  e conseguir 3,5 volts na saída para a temperatura máxima medida (3,5V é a tensão máxima de saída do LM358).

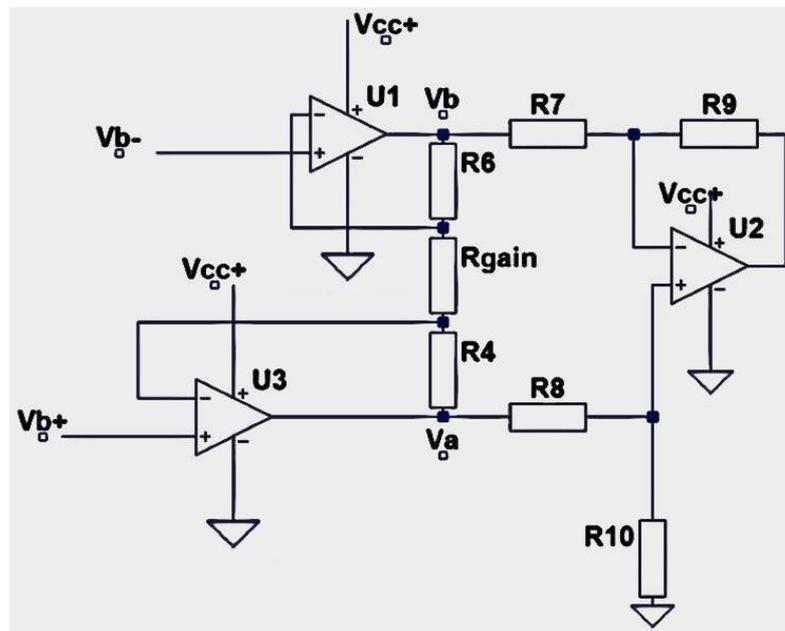


Figura 100. Amplificador para a saída da ponte de Wheatstone.

Os valores dos resistores do circuito da Figura 100 são:

- $R_4=R_6=0$  Ohms;
- $R_{\text{gain}}=1\text{KOhms}$ ;
- $R_7=R_8=10\text{KOhms}$ ;
- $R_9=R_{10}=57\text{KOhms}$ .

Sabendo os valores de resistência máximo e mínimo, e os valores de temperatura correspondentes, podemos determinar a relação que deve ser programada no Arduino®. Com o circuito completo funcionando, e utilizando resistores com valores conhecidos no lugar dos PT100, verifica-se o valor de entrada no Arduino® para cada valor extremo de entrada. Lembre-se que para cada valor de tensão na entrada analógica corresponde um valor digital

dentro do Arduino® entre 0 e 1024. Mediram-se dois pontos sobre o circuito para calcular o valor da inclinação. Esses pontos foram 65,5°C@500Ohms, e 32,5°C@450Ohms. Os valores medidos no Arduino forma 692 e 103 respetivamente. Assim, determinou-se que:

$$m1 = \frac{\Delta T}{\Delta \Omega} = \frac{65,5-32,5}{695-103} = 0,0566037 \text{ } ^\circ\text{C}/\Omega \quad (98)$$

Com a equação de uma linha,  $y=m*x+b$ , e utilizando um desses pontos, determina-se também o valor de  $b=25,5$ . Assim, a equação para calcular a temperatura com o Arduino fica completa.

Também pode-se calcular a inclinação da linha para verificar o valor médio dos sensores PT100, assim:

$$m2 = \frac{\Delta \Omega}{\Delta V} = \frac{500-450}{3,372-0,517} = 17,51 \text{ } \Omega/V \quad (99)$$

Para verificar permanentemente o valor instantâneo médio dos PT100, tem-se que:

$$Rx = m2 * V + C(\Omega) \quad (100)$$

Onde  $Rx$  é o valor da resistência dos quatro PT100, e  $C(\Omega)$  representa o offset ou valor mínimo da faixa de temperatura medível pelo circuito. Utilizando um dos pontos medidos anteriormente com resistores fixos, e isolando o offset, temos que:

$$C(\Omega) = Rx - m2 * V \quad (101)$$

$$C(\Omega) = 500 - 17,51 * 3,372Volts = 440,95 \quad (102)$$

Confirmando o valor de offset medido no circuito, perto de 440 ohms calculado anteriormente. Por fim, com o valor de  $Rx$ , é possível mostrar no programa também a resistência dos PT100. Para o caso de obter valores fora da faixa de temperaturas, define-se um limite para indicar quando o resultado está fora do esperado. O programa para medir calcular a temperatura, e mostrar o valor de  $Rx$  (quatro PT100) é mostrado a seguir,

```
term0=analogRead(A0);
term1=analogRead(A1);
TempTraseira=((term0-term1)*0.0566037)+25.5;
Rx=((term0-term1)*5/1023)*17.51+440.95;
if (TempTraseira>=68) {
  TempTraseira=99;
}else{
  if(TempTraseira<26){
    TempTraseira=0;
  }
}
```

#### 4.3.5.2. Circuito para à medição da corrente dos painéis

Utilizando o sensor de corrente ACS712, capaz de medir correntes contínuas e alternas, na faixa de -30A até +30A, não foi necessário a construção de outro circuito, pois este módulo só precisa de uma alimentação de +5V (do Arduino®), e os dois cabos da corrente que deve ser medida.

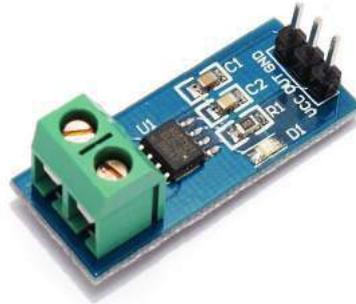


Figura 101. Sensor de corrente ACS712. Fonte: FilipeFlop.com

Como o sensor funciona para corrente alterna e corrente contínua, é necessário eliminar o valor DC do sinal, assim, é preciso subtrair digitalmente 510 na entrada. O sensor apresenta 66mV/A, e não foram modificados os valores máximos nem mínimos á ser medidos, de modo que o máximo da corrente que o programa conseguirá medir (caso se modifiquem os módulos) será de 30A. Assim, o fator que multiplica a entrada será  $5V/66mV=75,757$ .

```
CorrenteDC = analogRead(A2)-510;
fatorCorrente= (75.757/1024);
Imedia=Imedia+CorrenteDC*fatorCorrente;
```

Para uma melhor exatidão, o programa mostra as média das últimas 100 amostras antes de cada segundo, pelo qual foi realizado um ciclo “for”, tanto para a corrente como para a tensão.

```
for(int index =0; index<100; index++){
  v1=analogRead(A8);
  v2=analogRead(A9);
  Vmedia=Vmedia+((v2-v1)*22.0/1024);

  CorrenteDC = analogRead(A2)-510;
  fatorCorrente= (75.757/1024);
  Imedia=Imedia+CorrenteDC*fatorCorrente;

}
Tensao= Vmedia/100-0.3;
Corrente=Imedia/100-0.12;
PotenciaOut=Tensao*Corrente;
```

#### 4.3.5.3. Circuito para à medição da tensão de saída do painel superior

Devido a que a tensão que deseja se medir é maior do que os 5V analógicos que recebe a entradas analógicas do Arduino®, é necessário criar um divisor de tensão, no qual a máxima tensão (22V) consiga 5V sobre o resistor que é medido pelo Arduino®. Assim, pode-se afirmar que  $22/5=4,4$  será o fator de divisão dos resistores em serie. As resistências  $R1 = 22K$ ,  $R3=11K$  e o potenciômetro de valor máximo 20K (utilizado ao redor de 10K para o ajuste fino ) cumprem o objetivo desejado, como se mostra na Figura 102. A resistência de saída  $R4$  tem um valor de 33K.

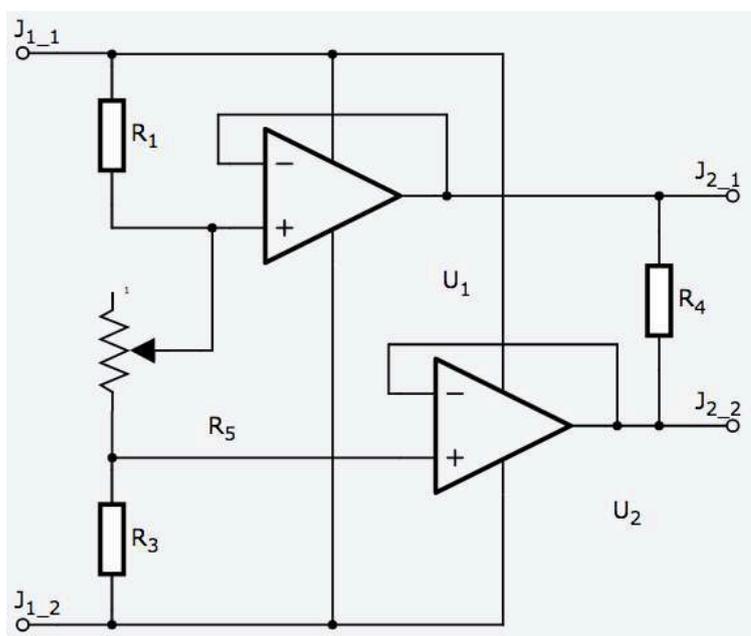


Figura 102. Circuito para medir a tensão de saída de um painel fotovoltaico. Fonte. Autoria própria.

Devido a que o ponto negativo do painéis que está sendo medido não é a mesma terra do Arduino® (terra da rede), as medições foram realizadas com um laptop sem carregador, já que a diferença de potencial entre esses pontos pode causar danos tanto no circuito, ou no Arduino®, assim como no mesmo computador. Para definir a faixa de entrada da tensão no Arduino®, a relação é definida simplesmente como  $(V_{J2\_1} - V_{J2\_2}) * 5/1024$ .

4.3.5.4. Medições automáticas de temperatura do painel, corrente e tensão (cada 5 segundos). 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017.

Durante os dias 11, 12 e 13 de Janeiro, com os circuitos conectados ao Arduino®, foi possível medir todos os dados simultaneamente, com uma amostra cada cinco segundos. Porém, não foi possível sincronizar o Datalogger Ammonitor® com os circuitos do Arduino®, pelo qual existe ainda um corrimento de alguns segundos entre as amostras do Ammonitor® e as amostras do Arduino®. Foram medidas tomadas amostras mesmo em períodos com nebulosidade para verificar o comportamento de todos os fatores em condições reais de operação. A seguir mostram-se as mais de 15000 amostras tomadas durante esses dias.

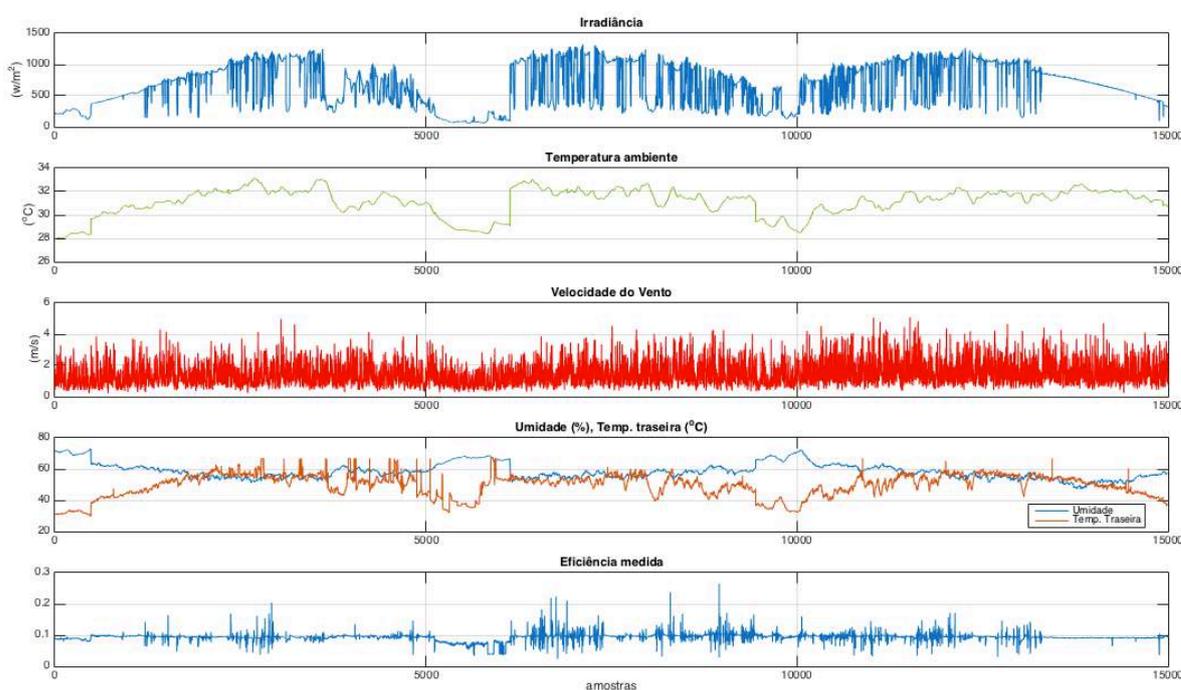


Figura 103. Valores de irradiância, temperatura ambiente, velocidade do vento, temperatura da face traseira do painel, umidade relativa do ar e eficiência. Medições semiautomáticas com quinze mil amostras tomadas os dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017, com 5 segundo de taxa de amostragem. Fonte: Autoria própria.

Pode se observar que a curva da eficiência (Figura 103) apresenta uns picos maiores para os dias 11 e 12 de Janeiro, do que para o dia 13 de Janeiro. Isto, devido a que os relógios do datalogger e do Arduino formam melhor sincronizados (2 segundos de assincronia entre o relógio do datalogger e o relógio do computador) para o dia 13 de Janeiro.

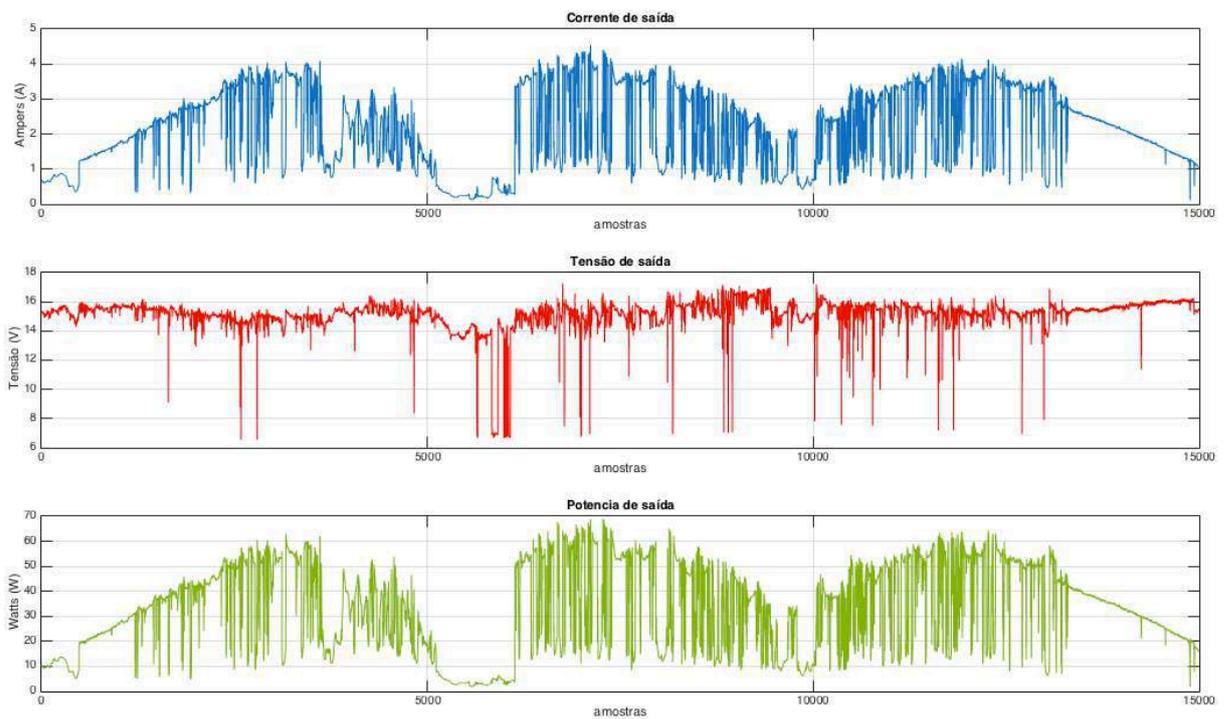


Figura 104. Medições de corrente, tensão e potência de saída do painel. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

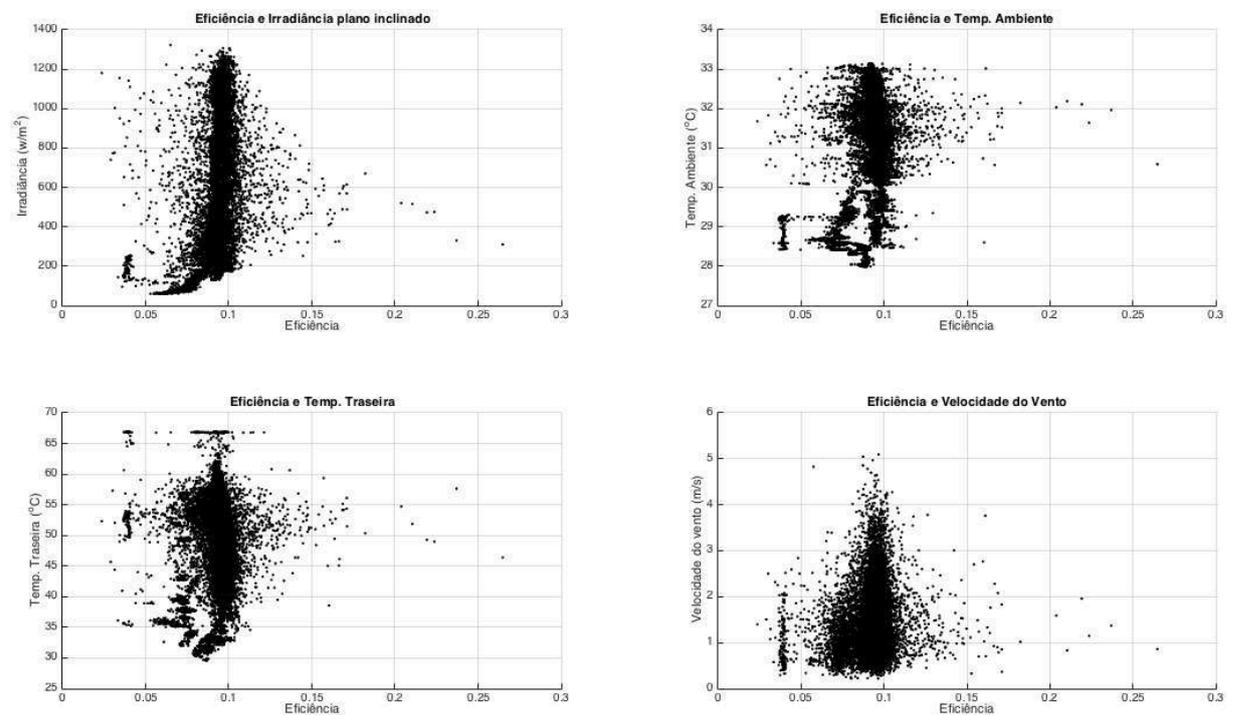


Figura 105. Correlações de eficiência com irradiância, temperatura ambiente, temperatura da face traseira e com a velocidade do vento. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

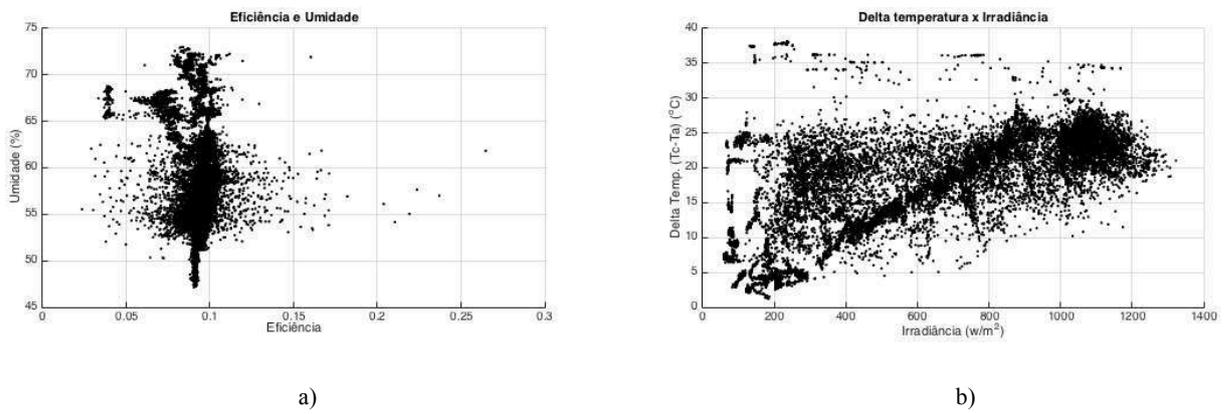


Figura 106. a) Correlação de eficiência com umidade. b) Delta de temperatura vs irradiância. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

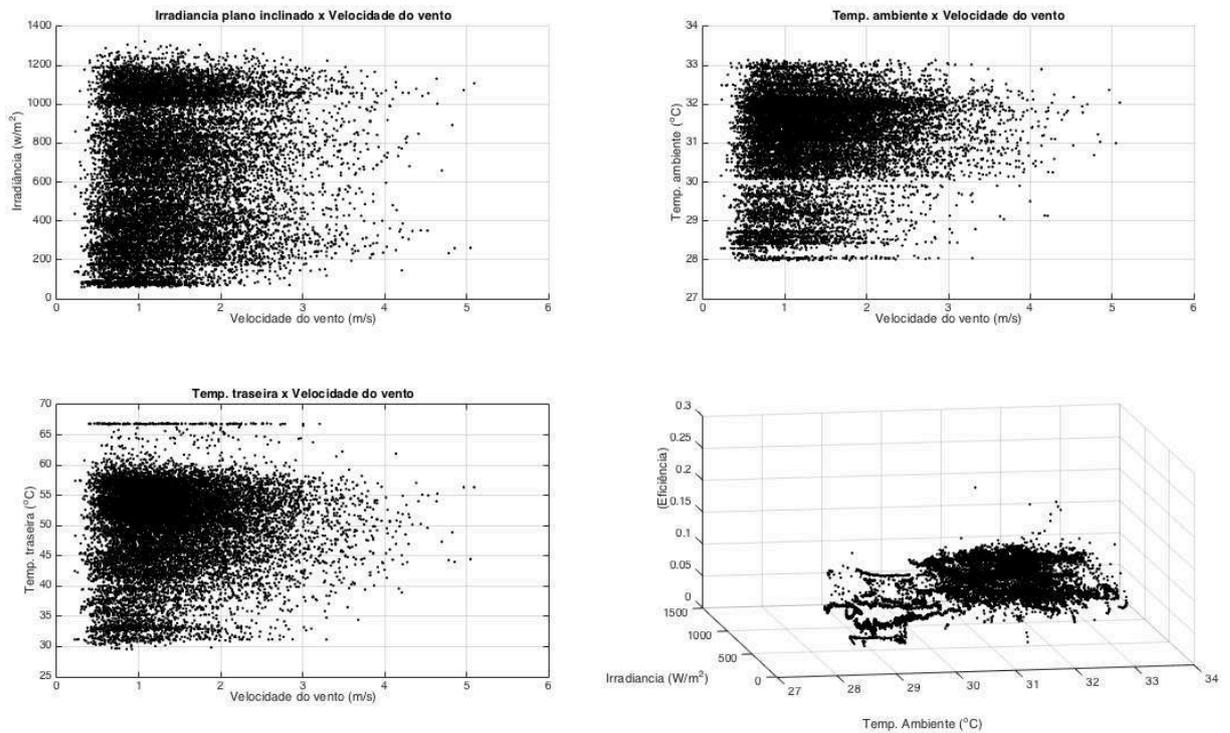


Figura 107. Correlações entre a velocidade do vento e a irradiância, a temperatura ambiente, e a temperatura da face traseira. Comportamento da eficiência vs a irradiância e a temperatura ambiente. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

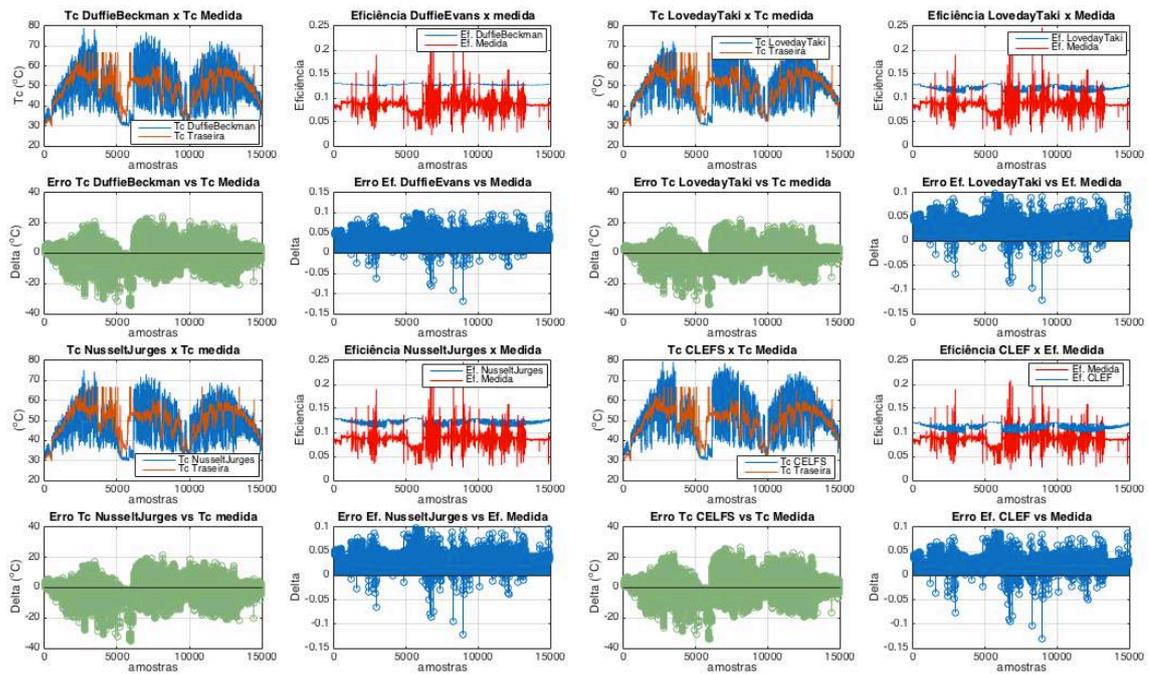


Figura 108. Comparação entre as temperaturas da face traseira e os valores de  $T_c$  calculados para diferentes pesquisas.

Comparação entre a eficiência medida e a eficiência calculada para diferentes autores. Dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2016.

Fonte: Autoria própria.

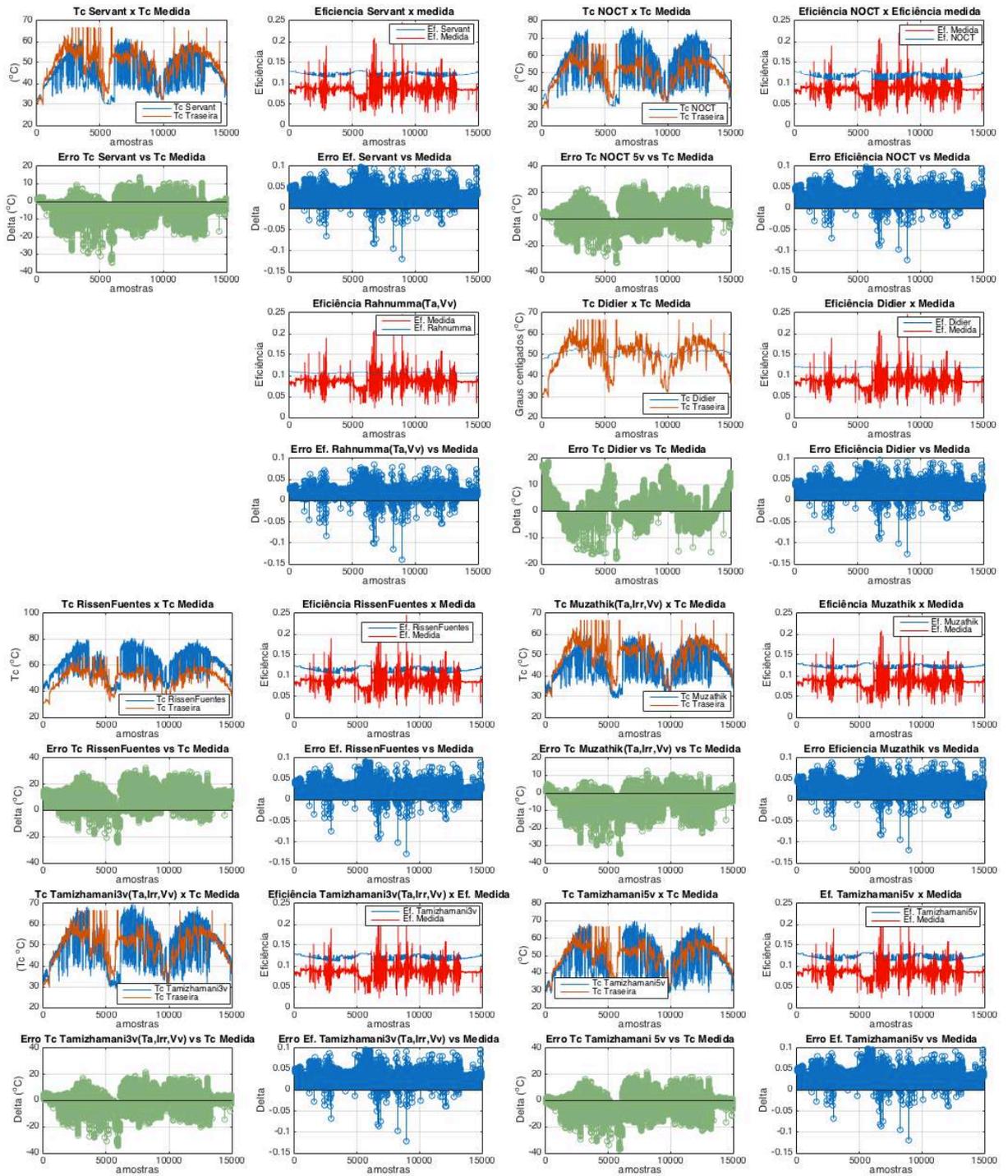


Figura 109. Continuação Figura 108.

Tabela 33. Cálculos de  $T_c$  para diferentes pesquisas. Dados medidos os dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017. Fonte: autoria Própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Tc Media'	'Peso Ta em Tc %'	'Peso Irr em Tc %'	'Peso Vv em Tc %'	'Tc Erro (oC)'	'Tc Erro %'
' VALOR MEDIDO->'	[49.5240]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
'1. NOCT Tc'	[53.1816]	[ ]	[ ]	[ ]	[ 8.1410]	[16.4385]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[47.7572]	[ ]	[ ]	[ ]	[ 5.9993]	[12.1140]
'3. LovedayTaki Tc'	[49.0223]	[ ]	[ ]	[ ]	[ 5.6762]	[11.4615]
'4. Nusselt Jorges Tc'	[46.3506]	[ ]	[ ]	[ ]	[ 5.8980]	[11.9094]
'5. CLEFS Ef.'	[50.2281]	[ ]	[ ]	[ ]	[ 6.4865]	[13.0976]
'6. Servant Tc'	[45.5040]	[ ]	[ ]	[ ]	[ 5.3072]	[10.7164]
'7. RisserFuentes Tc'	[60.6717]	[ 67.2119]	[30.3708]	[-3.8624]	[12.0916]	[24.4157]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[49.7800]	[ 58.9682]	[36.7532]	[-4.3594]	[ 5.7362]	[11.5827]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[48.0240]	[ 61.9022]	[42.1790]	[-4.4892]	[ 6.2056]	[12.5306]
'10. Muzathik Tc'	[44.6291]	[ 65.7741]	[28.5502]	[-4.8625]	[ 5.7138]	[11.5374]
'11. Didier Tc'	[51.1559]	[ ]	[ ]	[ ]	[ 5.0872]	[10.2722]
'Rahnumma Ef. (Ta,Vv)'	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[48.5443]	[100.0339]	[ ]	[-0.0339]	[ 5.0239]	[10.1444]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[48.5343]	[ 60.8601]	[40.1064]	[-0.9665]	[ 5.8965]	[11.9063]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[48.5060]	[ 59.9779]	[40.0221]	[ ]	[ 5.8931]	[11.8995]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[48.3603]	[ 63.9242]	[39.9941]	[-0.9633]	[ 5.8828]	[11.8787]

Tabela 34. Cálculos de eficiência para diferentes pesquisas. Dados medidos os dias 11, 12 e 13 de Janeiro de 2017.  $\beta_{ref} = 0,004$ . Fonte: Autoria própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Ef. media'	'Peso Ta em Ef.'	'Peso Irr em Ef.'	'Peso Vv em Ef.'	'Erro Ef.'	'Erro Ef. %'
' VALOR MEDIDO->'	[0.0929]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
'1. NOCT Tc'	[0.1184]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0259]	[27.8639]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[0.1277]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0350]	[37.7133]
'3. LovedayTaki Tc'	[0.1206]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0281]	[30.2039]
'4. Nusselt Jorges Tc'	[0.1220]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0295]	[31.7133]
'5. CLEF Ef.'	[0.1119]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0197]	[21.1682]
'6. Servant Tc'	[0.1225]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0299]	[32.1890]
'7. RisserFuentes Tc'	[0.1144]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0220]	[23.6817]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[0.1202]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0277]	[29.7756]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[0.1211]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0286]	[30.7634]
'10. Muzathik Tc'	[0.1229]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0304]	[32.6825]
'11. Didier Tc'	[0.1194]	[ ]	[ ]	[ ]	[0.0270]	[29.0197]
'Rahnumma Ef. (Ta,Vv)'	[0.1067]	[-0.0270]	[ ]	[ 2.5063e-04]	[0.0146]	[15.7557]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[0.0926]	[-0.0412]	[ ]	[ 3.6770e-04]	[0.0069]	[ 7.4779]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[0.0926]	[-0.0433]	[0.0021]	[-3.1829e-04]	[0.0065]	[ 6.9832]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[0.0926]	[-0.0430]	[0.0022]	[ ]	[0.0065]	[ 6.9800]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[0.0924]	[-0.0412]	[0.0019]	[ 3.2310e-04]	[0.0066]	[ 7.0551]

Infelizmente, os dias das medições foram dias com muita presença de nuvens, o qual gera muitas medições incertas. Mesmo assim, o programa processa todos os dados e calcula os valores de  $T_c$  e da eficiência, porem pode-se observar tanto na Tabela 33 como na Tabela 34 que os valores do erros são maiores do que na Etapa de medição anterior, para todos as equações.

Para maior confiabilidade nos cálculos são eliminados então os períodos de nebulosidade, visando verificar o comportamento da eficiência para um período de céu limpo. Realizou-se então um tratamento da informação correspondente à tarde do dia 13 de Janeiro. Assim, pode se notar um comportamento mais estável, e permitindo cálculos mais confiáveis como pode se ver na Figura 110.

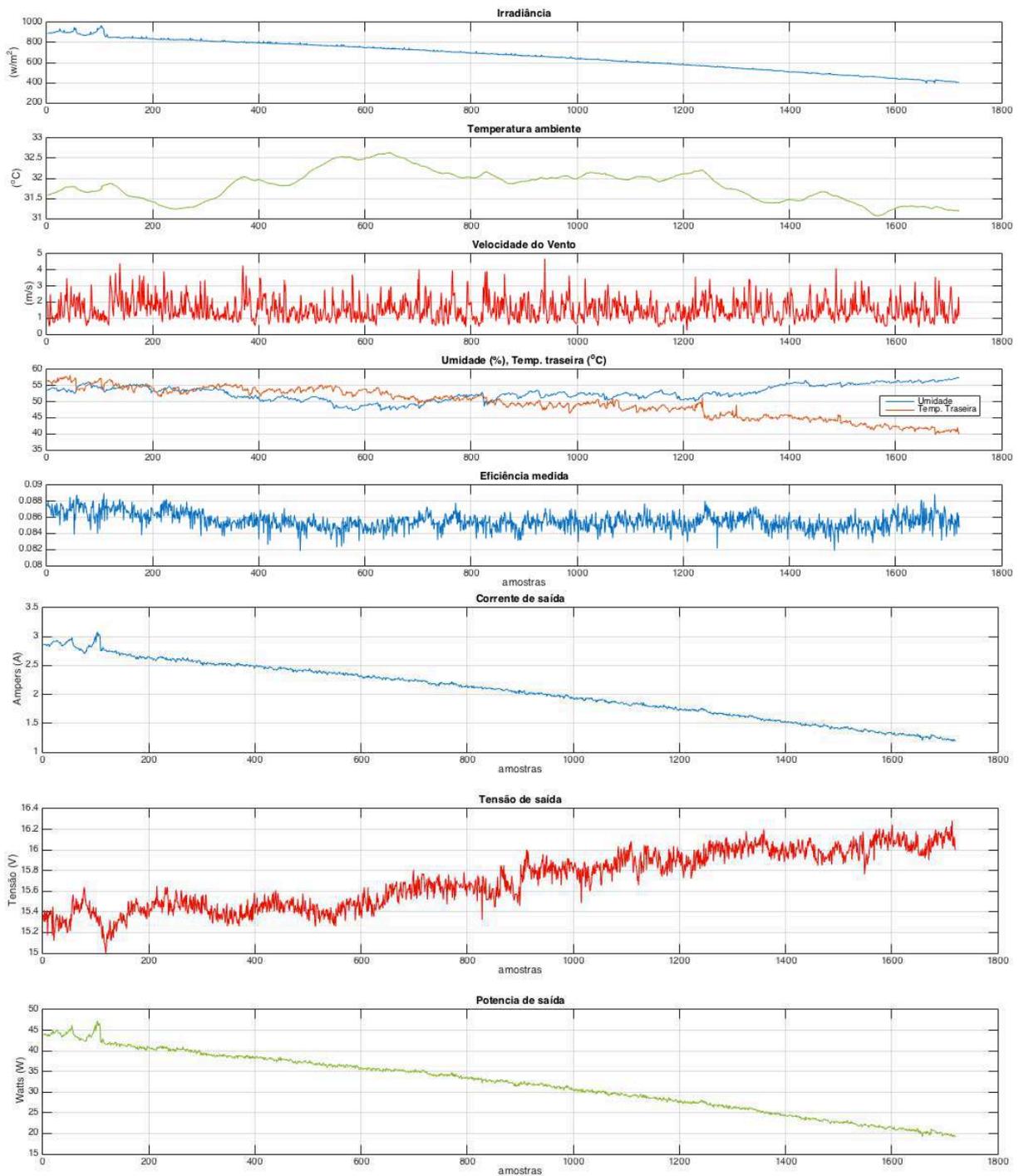


Figura 110. Variações dos valores climáticos durante a tarde do 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria Própria.

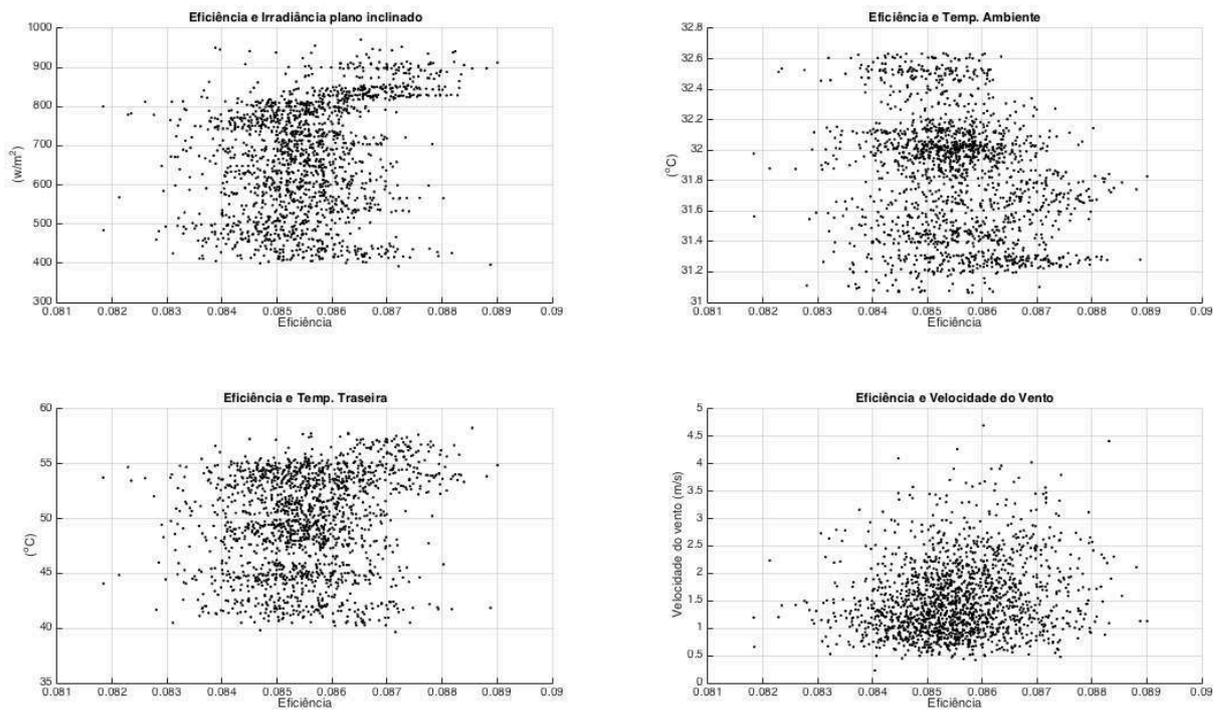


Figura 111. Correlações de eficiência e outras variáveis climáticas, correspondentes ao dia 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

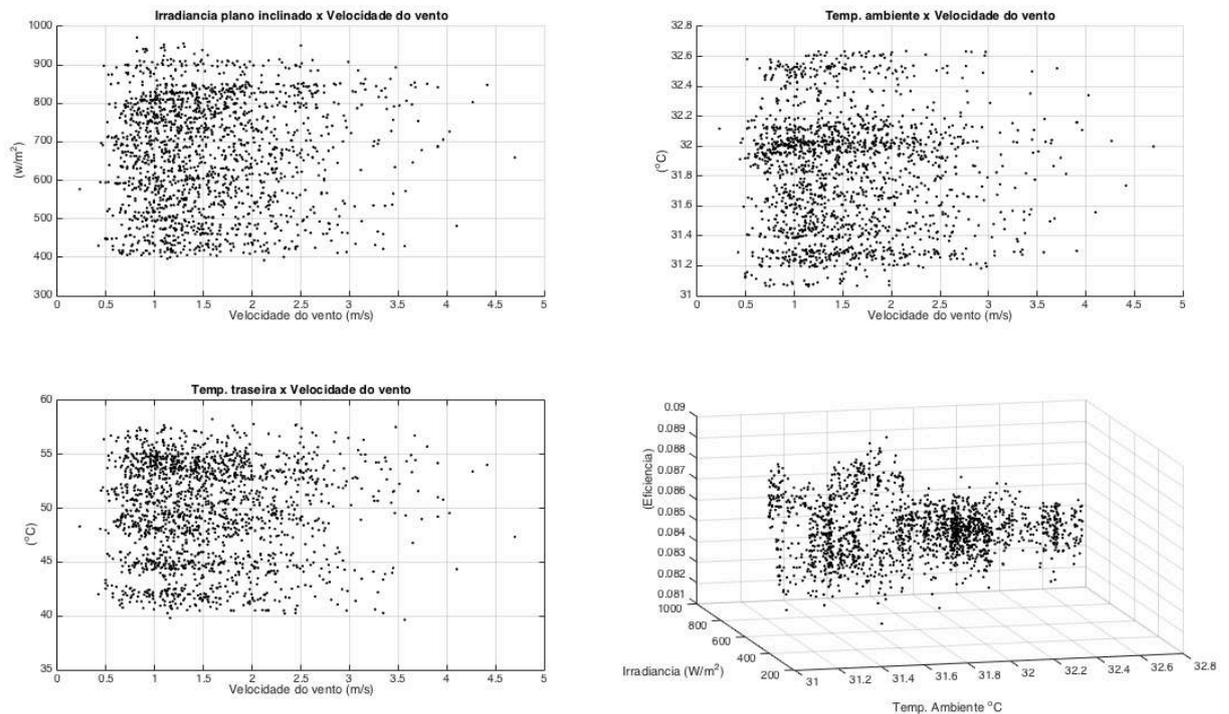


Figura 112. Correlações da velocidade do vento com outras variáveis climáticas, correspondentes ao dia 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

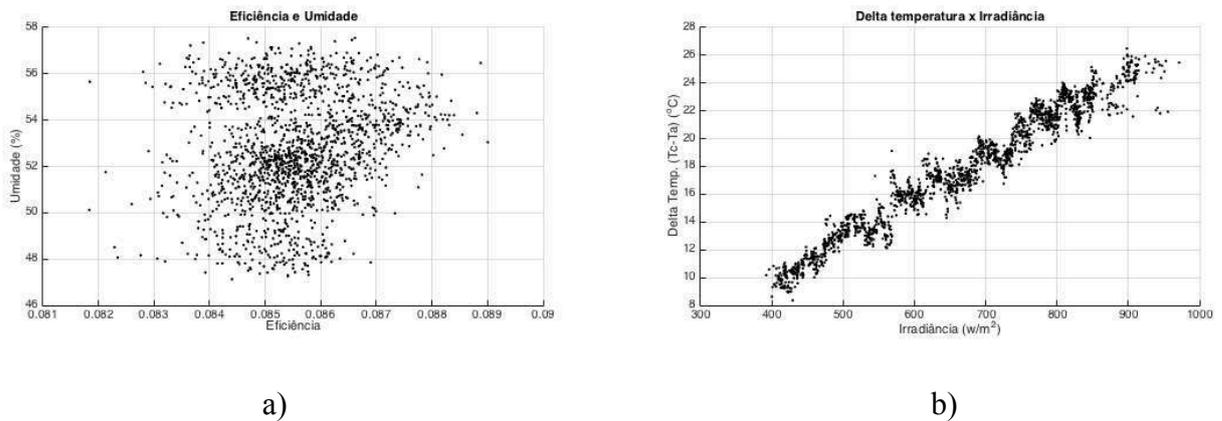


Figura 113. a) Correlação da eficiência e a umidade relativa do ar. b) Correlação entre o delta de temperatura e a irradiância. Dados obtidos durante a tarde do 13 de janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

Assim, os resultados das medições são mostradas nas tabelas de resultados a seguir,

Tabela 35. Cálculos de  $T_c$  para diferentes pesquisas, durante a tarde do 13 de Janeiro de 2017. Fonte: Autoria própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Tc Media'	'Peso Ta em Tc %'	'Peso Irr em Tc %'	'Peso Vv em Tc %'	'Tc Erro (oC)'	'Tc Erro %'
' VALOR MEDIDO->'	[49.6110]	[]	[]	[]	[]	[]
'1. NOCT Tc'	[54.3911]	[]	[]	[]	[ 4.7801]	[ 9.6351]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[48.2968]	[]	[]	[]	[ 2.8418]	[ 5.7282]
'3. LovedayTaki Tc'	[49.8543]	[]	[]	[]	[ 1.6181]	[ 3.2615]
'4. Nusselt Jurges Tc'	[46.9031]	[]	[]	[]	[ 3.2903]	[ 6.6322]
'5. CLEFS Ef.'	[50.9236]	[]	[]	[]	[ 2.6065]	[ 5.2539]
'6. Servant Tc'	[46.5597]	[]	[]	[]	[ 3.0530]	[ 6.1538]
'7. RisserFuentes Tc'	[61.8127]	[ 67.4366]	[30.5103]	[-4.1106]	[12.2018]	[24.5949]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[50.6789]	[ 59.2089]	[36.9493]	[-4.6430]	[ 1.3929]	[ 2.8077]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[48.9689]	[ 62.0563]	[42.3367]	[-4.7737]	[ 1.0510]	[ 2.1185]
'10. Muzathik Tc'	[45.7633]	[ 65.5687]	[28.4966]	[-5.1417]	[ 3.9169]	[ 7.8952]
'11. Didier Tc'	[51.8474]	[]	[]	[]	[ 4.0099]	[ 8.0827]
'Rahnumma Ef. (Ta,Vv)'	[]	[]	[]	[]	[]	[]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[49.6216]	[100.0359]	[]	[-0.0359]	[ 3.6368]	[ 7.3307]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[49.6081]	[ 60.8654]	[40.1600]	[-1.0253]	[ 0.7264]	[ 1.4641]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[49.6082]	[ 59.9480]	[40.0520]	[]	[ 0.7513]	[ 1.5145]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[49.6036]	[ 63.7062]	[39.9074]	[-1.0183]	[ 0.7254]	[ 1.4621]

Tabela 36. Cálculos da eficiência para diferentes pesquisas, durante a tarde do 13 de Janeiro de 2017.  $\beta_{ref} = 0,004$ . Fonte:

Autoria própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Ef. media'	'Peso Ta em Ef.'	'Peso Irr em Ef.'	'Peso Vv em Ef.'	'Erro Ef.'	'Erro Ef. %'
' VALOR MEDIDO->'	[0.0917]	[]	[]	[]	[]	[]
'1. NOCT Tc'	[0.1177]	[]	[]	[]	[ 0.0260]	[28.3700]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[0.1271]	[]	[]	[]	[ 0.0354]	[38.5611]
'3. LovedayTaki Tc'	[0.1201]	[]	[]	[]	[ 0.0284]	[31.0099]
'4. Nusselt Jurges Tc'	[0.1217]	[]	[]	[]	[ 0.0300]	[32.7272]
'5. CLEF Ef.'	[0.1116]	[]	[]	[]	[ 0.0199]	[21.6593]
'6. Servant Tc'	[0.1219]	[]	[]	[]	[ 0.0302]	[32.9270]
'7. RisserFuentes Tc'	[0.1138]	[]	[]	[]	[ 0.0221]	[24.0514]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[0.1197]	[]	[]	[]	[ 0.0280]	[30.5301]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[0.1206]	[]	[]	[]	[ 0.0289]	[31.5251]
'10. Muzathik Tc'	[0.1223]	[]	[]	[]	[ 0.0306]	[33.3904]
'11. Didier Tc'	[0.1191]	[]	[]	[]	[ 0.0274]	[29.8501]
'Rahnumma Ef. (Ta,Vv)'	[0.1061]	[-0.0276]	[]	[ 2.7175e-04]	[ 0.0144]	[15.6979]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[0.0917]	[-0.0421]	[]	[ 3.9869e-04]	[8.6224e-04]	[ 0.9403]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[0.0917]	[-0.0442]	[0.0022]	[-3.4512e-04]	[7.8545e-04]	[ 0.8565]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[0.0917]	[-0.0439]	[0.0022]	[]	[7.9697e-04]	[ 0.8691]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[0.0917]	[-0.0421]	[0.0020]	[ 3.5034e-04]	[7.8070e-04]	[ 0.8514]

#### 4.3.5.4.1 Análise de resultados etapa V.

- A medição de dados é altamente afetada com a presença de nuvens, pois os valores calculados de  $T_c$  aumentam o erro em até  $\pm 6^\circ\text{C}$ , para resultados das equações de CLEFS e Tamizhamani (5v). Com céu limpo, o erro nas medições de  $T_c$  apresenta valores de erro de apenas  $\pm 1,0510^\circ\text{C}$  (para Tamizhamani 5v) e de  $\pm 2,6^\circ\text{C}$  (para CLEFS) (Tabela 35). Isto evidencia que os cálculos de  $T_c$  são mais confiáveis quando a frequência de amostragem nas medições é maior, e quando o céu não tem presença de nuvens;
- As pesquisas com menor erro no cálculo de  $T_c$  para céu limpo são Tamizhamani 5v ( $\pm 1,05^\circ\text{C}$  ou  $\pm 2,11\%$ ), Tamizhamani 3v ( $\pm 1,39^\circ\text{C}$  ou  $\pm 2,80\%$ ) e LovedayTaki ( $\pm 1,61^\circ\text{C}$  ou  $\pm 3,26\%$ );
- As regressões lineares que consideram a influência do vento e da umidade relativa do ar encaminham resultados mais precisos na predição de  $T_c$ , já que o erro diminui nas equações que contem essas variáveis. Assim, a RegLin3( $T_a$ , Irr) tem um erro de  $\pm 0,7513^\circ\text{C}$  (ou  $\pm 1,514\%$ ), a RegLin2( $T_a$ , Irr, Vv) apresentou um erro de  $\pm 0,7264^\circ\text{C}$  ( $\pm 1,46\%$ ), e a RegLin4( $T_a$ , Irr, Vv, Ur) foi de  $\pm 0,7254^\circ\text{C}$  ( $\pm 1,4621\%$ );
- Analisando a equação da eficiência em função do coeficiente de temperatura e do delta de temperatura,  $\eta = \eta_{ref}(1 - \beta_{ref} * (T_c - T_a))$ , confirma-se que o coeficiente atual dos módulos é muito maior do que o estimado, devido à degradação da eficiência dos módulos com o passo dos anos. Assim, esse novo coeficiente pode ser calculado já que as outras variáveis são conhecidas. Deste modo se tem que  $\beta_{ref}$  não é 0,004, mas sim 0,0168. Portanto, os novos valores de eficiência calculados para todas as pesquisas são mostrados na Tabela 37;
- Assim, as equações das pesquisas com menor diferença entre a eficiência medida e nova eficiência calculada são Muzathik ( $\pm 0,0071$  ou  $7,79\%$ ), Servant ( $\pm 0,0084$  ou  $\pm 9,19\%$ ) e NusseltJurges ( $\pm 0,0096$  ou  $\pm 10,46\%$ ),

Tabela 37. Valores de eficiência calculados para um coeficiente de temperatura calculado  $\beta_{ref}=0,0168$ , para os módulos medidos. Fonte: Autoria própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Ef. media'	'Peso Ta em Ef.'	'Peso Irr em Ef.'	'Peso Vv em Ef.'	'Erro Ef.'	'Erro Ef. %'
' VALOR MEDIDO->'	[0.0917]	[]	[]	[]	[]	[]
'1. NOCT Tc'	[0.0683]	[]	[]	[]	[ 0.0234]	[25.5024]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[0.1071]	[]	[]	[]	[ 0.0154]	[16.7907]
'3. LovedayTaki Tc'	[0.0784]	[]	[]	[]	[ 0.0140]	[15.2292]
'4. Nusselt Jurges Tc'	[0.0849]	[]	[]	[]	[ 0.0096]	[10.4657]
'5. CLEFS Ef.'	[0.0680]	[]	[]	[]	[ 0.0237]	[25.8649]
'6. Servant Tc'	[0.0857]	[]	[]	[]	[ 0.0084]	[ 9.1984]
'7. RisserFuentes Tc'	[0.0519]	[]	[]	[]	[ 0.0398]	[43.4246]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[0.1197]	[]	[]	[]	[ 0.0280]	[30.5301]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[0.0803]	[]	[]	[]	[ 0.0131]	[14.2920]
'10. Muzathik Tc'	[0.0874]	[]	[]	[]	[ 0.0071]	[ 7.7967]
'11. Didier Tc'	[0.0739]	[]	[]	[]	[ 0.0178]	[19.3599]
'Rahnumma Ef. (Ta,Vv)'	[0.1061]	[-0.0276]	[]	[ 2.7175e-04]	[ 0.0144]	[15.6979]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[0.0917]	[-0.0421]	[]	[ 3.9869e-04]	[8.6224e-04]	[ 0.9403]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[0.0917]	[-0.0442]	[0.0022]	[-3.4512e-04]	[7.8545e-04]	[ 0.8565]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[0.0917]	[-0.0439]	[0.0022]	[]	[7.9697e-04]	[ 0.8691]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[0.0917]	[-0.0421]	[0.0020]	[ 3.5034e-04]	[7.8070e-04]	[ 0.8514]

- Para a regressão linear RegLin3, em função apenas da temperatura ambiente e da irradiância, e com ajuda da ferramenta “curve fitting” de Matlab®, realizou se as figuras em 3D, tanto para o cálculo de  $T_c$  como para os resultados da eficiência, possibilitando visualizar a influência dessas duas variáveis climáticas. Se evidencia que com aumento da temperatura ambiente, a temperatura da face posterior aumenta e a eficiência do módulo diminui. Com o aumento da irradiância, tanto a temperatura traseira como a eficiência aumentam,

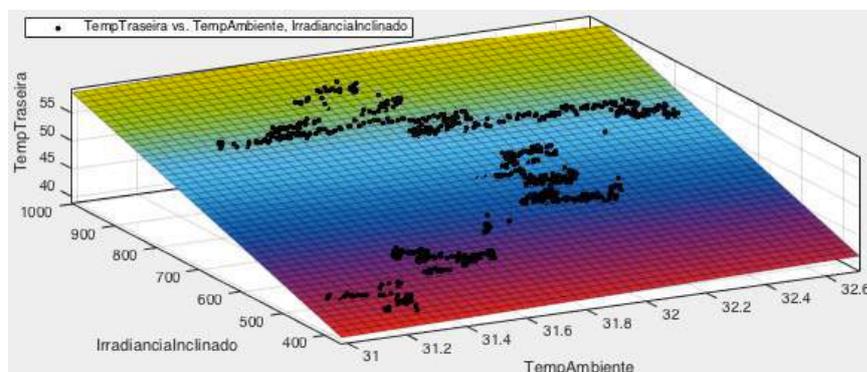


Figura 114. Figura em três dimensões que mostra a influência da temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) e a irradiância ( $\text{w}/\text{m}^2$ ) sobre a  $T_c$ . Fonte: Autoria própria.

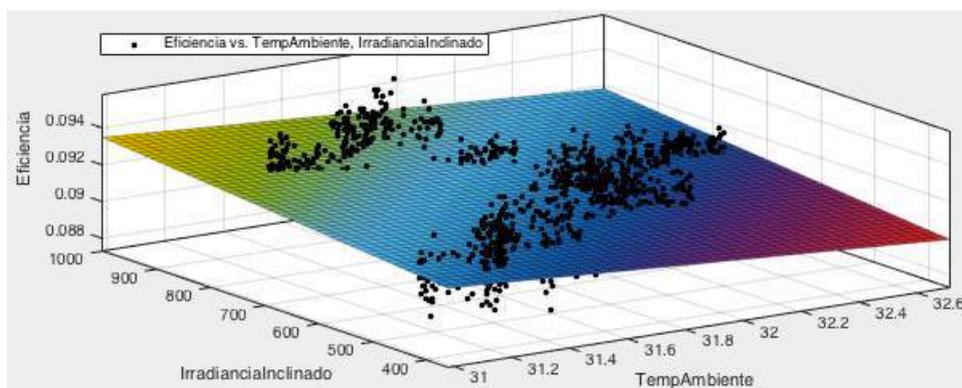


Figura 115. Figura em três dimensões que mostra a influência da temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) e a irradiação ( $\text{w}/\text{m}^2$ ) sobre a eficiência medida. Fonte: Autoria própria.

- Assim mesmo, selecionou se um período de 700 amostras (140 minutos) para analisar alguns comportamentos das variáveis climáticas e as suas influencias sobre outros fatores. Pode-se observar na Figura 116 que:
  - Com o incremento da temperatura ambiente de  $32,2^{\circ}\text{C}$  para  $32,5^{\circ}\text{C}$ , e com uma pequena redução da irradiação de  $780$  a  $740 \text{ w}/\text{m}^2$ , a eficiência se reduz de  $0,086$  para  $0,084$  aproximadamente.
  - Quando a velocidade do vento aumenta instantaneamente, a temperatura do módulo se reduz, por um período de tempo curto, devido à trocas de massas de ar por radiação por convecção forçada. Se a velocidade de vento se mantém alta por algum instante, ou continua em aumento, a eficiência aumenta durante o mesmo período.
  - Com a diminuição da temperatura ambiente e da radiação, a eficiência se incrementa.

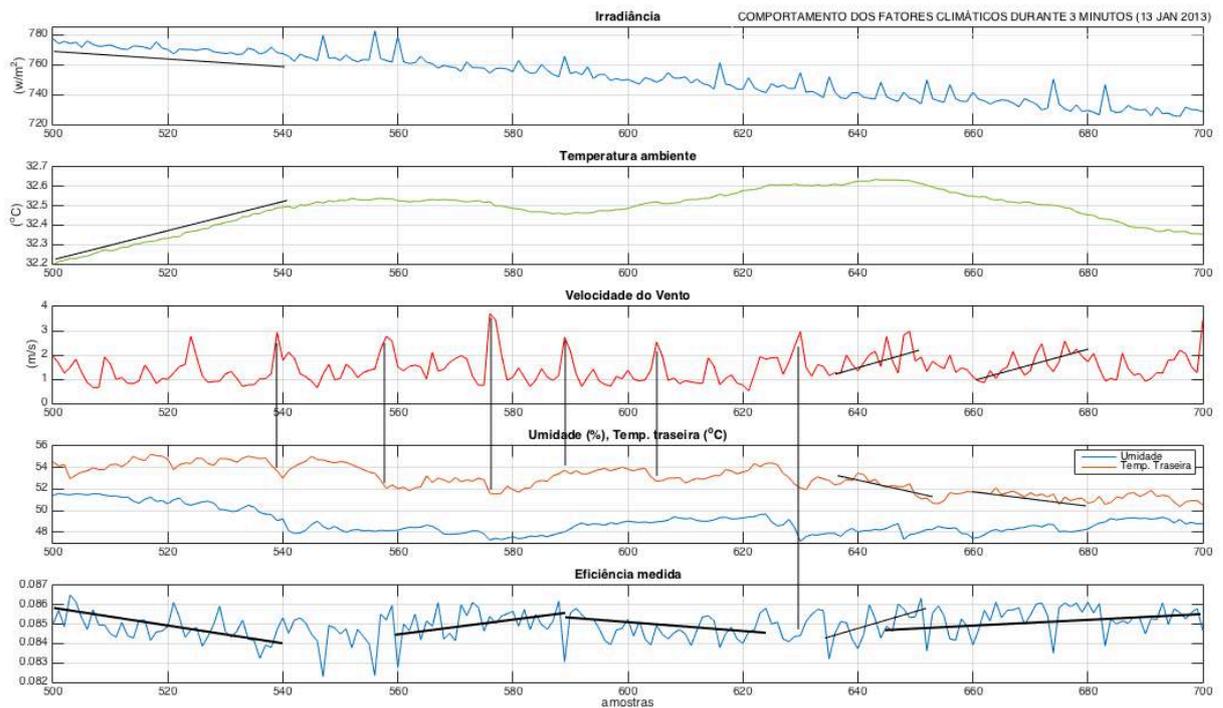


Figura 116. Variação de alguns fatores climáticos e a sua influência sobre a temperatura traseira e sobre a eficiência. Fonte: Autoria Própria.

### 5.3.6. PREVISÕES MENSAIS E ANUAIS

Com o mesmo programa em Matlab®, pode-se prever os valores da temperatura do módulo assim como a eficiência, segundo cada um das equações das pesquisas. (Os valores das figuras são médias mensais).

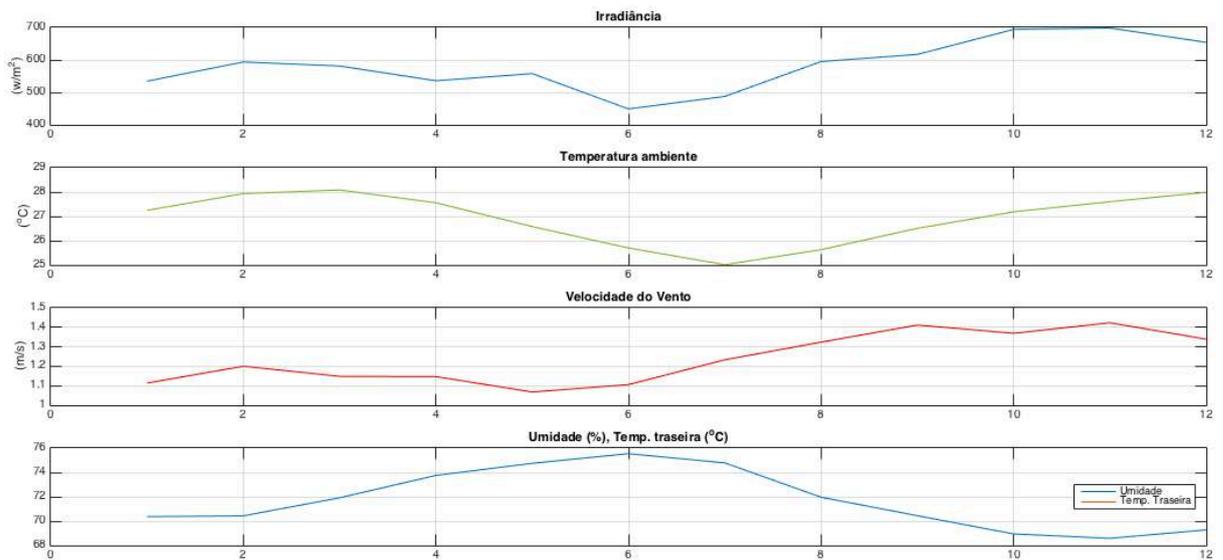
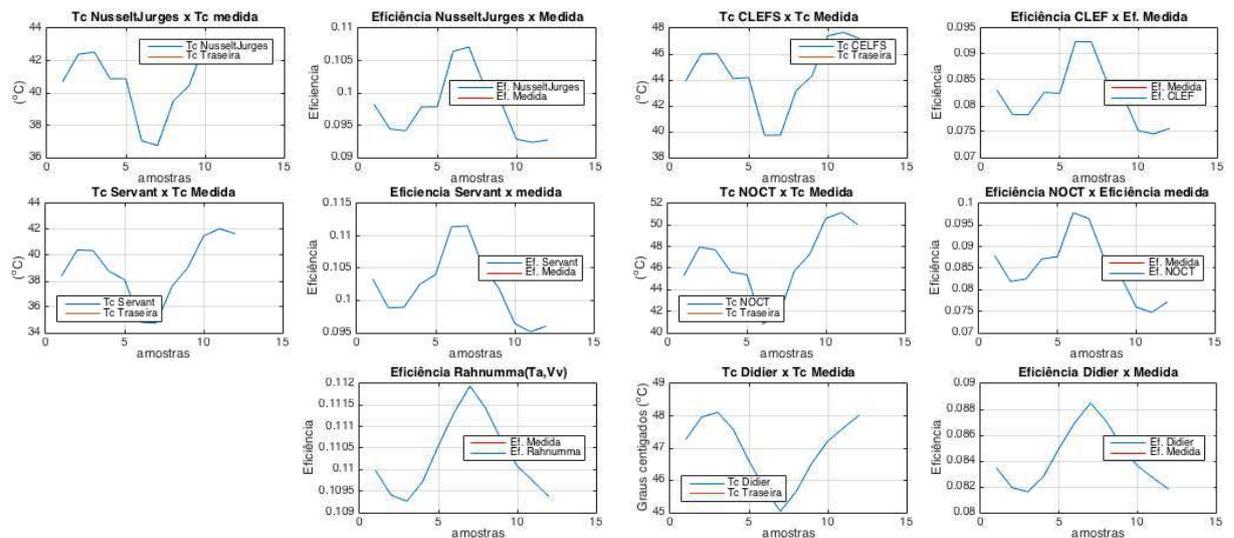


Figura 117. Valores médios dos fatores climáticos para João Pessoa utilizados para prever os valores de  $T_c$  e de eficiência para os diferentes meses. Fonte: autoria própria.

As equações das pesquisas que mais se aproximaram aos resultados medidos para  $T_c$  e para a eficiência são mostradas na Figura 118. Lembrando que as pesquisas com menor erro no cálculo de  $T_c$  para céu limpo são Tamizhamani5v ( $\pm 1,05^\circ\text{C}$  ou  $\pm 2,11\%$ ), Tamizhamani3v ( $\pm 1,39^\circ\text{C}$  ou  $\pm 2,80\%$ ) e LovedayTaki ( $\pm 1,61^\circ\text{C}$  ou  $\pm 3,26\%$ ), e que para o cálculo das eficiências as equações das pesquisas com menor diferença entre a eficiência medida no clima tropical de João Pessoa e a eficiência calculada são Muzathik ( $\pm 0,071$  ou  $7,79\%$ ), Servant ( $\pm 0,084$  ou  $\pm 9,19\%$ ) e NusseltJurges ( $\pm 0,096$  ou  $\pm 10,46\%$ ).



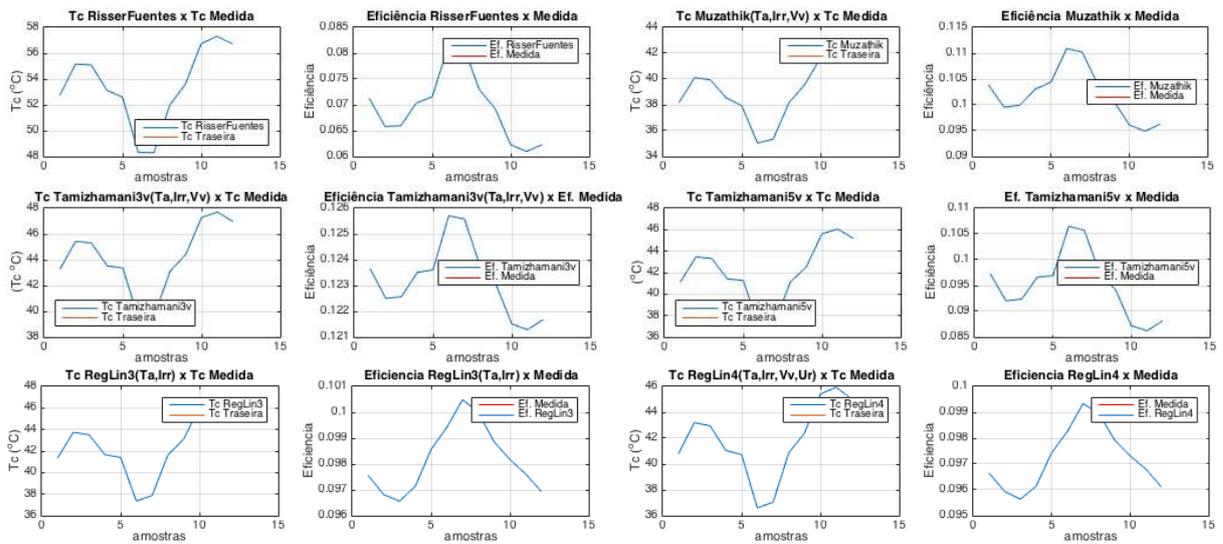


Figura 118. Valores estimados de eficiência e de  $T_c$  para os 12 meses do ano, segundo as equações que mais se aproximam aos valores medidos no clima tropical. Fonte: Autoria própria.

Sabendo que as regressões lineares propostas nesta dissertação são as que apresentam a maior precisão com respeito das medições de  $T_c$  e de eficiência, porém, a Regressão Linear 4 (em função de 4 variáveis) se apresenta como a equações mais adequada para estimar o comportamento da eficiência e a  $T_c$  mensal desse sistema FV instalado em João Pessoa. A seguir, na as estimativas de cada uma das regressões lineares propostas nesta dissertação, para cada mês.

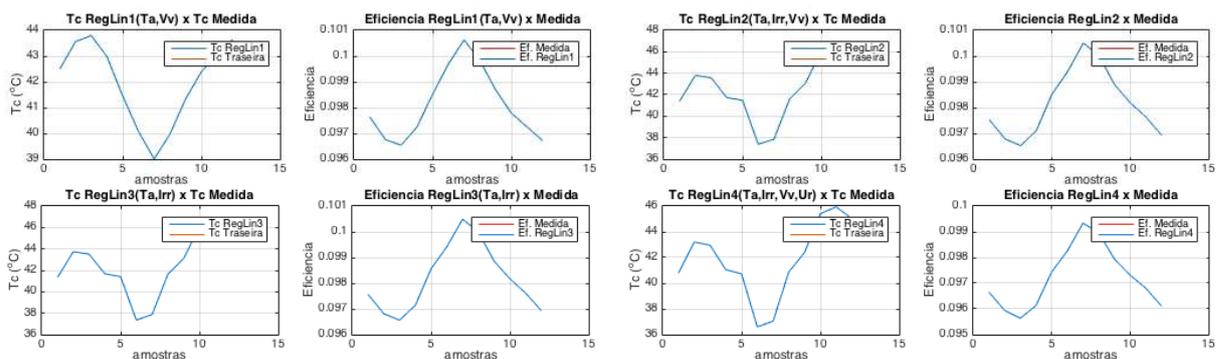


Figura 119. Predições de  $T_c$  e da eficiência para os 12 meses do ano, segundo as regressões lineares propostas nesta dissertação. Fonte: Autoria própria.

Por fim, as médias de  $T_c$  e de eficiência média anual, segundo cada um dos autores, é mostrada na Tabela 38. Sabendo que o menor MAE é o da Regressão Linear 4 ( $\pm 0,05\%$ ), podemos afirmar que a eficiência média anual para esses painéis, sob as condições atuais de instalação, será de  $0,0972 \pm 0,05\%$ , como se mostra na Tabela 38.

Tabela 38. Valores estimados de  $T_c$  médio e de eficiência média durante um ano, baseado nas médias dos fatores climáticos em João Pessoa.  $\beta_{ref}=0,0168$ . Fonte: Autoria própria.

'NOME DA PESQUISA'	'Tc Media'	'Ef. media'
' VALOR MEDIDO->'	[ NaN]	[ NaN]
'1. NOCT Tc'	[46.6003]	[0.0850]
'2. Duffie Tc e Ef.'	[42.1775]	[0.1020]
'3. LovedayTaki Tc'	[43.2751]	[0.0924]
'4. Nusselt Jurges Tc'	[40.8868]	[0.0978]
'5. CLEFS Ef.'	[44.4522]	[0.0818]
'6. Servant Tc'	[38.9544]	[0.1021]
'7. RisserFuentes Tc'	[53.4720]	[0.0696]
'8. Tamizhamani3v Tc'	[44.1175]	[0.1232]
'9. Tamizhamani5v Tc'	[42.1200]	[0.0950]
'10. Muzathik Tc'	[39.0142]	[0.1020]
'11. Didier Tc'	[46.9461]	[0.0842]
'Rahnumma Ef.(Ta,Vv)'	[ ]	[0.1103]
'RegLin1(Ta,Vv)'	[41.9791]	[0.0981]
'RegLin2(Ta,Irr,Vv)'	[42.5058]	[0.0982]
'RegLin3(Ta,Irr)'	[42.4839]	[0.0982]
'RegLin4(Ta,Irr,Vv,Ur)'	[41.8360]	[0.0972]

## 5. CONCLUSÕES

- Analisaram-se vários dos fatores climáticos, visando entender a influencia de cada um deles, e concluindo que o aumento na temperatura ambiente reduz a eficiência, o incremento na radiação melhora o desempenho de conversão fotovoltaica, a velocidade do vento reduz a temperatura de trabalho dos módulos, melhorando a eficiência. O efeito da umidade relativa do ar pode diminuir a eficiência fotovoltaica, mas o seu impacto é tão insignificante que pode-se desprezar;
- Consolidaram-se dez equações, propostas por diferentes autores, para calcular a temperatura de trabalho dos módulos, permitindo assim comparar dez equações para determinar a conversão fotovoltaica;
- Se determinaram as características próprias dos climas, localizações e particularidades das regiões tropicais no Nordeste Brasileiro. Confirmou-se que o clima de João Pessoa, é do tipo Aw (segundo a classificação Köppel-Geinen) - Clima tropical com estação seca de menos de 30mm de chuva;
- Mediu-se com sucesso a eficiência fotovoltaica dos módulos, e comparou-se o valor medido com o calculado para cada uma das dez equações encontradas na literatura.
- O cálculo da temperatura de trabalho dos módulos fotovoltaicos é considerado o fator mais importante para determinar o desempenho dos módulos. Algumas pesquisas são desenvolvidas com módulos sem carga, ou com cargas temporárias. Nesta dissertação todas as medições foram realizadas com sucesso sob condições reais de operação para um arranjo de módulos fotovoltaicos conectados em um inversor ligados na rede elétrica.
- A presença de nuvens diminui os níveis de radiação, portanto, diminui a corrente do sistema. Isso representa uma diminuição tanto na produção de energia elétrica como no desempenho dos painéis. Porém, a nebulosidade impede também determinar de forma exata, os fatores de influenciam na eficiência dos módulos fotovoltaicos.
- Existem dois métodos para calcular a eficiência de um módulo fotovoltaico. Por um lado pode-se determinar sabendo os parâmetros em condições padrão de potencia, a área e a irradiância ( $\eta = P_{saída_{STC}} / (Irradiância_{STC} * área)$ ). Por outro lado a eficiência

pode-se calcular com a temperatura do módulo, o valor da eficiência padrão sob condições STC e o coeficiente de temperatura ( $\beta_{ref}$ ) próprio da tecnologia e fornecido pelo fabricante, na maioria dos casos ( $\eta = \eta_{ref}(1 - \beta_{ref}(T_c - T_a))$ ). A degradação dos painéis com o passo dos anos afeta diretamente o desempenho, aumentando o valor de  $\beta_{ref}$  de 0,004 (típico para módulos m-Si) para 0,0176 (calculado a partir os dados medidos);

- A falta de sincronismo entre os diferentes equipamentos de medição dos fatores relacionados à produção de energia fotovoltaica, gera valores instantâneos imprecisos para cálculo da eficiência dos módulos. Esses valores pico de eficiência (positivos e negativos) podem ser eliminados para assim calcular uma eficiência média mais precisa. Para evitar esse comportamento nas ultimas etapas de medições, aumentou se a taxa de amostragem.
- A equação proposta com a regressão linear 4 é a mais precisa para predizer valores de  $T_c$  e de eficiência. Segundo isso, pode se estimar que em João Pessoa, os módulos m-Si instalados no CEAR, terão uma temperatura média máxima de até  $44,2^\circ\text{C} \pm 0,7469^\circ\text{C}$  em maio, e um mínimo de  $39,4^\circ\text{C} \pm 0,7469^\circ\text{C}$  para Janeiro. Em contrapartida, os valores de eficiência estimados terá valores máximos de até 0,995 para julho (@ $T_c=43,2^\circ\text{C}$ ), e com mínimos em Fevereiro e Março de 0,956 (@ $T_c=41$  e  $43,5^\circ\text{C}$ ), aproximadamente.

### 5.1. CONSIDERAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Melhorar os circuitos eletrônicos propostos nesta dissertação, para que sejam instalados permanentemente visando uma coleta de dados constante.
- Quanto maior a base de dados para calcular a temperatura do módulo e a eficiência dos módulos, maior confiabilidade dos resultados. Recomenda-se realizar testes similares para diferentes meses ao longo do ano;
- Meses com menor presença de nuvens (Junho e Julho) seriam meses ideais para fazer testes e análises, pois as medições serão mais estáveis e mais confiáveis;

- O sincronismo entre o datalogger e os circuitos extras de medição, assim como a frequência de amostragem reduzem a probabilidade de erro para o cálculo da eficiência fotovoltaica;
- Recomenda-se realizar o mesmo tipo de testes para diferentes tipos de módulos, visando verificar o valor do coeficiente de temperatura  $\beta_{ref}$ .

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008.

ALVARES, C. A., *et al.* **Köppen's climate classification map for Brazil**, Meteorologische Zeitschrift, Vol. 22, No. 6, 711–728. Published online January 2014.

AMY, D. E., **Etude Du Comportement Thermique De Modules Photovoltaïques En Vue De La Prediction De Leur Production Electrique Sur Site**. Tese de doutorado, L'UNIVERSITE DE PROVENCE, Institut des Systèmes Thermiques Industriels, UMR 6595, Provence, France. 20 outubro 2006.

ARDUINO. Disponível em: <https://www.arduino.cc>. Acesso em : 24 nov. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15569**: Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto Projeto e instalação. Rio de Janeiro, 2008. 36 p.

BHATTACHARYA, T., CHAKRABORTY, A., PAL, K., **Effects of ambient temperature and wind speed on performance of Monocrystalline Solar Photovoltaic Module in Tripura, India**. Hindawi Publishing Corporation, Journal of Solar Energy. Tripura, Índia. 2014.

BELLIA, H., YOUCEF, R., Fatima, Mounlay., **A detailed modeling of photovoltaic module using Matlab**. NRIAG Journal os Astronomy and Geophysics. Algeria, 2013.  
DKE German Commission for Electrical, Electronic & Information Technologies of DIN and VDE, **List of standards, drafts and specifications specially developed for PV applications**, Beuth Verlag GmbH, Berlin, Agosto 2012.

CIULLA, G., LO BRANO, V., MORECI, E., **Forecasting the Cell Temperature of PV Modules with an Adaptive System**, Universidade de Palermo, Italia. 2013.

CLEFS CEA, 2004. **Influence of temperature on photovoltaic module efficiency**. CLEFS CEA – No. 50/51 – Winter 2004–2005, p. 119.

CRUZ, J. J., **Apostila de Física Geral II**. João Pessoa, Centro Universitário UNIPÊ. 2014.

DE SOUSA, F. **Determinação da variação da temperatura em um painel solar fotovoltaico ao longo do dia**. Trabalho de conclusão do curso de graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal da Paraíba, Brasil. João Pessoa. 2015.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A., **Solar Engineering of thermal processes**. 4 ed. Madison: John Wiley & Sons, Inc. (2013).

EMERY, K., MYERS, D., RUMMEL, S., **Solar simulations**, problems and solutions. Solar Energy Research Institute. \_\_\_\_\_.

EVANS, D., FLORSCHUETZ, L. **Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration**. Solar Energy, 1977, Vol.19(3), pp.255-262.

EVANS D., **Simplified method for predicting photovoltaic array output**, Solar Energy, vol. 27, no. 6, p. 555–560, 1981.

FLUKE. **Termômetro IR visual VT02**. Base de dados Fluke. São Paulo: Fluke, 2015. Disponível em: <http://www.fluke.com>. Acesso em: 20 abr. 2015.

GOLDERBERG, J. LUCON, O. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. 3. Ed. rev. e amp., 2 reimp. São Paulo: editora da Universidade de São Paulo, 2012.

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. **Solar cell efficiency tables** (version 41). Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 21, 2013. p. 1-11.

GRUPO FAE – Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia-DEN/CT/UFPE. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Recife, 2000.

HONSBURG, C. STUART, B. PVeducation. Disponível em: <http://pveducation.org/>. Acesso em Dezembro de 2015.

IEA-PVPS, **Snapshot of global PV Market. Photovoltaic power systems program**. Report IEA PVPS T1-26:2015.

INCROPERA, F. P., **Fundamentos de transferência de calor e massa**. Tradução e revisão técnica de Eduardo Mach Queiroz, Fernando Luiz Pellegrini Pessoa. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008.

INMET. Dados Sol 2014: **Base de dados da estação meteorológica na UFPB, João Pessoa, 2014**. João Pessoa, 2014.

JAKHRANI, A.Q., et al, **Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models, Wold Applied Science Jornal 14 (special issue for food and environment)**, ISSN 1818-4952. IDOSI Publications, 2011.

JONES. A., UNDERWOOD. P., **A thermal model for photovoltaic systems**. School of the Built Environment, University of Northumbria, Newcastle. UK. 2000.

LIBAL, J. KOPECEK, R., **Atacama Module (AtaMo): a long lasting, powerful, highly efficient module for desert applications**. PV-TECH Magazine. <http://www.pv-tech.org/>. Sep 15, 2015. Acesso em 20 Junho 2016.

LES. Dados sol 2014: **Base de dados da estação meteorológica UFPB**. João Pessoa, 2015.

LOVEDAY, D., TAKI, A., **Heat Mass Trans.** 39 (8) (1996) p 1729.

MEKHILEF, S., SAIDURB, R., KAMALISARVESTANI, M. **Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells**. University of Malaya, 50603 Kuala Lumpur, Malaysia. Mar 2012.

MIGAN, G., **Study of the operating temperature of a PV module**. Department of Energy Sciences, Faculty of Engineering. Lund University. Lund, Sweden. May 2013.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. **Mercado, física e processamento de células solares**. Metalurgia e Materiais, v. 61, n. 557, 2005. p. 394-397.

MONTGAREUIL, A., DELESSE. Y., MALBRANCHE. P, **An Empirical Synthetic Law Between The Modules Energy**. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japão. 2003.

NATIONAL INSTRUMENTS, **Photovoltaic Cell I-V Characterization Theory and LabVIEW Analysis Code**. National Instruments. Disponível em: <http://www.ni.com/white-paper/7230/en/>. Acesso em: 22 Julho 2015.

NORDMANN. T, CLAVADETSCHER. L., **Understanding temperature effects on PV system performance**. Proceedings of the Third World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11–18, Osaka, Japan, 2003, pp. 2243–2246.

PANJWANI. M., NAREJO. G., **Effect of Humidity on the Efficiency of Solar Cell (photovoltaic)**. Department of Electronic Engineering, NEDUET, International Journal of Engineering Research and General Science Volume 2, Issue 4, June-July, Pakistan. 2014.

PEEL, M., et al. **Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification**. Hydrology and Earth System Science. Vitoria. Australia. Março 2007.

PEREIRA, E. B., *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, São José dos Campos: ed. INPE, 2006.

PINHO. J., T. GALDINO, M. A., **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPTEL – CRESESB. Rio de Janeiro: 2014.

PORTAL ENERGIA, **Energia Fotovoltaica**, manual sobre tecnologias, projeto e instalação. Lisboa. Disponível em: [www.portal-energia.com](http://www.portal-energia.com). Acesso em 10/04/2015.

SKOPLAKI, E; BOUDOUVIS, A.; PALYVOS. J., **A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting**. Solar Energy

Materials & Solar Cells. Solar Engineering Unit, School of Chemical Engineering, NTUA GR-15780. Atenas, Grécia. 2008.

SCOPLAKI, E.; PALYVOS, J. **On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations.** Solar Energy. Atenas, Grécia. ed. 83. 2009.

ROBORO. **Measuring Temperature From PT100 Using Arduino.** [www.instructables.com](http://www.instructables.com). Publicado em 22 Out 2016. Acesso em: 20 Dez, 2016.

ROGÉRIO. Apostilha Curso de Energia Solar, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, PB, Brasil. 1985.

ROSS, G., **Interface design considerations for terrestrial solar cell modules**, in: Proceedings of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Nov. 15–18, Baton Rouge, LA, USA, 1976, pp. 801–806.

TAMIZHMANI, G. Et al. **Photovoltaic module thermal/wind performance: Long - Term Monitoring and Model Development For Energy Rating.** Arizona State University East, Photovoltaic Testing Laboratory, NCPV and Solar Program Review Meeting. Meza, Arizona. 2003.

TAN, C.M., CHEN B.K., TOH, K.P. **Humidity study of a-Si PV cell.** Microelectronics Reliability 2010; 50(9–11):1871–4.

CLOUD COVERAGE, Weather Prediction Education. **The Weather Prediction.** Disponível em (<http://www.theweatherprediction.com/habyhints/189/>). Acesso em. 11/11/2016.

TINA, G.M., **Electrical and Thermal model for PV Module. Temperature Evaluation.** University of Catania, Viale. 2008.

VALERO, S. **Introducción al diseño de Instalaciones Solares Fotovoltaicas**, Universidad Miguel Hernandez de Elche. 12 Julho 2014, Disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=cTxn6-4a8Zs#t=1834.921454>. Acesso em: 10 Jun. 2016.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** São Paulo. Ed. Oficinas de Textos, 2012.

## **7. ANEXOS VIRTUAIS**

7.1. ANEXO A: PROGRAMAS EM MATLAB®

7.2. ANEXO B: PROGRAMA PARA A MEDIÇÃO DE TEMPERATURA, TENSÃO E CORRENTE SOBRE O ARDUINO® MEGA.