

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,  
METALÚRGICA E DE MATERIAIS**



**EFEITOS DA DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR  
NA CARACTERIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS DE  
DIFERENTES TECNOLOGIAS**

**TESE DE DOUTORADO**

***ANDRÉ LUÍS WINCK***

**Porto Alegre  
Março de 2021**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,  
METALÚRGICA E DE MATERIAIS

**EFEITOS DA DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR  
NA CARACTERIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS DE  
DIFERENTES TECNOLOGIAS**

ANDRÉ LUÍS WINCK

Mestre em Engenharia

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia.

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Co-orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Porto Alegre  
Março de 2021

## CIP - Catalogação na Publicação

Winck, André Luís

EFEITOS DA DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR  
NA CARACTERIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS DE  
DIFERENTES TECNOLOGIAS / André Luís Winck. -- 2021.

142 f.

Orientador: Arno Krenzinger.

Coorientador: Fabiano Perin Gasparin.

Tese (Doutorado) -- Universidade Federal do Rio  
Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de  
Materiais, Porto Alegre, BR-RS, 2021.

1. Fator de descasamento espectral. 2. Medições ao  
ar livre. 3. Medições em simulador solar. 4. Resposta  
espectral. 5. Célula de referência com filtros  
espectrais. I. Krenzinger, Arno, orient. II.  
Gasparin, Fabiano Perin, coorient. III. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os  
dados fornecidos pelo(a) autor(a).

# **EFEITOS DA DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR NA CARACTERIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS**

POR

**ANDRÉ LUÍS WINCK**

Mestre em Engenharia

Esta Tese foi julgada adequada para a obtenção do título de Doutor em Engenharia e aprovada na sua forma final pelo Orientador, Co-orientador e pela Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Co-orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Banca Examinadora:

Dra. Aline Cristiane Pan (Universidade Federal do Rio Grande do Sul)

Dr. Rafael Haag (Universidade Estadual do Rio Grande do Sul)

Dr. Ricardo Rüther (Universidade Federal de Santa Catarina)

Prof. Dr. Afonso Reguly

Coordenador do PPGE3M/UFRGS

Dedico este trabalho à Viviane,  
Isabela e Maria Rita.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Programa de pós Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais – PPGE3M/UFRGS, pela oportunidade de realização de trabalhos na área de energia solar fotovoltaica.

Aos professores Dr. Arno Krenzinger e Dr. Fabiano Perin Gasparin, pela orientação.

Ao Dr. César Wilhelm Massen Prieb pelo apoio técnico nos ensaios com o simulador solar.

Aos colegas do PPGE3M e do PROMEC pela amizade, apoio e auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso.

À CAPES pela provisão da bolsa de doutorado.

Epígrafe: “Cultive a única riqueza que ninguém pode roubar: o estudo. O estudo é a máquina que movimenta o mundo”.

Elton Ferlin

## RESUMO

Atualmente existem diversas tecnologias de fabricação de módulos fotovoltaicos e muitas pesquisas são realizadas para melhorar a eficiência de células e módulos tais como associação de diferentes materiais com respostas espectrais diferentes e melhorias nos processos de fabricação. Percebe-se também que, mesmo com vários estudos existentes sobre a variação do espectro solar ainda faltam estudos mais aprofundados dos seus efeitos em campo. Diante deste quadro busca-se com este trabalho avaliar, através de fontes luminosas que simulam a radiação solar, através de medições de espectros solares ao ar livre e também através de simulações computacionais da radiação solar a partir de modelos de transferência radiativa que utilizam parâmetros atmosféricos como dados de entrada, o efeito destas diferentes distribuições espectrais sobre o fator de descasamento espectral, e também sobre o fator de descasamento experimental, em cinco tecnologias de fabricação de módulos, sendo quatro módulos de filmes finos (CIGS, CdTe, a-Si (TJ), a-Si/ $\mu$ -Si) e uma célula de c-Si. Para isso, foram utilizadas células de referência de c-Si com filtros, que simulam a tecnologia dos módulos ensaiados sem apresentar efeitos metaestáveis. Todas as medições das células de referência e também dos módulos em teste foram registradas de forma sincronizada com digitalizadores de 16 bits. Foram descritos os processos de instalação e de medição das células de referência, dos *shunts*, dos digitalizadores e dos módulos no simulador solar e também em uma câmara climatizada rotativa para ensaios ao ar livre. Efetuou-se o cálculo do fator de descasamento espectral das junções de cada um dos módulos em relação à tecnologia c-Si, para posterior determinação, em simulador solar, da corrente de curto circuito teórica de cada junção. Foram utilizadas distribuições espectrais da radiação solar, geradas por programa de transferência radiativa e também distribuições medidas através de espectrorradiômetro, relativos aos mesmos dias, horas e minutos das medições realizadas ao ar livre em uma câmara climatizada no Labsol. Avaliou-se também os efeitos, no verão e no inverno, de espectros simulados, para as cinco regiões do Brasil, em módulos com diferentes respostas espectrais. No simulador solar, foi avaliado o efeito da variação espectral da irradiância nos módulos testados. Como resultado deste trabalho foi validada uma metodologia de medição simultânea ao ar livre do fator de descasamento



experimental; foi demonstrado o efeito da variação espectral da radiação solar sobre algumas tecnologias de módulos nas cinco regiões do Brasil e também foi demonstrado o efeito da variação espectral do simulador solar nos módulos avaliados. Conclui-se que, as comparações entre os resultados das medições ao ar livre em uma câmara climatizada e os resultados dos cálculos e simulações apresentaram entre si variações médias de 1%, sendo portanto, coerentes e validando desta forma a metodologia de medição simultânea realizada.

**Palavras-chave:** Filmes Finos. Fator de Descasamento Espectral. Resposta espectral. Variação espectral da irradiância solar.

## ABSTRACT

Presently, there are several technologies for the manufacture of photovoltaic modules and much research is carried out to improve the efficiency of cells and modules such as the association of different materials with different spectral responses and improvements in manufacturing processes. It is also noticed that, even with several existing studies on the variation of the solar spectrum, further studies of its effects in the field still lack. Given this situation, this work is to evaluate, through light sources that simulate solar radiation, through measurements of outdoor solar spectra and also through computational simulations of solar radiation from models of radiative transfer that use atmospheric parameters as input data, the effect of these different spectral distributions on the spectral mismatch factor, and also on the experimental mismatch factor, in the five modules manufacturing technologies, in the four thin film modules and in one c-Si cell. For this, c-Si reference cells with filters were used, which simulate the technology of the tested modules without presenting metastable effects. All measurements of the reference cells and also of the modules under test were recorded in synchronized with 16-bit digitizers. The installation and measurement processes of reference cells, shunts, digitizers and modules in the solar simulator and also in a rotating air-conditioned camera for outdoor testing, were described. The spectral mismatch factor of the junctions of each of the modules was performed in relation to the c-Si technology, for subsequent determination, in the solar simulator, of the theoretical short circuit current of each junction. Spectral distributions of solar radiation were used, generated by radiative transfer program and also distributions measured by spectroradiometer, relative to the same days, hours and minutes of measurements performed outdoors in an air-conditioned chamber in Labsol. The effects of simulated spectra for the five regions of Brazil were also evaluated in modules with different spectral responses. In the solar simulator, the effect of spectral variation of irradiance on the tested modules was evaluated. As a result of this work, a simultaneous outdoor measurement methodology of the experimental mismatch factor was validated; the effect of spectral variation of solar radiation on some module technologies in the five regions of Brazil was demonstrated and the effect of spectral variation of the solar simulator on the

evaluated modules was also demonstrated. It was concluded that the differences between the results of the outdoor measurements in an air-conditioned chamber and the results of the calculations and simulations presented between them average variations of 1%, being therefore coherent and thus validating the methodology of simultaneous measurement performed.

Keywords: Thin Films. Spectral Mismatch Factor. Spectral response. Spectral variation of solar irradiance.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Mapa da média anual da irradiação global horizontal para utilização de energia solar fotovoltaica. ....	1
<b>Figura 2</b> –Histórico dos preços de células de silício (em US\$/Wp).....	3
<b>Figura 3</b> –Porcentagem do total de MWp de módulos fotovoltaicos produzidos por região de 1997 até 2019. ....	4
<b>Figura 4</b> –Previsões da ANEEL para Micro e Minigeração Distribuída (kW).....	6
<b>Figura 5</b> –Projeção da capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (MW). ....	7
<b>Figura 6</b> – Eficiências de conversão de células de laboratório, para a tecnologia de silício cristalino.....	9
<b>Figura 7</b> – Eficiências de conversão de células de laboratório, para a tecnologia de filmes finos.....	10
<b>Figura 8</b> – Curva I-V de um módulo fotovoltaico e possíveis anomalias. ....	16
<b>Figura 9</b> –Responsividade espectral relativa das células de referência Konica Minolta série AK.....	21
<b>Figura 10</b> –Estrutura de uma célula solar de tripla junção de silício amorfo hidrogenado.....	22
<b>Figura 11</b> –Curvas de resposta espectral de diferentes tecnologias.....	24
<b>Figura 12</b> –Distribuição espectral da irradiância solar global simulada para a região amazônica com o código SMARTS2 e espectro ASTM G173-03.....	25
<b>Figura 13</b> - Resposta espectral de célula a-Si de junção única e célula c- Si comparadas ao espectro AM1.5. ....	26
<b>Figura 14</b> –Eficiência quântica das camadas de uma célula típica, com tripla junção, de silício amorfo hidrogenado. ....	28
<b>Figura 15</b> – Gráfico superior apresenta a irradiância global, difusa e direta para os dias 4, 5 e 6 de outubro de 2002. Gráfico inferior apresenta fração de cobertura de nuvens para o mesmo período obtida com imageador. ....	42
<b>Figura 16</b> – (a) Conectores Canon para células. (b) conectores BNC para digitalizadores. (c) <i>Shunts</i> das células de referência. (d) Caixa dos <i>Shunts</i> .....	46
<b>Figura 17</b> – (a) Conector Lemo para sensor Pt-100 células AK. (b) Conectores pino banana duplos, para os multímetros. ....	47
<b>Figura 18</b> – Calibração dos <i>shunts</i> dos módulos com resistor padrão.....	50
<b>Figura 19</b> – Prédio principal do Labsol - UFRGS.....	52

<b>Figura 20</b> – (a) Prédio anexo do simulador solar do Labsol. (b) Carga eletrônica e câmara do simulador. (c) Túnel do simulador, lâmpadas de <i>flash</i> , fonte e filtros ópticos. ....	53
<b>Figura 21</b> – Espectro do Simulador Solar do Labsol. ....	56
<b>Figura 22</b> – Respostas espectrais típicas para as junções do módulo de Silício Amorfo de Tripla Junção e respostas das células de referência AK120, AK130 e AK140. ....	59
<b>Figura 23</b> – Respostas espectrais típicas para as junções do módulo de Silício Amorfo-Microcristalino e respostas das células de referência AK100 e AK110. ....	60
<b>Figura 24</b> – Resposta espectral típica para módulo de Telureto de Cádmiio e respostas das células de referência AK100, AK120, AK130 e AK200. ....	61
<b>Figura 25</b> – Resposta espectral típica para módulo de Cobre-Índio-Gálio-Selênio e resposta da célula de referência AK200. ....	61
<b>Figura 26</b> – Resposta espectral típica para célula de Silício Monocristalino e resposta da célula de referência AK-200. ....	62
<b>Figura 27</b> –Diagrama esquemático do experimento para avaliação do descasamento espectral da irradiância do simulador em função da tecnologia da referência e do módulo em teste. ....	63
<b>Figura 28</b> – Câmara Climatizada e equipamento experimental. (a) Módulos fotovoltaicos e células de referência expostas à radiação solar. (b) Posição dos dispositivos em teste ao fechar a câmara. (c) Porta deslizante da câmara fechada. (d) Digitalizadores, multímetros e computador instalados no interior da câmara. ....	67
<b>Figura 29</b> – Diagrama esquemático do experimento para avaliação ao ar livre do fator de descasamento experimental da irradiância em relação ao espectro padrão e da tecnologia da referência em relação ao módulo em teste. ....	69
<b>Figura 30</b> – Diagrama de blocos das etapas medição, comparação e validação do experimento. ....	70
<b>Figura 31</b> – Metodologia de simulação espectral e cálculo do fator de descasamento espectral para as cinco regiões do Brasil. ....	71
<b>Figura 32</b> – Irradiância diária medida por piranômetro em Cuiabá no verão: (a), (b), (c), (d) e no inverno: (e), (f), (g), (h). ....	73
<b>Figura 33</b> – Curvas de corrente de curto-circuito <i>versus</i> tempo das células de referência AK-100, AK-110, AK-120, AK-130, AK-140 e AK-200, da Konica Minolta. .	75
<b>Figura 34</b> –Medição do ruído interno do digitalizador L4532 da Keysight. ....	77
<b>Figura 35</b> –Irradiância espectral medida no simulador solar para lâmpadas novas e para lâmpadas com 8600 disparos. Fonte: Piccoli Júnior, Winck e Krenzinger (2020). ....	78
<b>Figura 36</b> –Comparativo das medições de irradiância do simulador. Célula AK-100..	78

<b>Figura 37</b> –Comparativo das medições de irradiância do simulador. (a) Célula AK-110, (b) Célula AK-120. ....	79
<b>Figura 38</b> –Comparativo das medições de irradiância do simulador. (a) Célula AK-130, (b) Célula AK-140 .....	80
<b>Figura 39</b> –Comparativo das medições de irradiância do simulador. Célula AK-200..	81
<b>Figura 40</b> – Razão normalizada entre a corrente de curto circuito dos módulos FV avaliados e de um conjunto de células de referência com filtros espectrais. ....	84
<b>Figura 41</b> – Comparação de irradiância espectral medida <i>versus</i> irradiância espectral simulada para Porto Alegre no dia 27/02/2020 às 11:00. ....	85
<b>Figura 42</b> – Comparação dos espectros das cidades com maior ganho espectral no verão. ....	92
<b>Figura 43</b> – Comparação dos espectros das cidades com menores perdas espectrais no inverno. ....	95

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Preço das células solares e módulos em US\$ por watt.....	3
<b>Tabela 2</b> – Valores de comprimento de onda central para células série AK. ....	20
<b>Tabela 3</b> – Faixas de comprimento onda e respectiva irradiância do espectro solar ASTM G173-03 correspondente. ....	24
<b>Tabela 4</b> – Avaliação dos impactos anuais da variação do espectro solar para várias regiões do planeta, (organizados em locais com latitudes decrescentes). ....	39
<b>Tabela 5</b> - Referência de aplicação e constante de calibração das células série AK (Konica Minolta). ....	45
<b>Tabela 6</b> – Verificação e validação dos <i>shunts</i> das células conforme a IEC 60904-2. 48	
<b>Tabela 7</b> – Características do simulador Pasan SunSim 3C.....	55
<b>Tabela 8</b> – Exemplo de dados de satélites, para um dia específico, gerados na plataforma <i>Giovanni</i> da NASA e também em estações meteorológicas.....	65
<b>Tabela 9</b> – Valores da média e desvio padrão da tensão medida e resultado da Eq. (15) para as células de referência AK-110, AK-120, AK-200, AK-140, AK-130 e AK- 100. ....	75
<b>Tabela 10</b> - Verificação da estabilidade espacial da irradiância do simulador solar com medições em 14 posições diferentes, espaçadas de 5 em 5 cm.....	76
<b>Tabela 11</b> – <i>I<sub>sc</sub></i> média, fornecida por cada fabricante, e correntes teóricas das junções dos módulos fotovoltaicos.....	82
<b>Tabela 12</b> – Comparação dos descasamentos espectrais com o descasamento experimental para o dia 27/02/2020 às 11:00. ....	86
<b>Tabela 13</b> – Descasamento experimental em medição ao ar livre de módulos de diferentes tecnologias, utilizando a referência mais apropriada. Foi introduzida também a comparação dos resultados do US-32 e do CdTe com a AK200 para ilustrar o descasamento experimental obtido sob diversas condições. ....	88
<b>Tabela 14</b> – Descasamento experimental médio de módulos de diferentes tecnologias, para diferentes tipos de coberturas de nuvens, utilizando referência de c-Si. ....	89
<b>Tabela 15</b> – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Norte ( <b>Manaus</b> , <b>Porto Velho</b> e <b>Santarém</b> ) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável. ....	91
<b>Tabela 16</b> – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Nordeste ( <b>Fortaleza</b> , <b>Natal</b> e <b>Petrolina</b> ) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável. ....	93

<b>Tabela 17</b> – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Centro-Oeste ( <b>Campo Grande, Cuiabá e Distrito Federal</b> ) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável.....	94
<b>Tabela 18</b> – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Sudeste ( <b>Rio de Janeiro, São Paulo e Vitória</b> ) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável. ....	96
<b>Tabela 19</b> – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Sul ( <b>Curitiba, Florianópolis e Porto Alegre</b> ) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável. ....	97
<b>Tabela 20</b> – Resumo dos efeitos espectrais da Região Norte. ....	98
<b>Tabela 21</b> – Resumo dos efeitos espectrais da Região Nordeste.....	98
<b>Tabela 22</b> – Resumo dos efeitos espectrais da Região Centro-Oeste.....	99
<b>Tabela 23</b> – Resumo dos efeitos espectrais da Região Sudeste.....	99
<b>Tabela 24</b> – Resumo dos efeitos espectrais da Região Sul.....	100



## LISTA DE SIGLAS, ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

A	Área (m <sup>2</sup> )
AOD	Espessura Óptica dos Aerossóis
APE	Energia média dos fótons (eV)
a-Si	Silício amorfo
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
a-Si (TJ)	Silício amorfo (tripla junção)
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIST	<i>National Institute of Advanced Industrial Science and Technology</i>
AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre – Índio – Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre-Índio
c-Si	Silício monocristalino
E <sub>G</sub>	Energia da Banda Proibida (eV)
Fe(λ)	Fator de eficiência espectral
FF	Fator de Forma
FV	Fotovoltaico
g	Gravidade terrestre (9,8 m/s <sup>2</sup> )
G(λ)	Intensidade da radiação espalhada em um determinado comprimento de onda λ (W/m <sup>2</sup> /nm)
G <sub>0</sub>	Irradiância no topo da atmosfera (W/m <sup>2</sup> )
G <sub>CN</sub>	Irradiância total emitida por um Corpo Negro em (W/m <sup>2</sup> )
G <sub>CS</sub>	Constante Solar (1367 W/m <sup>2</sup> )
G <sub>STC</sub>	Irradiância na condição padrão (W/m <sup>2</sup> )
G <sub>T</sub>	Irradiância na superfície terrestre (W/m <sup>2</sup> )
GaAs	Arseneto de Gálio
H <sub>S</sub>	Horário local (h)
I <sub>SC</sub>	Corrente de curto circuito (A)
I <sub>SC STC</sub>	Corrente de curto circuito na condição padrão (A)
I <sub>D</sub>	Corrente de saturação reversa do diodo (A)
I <sub>Ph</sub>	Corrente fotogerada (A)
I <sub>MP</sub>	Corrente de máxima potência (A)

$I_T$	Corrente total gerada por uma célula fotovoltaica (A)
InGaP	Fosfeto de Índio Gálio
InGaAs	Arseneto de Índio Gálio
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
ITO	Óxido de Índio-Estanho
IV	Infravermelho
IV-A	Região do espectro que, de acordo com a norma CIE, situa-se entre 700 e 1400 nm
$K_T$	Índice de limpidez
LAPPS	<i>Large Area Pulsed Solar Simulator</i>
MM	Parâmetro de descasamento espectral
MME	Ministério de Minas e Energia
MODTRAN	<i>Moderate Resolution Atmospheric Transmission</i>
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
$P_{IN}$	Potência máxima que chega ao módulo (W)
$P_{MAX}$	Potência máxima na condição medida (W)
$P_{MAXSTC}$	Potência máxima na condição padrão (W)
$P_{MP}$	Máxima Potência do módulo fotovoltaico (W)
p-Si	Silício policristalino
PV	<i>Photovoltaic</i>
RH	Umidade relativa (%)
SMARTS2	<i>Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SR( $\lambda$ )	Resposta espectral (A/W/nm)
SRC	<i>Standard Reporting Conditions</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TJ	Tripla Junção
$T_{STC}$	Temperatura do dispositivo fotovoltaico na condição padrão (°C)
UV	Ultravioleta
UV-A	Região do espectro que, de acordo com a norma ISO, situa-se entre 315 e 400 nm
UV-A1	Região do espectro que, de acordo com a norma CIE, situa-se

	entre 315 e 340 nm
UV-A2	Região do espectro que, de acordo com a norma CIE, situa-se entre 340 e 400 nm
UV-B	Região do espectro que, de acordo com as normas ISO e CIE, situa-se entre 280 e 315 nm
UV-C	Região do espectro que, de acordo com as normas ISO e CIE, situa-se entre 100 e 280 nm
$V_{CA}$	Tensão de circuito aberto (V)
$V_{CASTC}$	Tensão de circuito aberto na condição padrão (V)
$V_{MP}$	Tensão de máxima potência (V)
$V_{OC}$	Tensão de Circuito Aberto
VIS	Visível
$\mu$ -Si	Silício microcristalino
c	Velocidade da luz ( $2,9979246 \times 10^8$ m/s)
E	Energia (J)
h	Constante de Planck ( $6,626176 \times 10^{-34}$ Js)
k	Constante de Boltzmann ( $1,380662 \times 10^{-23}$ J/K)
n	Fator de idealidade do diodo
q	Carga do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$ C)
r	Distância Terra-Sol (km)
$\alpha$	Ângulo Solar de Altitude (°)
$\delta$	Declinação solar
$\eta$	Eficiência (%)
$\lambda$	Comprimento de onda da radiação eletromagnética (nm)
$\nu$	Frequência da radiação eletromagnética (Hz)
$\sigma$	Constante de Stefan-Boltzmann ( $5,6697 \times 10^{-8}$ W/m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )
$\varphi$	Latitude local (°)
$\Phi$	Fluxo de fótons (m <sup>-2</sup> s <sup>-1</sup> )
$\psi$	Ângulo azimutal
$\omega$	Ângulo horário
dn	Dia do ano no qual se deseja determinar alguma grandeza astronômica, como o Fator de Correção da Excentricidade ou Declinação Solar
$\alpha_A$	Coefficiente de absorção (mm <sup>-1</sup> )
$\alpha_T$	Coefficiente térmico da corrente, °C <sup>-1</sup>
$\beta_T$	Coefficiente térmico da tensão, °C <sup>-1</sup>
$\gamma_T$	Coefficiente térmico da potência, °C <sup>-1</sup>

$\lambda_G$  Comprimentos de onda equivalente à Energia de Banda Proibida (nm)

$\theta_z$  Ângulo zenital

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	JUSTIFICATIVA	12
1.2	OBJETIVOS	13
1.2.1	<b>Objetivos Específicos</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>15</b>
2.1	CARACTERIZAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	15
2.2	DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS DE FILMES FINOS	18
2.3	VARIAÇÕES ESPECTRAIS DA RADIAÇÃO SOLAR	24
2.4	RESPOSTA ESPECTRAL	25
2.5	EFICIÊNCIA QUÂNTICA	27
2.6	FATOR DE CORREÇÃO ESPECTRAL	29
2.6.1	<b>Caracterização elétrica de dispositivos de diferentes tecnologias em distintas distribuições espectrais</b>	<b>33</b>
2.6.2	<b>Aprimoramentos recentes no modelamento matemático da distribuição espectral</b>	<b>39</b>
2.6.3	<b>Influência da água precipitável na variação da irradiância espectral solar</b>	<b>40</b>
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>44</b>
3.1	CÉLULAS DE REFERÊNCIA	45
3.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	48
3.3	MULTÍMETROS	50
3.4	DIGITALIZADORES	51
3.5	SIMULADOR SOLAR	52
3.6	CÂMARA CONDICIONADA GIRATÓRIA	57
3.7	AVALIAÇÃO AO AR LIVRE DA COMPATIBILIDADE ESPECTRAL ENTRE MÓDULOS E CÉLULAS DE REFERÊNCIA	58
3.8	ENSAIOS <i>INDOOR</i>	62
3.9	MODELAMENTO DO ESPECTRO SOLAR	64
3.10	ENSAIOS AO AR LIVRE	66
3.11	SIMULAÇÕES ESPECTRAIS NO BRASIL	70
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>74</b>
4.1	ENSAIOS <i>INDOOR</i>	74
4.2	TESTE DE RUÍDO INTERNO DOS DIGITALIZADORES	76
4.3	AVALIAÇÃO DO ESPECTRO DAS LÂMPADAS EM SIMULADOR PASAN CLASSE A+A+A+.	77
4.4	CORRENTES DE CURTO CIRCUITO TEÓRICAS SOB O ESPECTRO DO SIMULADOR SOLAR	82
4.5	VERIFICAÇÃO AO AR LIVRE DA CÉLULA DE REFERÊNCIA APROPRIADA PARA CADA TECNOLOGIA DE MÓDULO FV	82

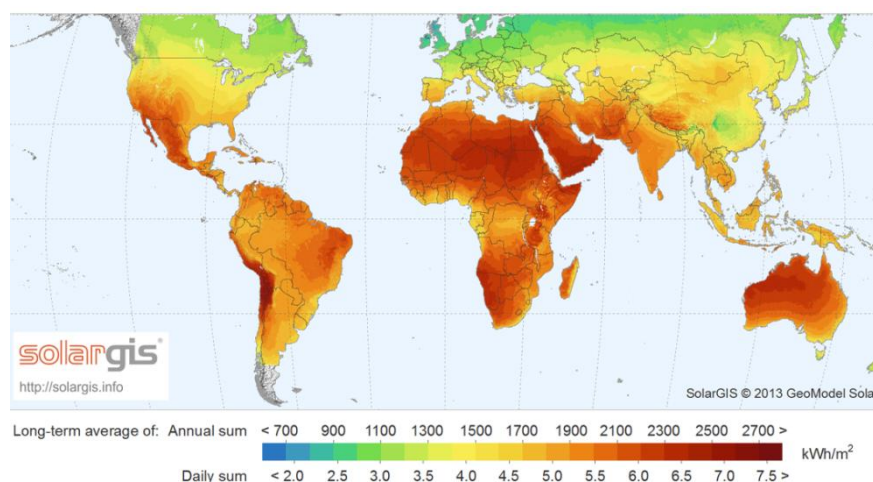
4.6	RESULTADOS MEDIDOS E CALCULADOS DOS EFEITOS ESPECTRAIS DA IRRADIÂNCIA EM MEDIÇÕES AO AR LIVRE	85
4.7	SIMULAÇÃO DO EFEITO DA VARIAÇÃO ESPECTRAL DA IRRADIÂNCIA NAS CINCO REGIÕES DO BRASIL	90
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>101</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>104</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Com a crescente demanda mundial de energia, tornam-se necessárias novas fontes de energia, de preferência limpa e renovável, como é o caso da energia solar fotovoltaica. Em todo o mundo ocorrem anualmente grandes incrementos na capacidade fotovoltaica instalada. No Brasil é notável o crescimento da geração fotovoltaica distribuída, impulsionado pela redução dos preços dos equipamentos, alto custo do kWh cobrado pelas concessionárias e também, em parte, pelos incentivos proporcionados pelo governo.

Flórez (2004) e Kemerich *et al.* (2016) afirmam que a energia solar, absorvida pela Terra em um ano, é equivalente a 20 vezes a energia armazenada em todas as reservas de combustíveis fósseis no mundo e dez mil vezes superior ao consumo atual.

A média anual brasileira da irradiação global horizontal varia entre 1.200 kWh/m<sup>2</sup>/ano e 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano, bem acima, por exemplo, da média da Europa (Fig. 1), mas existem no mundo regiões com valores acima de 2.700 kWh/m<sup>2</sup>/ano, como Austrália, norte e sul da África, Oriente Médio, parte da Ásia Central, parte da Índia, sudoeste dos Estados Unidos da América, além de México, Chile e Peru (MME, 2019).



**Figura 1** – Mapa da média anual da irradiação global horizontal para utilização de energia solar fotovoltaica.

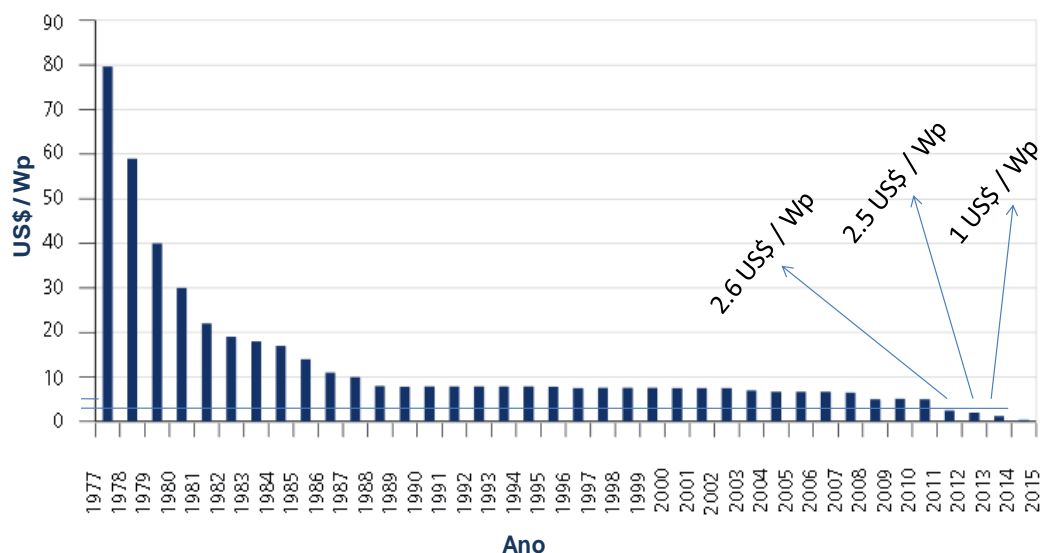
Fonte: SolarGIS (2021).

Apesar das diferentes características climáticas observadas no Brasil, pode-se verificar que o valor total diário, em média anual, da irradiação global horizontal apresenta boa uniformidade. Adicionalmente, o valor mínimo da média diária da irradiação global horizontal anual encontrado no estado de Santa Catarina (4250 Wh/m<sup>2</sup>.dia) ainda é superior ao apresentado, por exemplo, para o território da Alemanha (Kemerich; *et al.*, 2016).

O valor máximo da média diária da irradiação global horizontal anual identificado no Brasil (6500 Wh/m<sup>2</sup>.dia) ocorre no norte do estado da Bahia, na fronteira com o Piauí incluindo também, parcialmente, o noroeste de Minas Gerais. Contribuem para a alta incidência de irradiação solar nestas regiões semiáridas, os longos períodos de estiagem e uma baixa média anual de cobertura de nuvens (Dantas; Pompermayer, 2018; MME, 2019). O tipo de clima destes estados das regiões norte e nordeste do Brasil devido, em parte, à proximidade do Equador, favorecem técnica e economicamente o aproveitamento da energia solar para produzir energia elétrica, através dos módulos fotovoltaicos, pois recebem os raios solares durante todo o ano de forma direta (De Moraes, 2003). Considerando apenas os empreendimentos contemplados nos leilões já ocorridos, estão previstos para o nordeste, entre 2022 e 2023, investimentos superiores a R\$ 10 bilhões em projetos fotovoltaicos. Por outro lado, fabricantes estrangeiros de módulos fotovoltaicos interessados em montar suas instalações no Brasil, tais como Kyocera e Canadian Solar, estão preferindo os Estados do sudeste, particularmente São Paulo devido à proximidade de importantes centros de pesquisa e inovação tecnológica, além de possuírem elevado mercado comercial para geração distribuída. Nessa linha, em Valinhos, São Paulo existe desde 2015 uma empresa nacional de montagem de painéis fotovoltaicos, chamada Globo Brasil (Bezerra; Santos, 2016).

Os avanços tecnológicos recentes na área de semicondutores e o aumento da produção de células solares ajudaram a diminuir o preço de sistemas fotovoltaicos (FVs). Esse fato é ilustrado na Fig.2, onde pode-se analisar que o valor por Wp (Watt-pico), produzida por células de silício, caiu de US\$ 80 em 1977, para cerca de um dólar em 2014 (Dantas e Pompermayer, 2018). Conforme *PVinsights* (2021), o preço médio por Wp de células de silício monocristalino de 210mm, de acordo com a tendência atual, foi de US\$ 0.126. Para módulos de silício mono e módulos de filmes finos, o preço médio foi de US\$ 0.253 e US\$ 0.216, respectivamente (Tab. 1).





**Figura 2** –Histórico dos preços de células de silício (em US\$/Wp).

Fonte: Dantas e Pompermayer (2018).

**Tabela 1** –Preço das células solares e módulos em US\$ por watt.

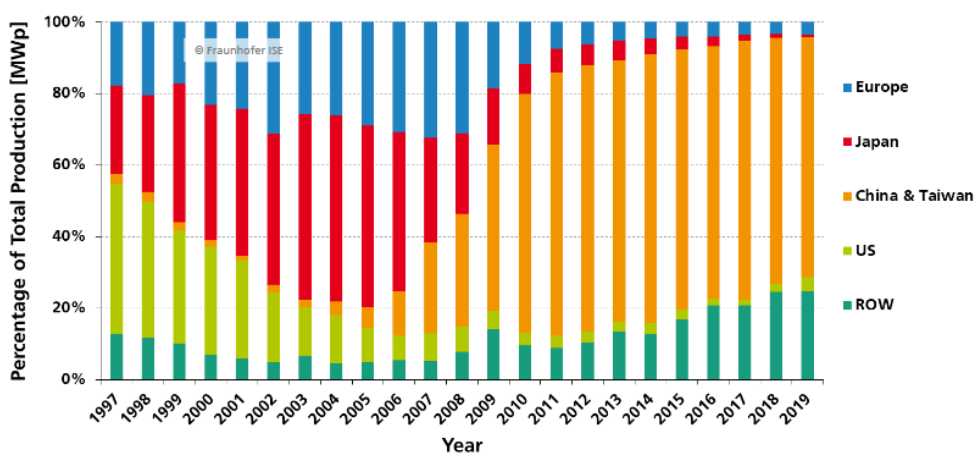
Fonte:PVinsights, 2021.

Células	Preço Máximo (US\$)	Preço Mínimo (US\$)	Média (US\$)
Multi Cell	0.090	0.065	0.069
Poly PERC Cell	0.115	0.085	0.090
Mono PERC Cell	0.145	0.110	0.118
China Mono PERC Cell	0.130	0.110	0.117
158.75 / 161.75 mm Mono PERC Cell	0.135	0.120	0.126
166mm Mono PERC Cell	0.140	0.110	0.116
182mm Mono PERC Cell	0.155	0.115	0.121
<b>210mm Mono PERC Cell</b>	<b>0.160</b>	<b>0.120</b>	<b>0.126</b>
Módulos	Preço Máximo (US\$)	Preço Mínimo (US\$)	Média (US\$)
Poly Solar Module	0.280	0.170	0.180
Poly Module in China	0.200	0.170	0.178
Poly PERC Module	0.310	0.190	0.199
Mono PERC Module	0.350	0.195	0.207
158mm 405/410 Wp PERC Module	0.350	0.195	0.207
166mm 440/445 Wp PERC Module	0.355	0.195	0.202
182mm 535/540 Wp PERC Module	0.350	0.220	0.233
<b>210mm 590/595 Wp PERC Module</b>	<b>0.350</b>	<b>0.230</b>	<b>0.253</b>
Mono PERC Module in China	0.220	0.195	0.204
<b>ThinFilm Solar Module</b>	<b>0.310</b>	<b>0.210</b>	<b>0.216</b>

Na década de 50, os painéis solares convertiam apenas 4,5% da energia solar em eletricidade, o que correspondia a 13 Wp/m<sup>2</sup>, a um custo em torno de US\$ 300/Wp. Na Alemanha, em 2017, um sistema fotovoltaico de 10 a 100 kWp custava 1,14 €/Wp, em média. Hoje em dia, a eficiência média, de módulos PERC por exemplo, se encontra na faixa de 20,83% (213,22 Wp/m<sup>2</sup>), a um custo bem menor,

mesmo para módulos de alta eficiência como PERC e HIT (preços entre US\$0,31/Wp e US\$0,33/Wp). Até 2022 espera-se que, mundialmente, a faixa de preços recue ainda mais, quando já haverá painéis solares com eficiência de conversão de 23,5% (348 Wp/m<sup>2</sup>) (MME, 2019; Philipps; Warmuth, 2018; PVinsights, 2021).

Com relação à produção de módulos fotovoltaicos em 2019 (Fig. 3), a China (continente) manteve a liderança com uma participação de 66%, seguido pela Ásia-Pacífico e Ásia Central (ROAP / CA) com 18%. A Europa contribuiu com 3% de participação; EUA / CAN contribuíram com 4%. Em 2019, a contribuição da Europa para o total acumulado de instalações fotovoltaicas foi de 24% (em comparação com 25% em 2018). Em 2019, a Alemanha foi responsável por cerca de 8% (49 GWp) da capacidade fotovoltaica acumulada em todo o mundo (635 GWp) com cerca de 1,7 milhões de sistemas fotovoltaicos instalados. Em contrapartida, as instalações na China representaram 36% (mesmo valor do ano anterior). A tecnologia PV baseada em wafer de silício foi responsável por cerca de 95% da produção total em 2019. A participação da tecnologia monocristalina é agora de cerca de 66% (em comparação com 45% em 2018) da produção total. (Philipps; Warmuth, 2020).



**Figura 3** –Porcentagem do total de MWp de módulos fotovoltaicos produzidos por região de 1997 até 2019.

Fonte: Philipps e Warmuth (2020).

Observa-se que há alguns anos, o nível de desenvolvimento do mercado na China vem impulsionando grande parte do mercado global de PV, com cerca de 48,2 GW instalados em 2021 (PVMagazine, 2021).

Segundo IEA-pvp (2020) a União Européia realizou cerca de 16,0 GW de instalações anuais em 2019. Os EUA aumentaram seu mercado em 13,3 GW, seguido pela Índia que contraiu ligeiramente em 9,9 GW. O Japão ficou com uma estimativa de 7 GW, um nível estável em relação a 2018. O Vietnã instalou 4,8 GW pela primeira vez, seguido por um mercado espanhol em expansão de 4,4 GW. A

Austrália instalou 3,7 GW, enquanto a Ucrânia segue com 3,5 GW. Olhando um pouco mais a fundo nos países da União Européia, a Alemanha experimentou outro ano de crescimento, com cerca de 3,9 GW instalados e os Países Baixos continuam instalações maciças com 2,4 GW comissionados durante o ano. A África do Sul instalou 1 GW e o Egito instalou pelo menos 1,7 GW em 2019. O Brasil instalou cerca de 2,0 GW em 2019, seguido pelo México, que instalou cerca de 1,0 GW. O Chile instalou 700 MW, um crescimento relativamente estável e a Argentina instalou cerca de 500 MW, um nível recorde. O mercado no Canadá foi bastante baixo com cerca de 200 MW instalados em 2019.

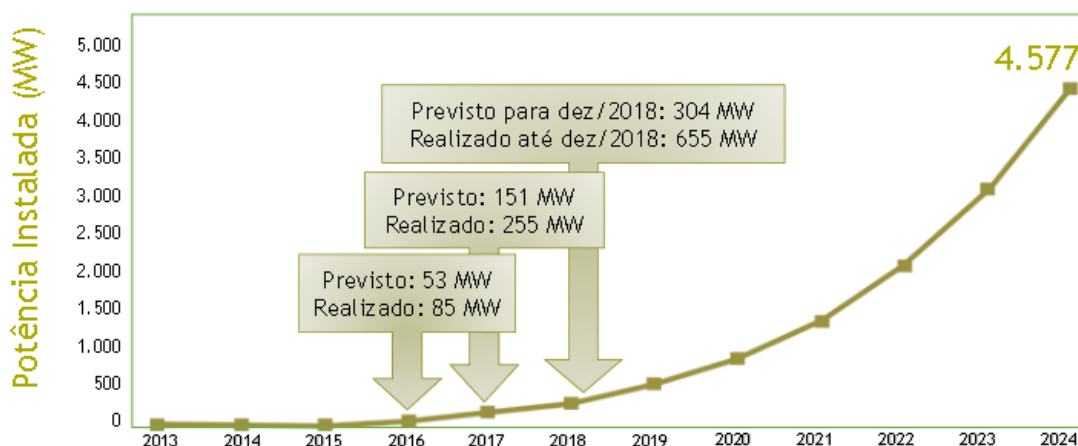
As emissões globais de CO<sub>2</sub>eq (carbono-equivalente) relacionadas à energia em 2019 foram em torno de 33 Gt, apresentando queda após dois anos de aumento com valor recorde em 2018. Paralelamente a isso, no final 2019, o mundo ultrapassou a marca de 627 GWp na instalação acumulada de energia fotovoltaica. Consequentemente, em 2019, cerca de 720 Mt de emissões de CO<sub>2</sub> foram evitadas, no entanto, isso representa apenas uma redução global de 1,7% a 2,2% do total das emissões relacionadas à energia (IEA-Pvp, 2020). Com base nestes dados, seriam necessárias atualmente no mínimo 16 TWp, de instalações FV acumuladas no mundo, para reduzir ao menos 50% as emissões anuais de CO<sub>2</sub>.

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, que regulamentou a geração distribuída de energia (GD). Isso se deu por meio da definição do sistema de compensação, conhecido internacionalmente como *net-metering*, um arranjo no qual a energia ativa injetada na rede por uma unidade distribuidora é cedida à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia (Dantas e Pompermayer, 2018). A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

Conforme EPE (2012) o Brasil possui, além dos altos níveis de irradiação solar, grandes reservas de quartzo de qualidade que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos estes de alto valor agregado. Com base neste contexto e buscando favorecer a venda de módulos e consequentemente estimular a instalação de novas indústrias locais para a fabricação de módulos fotovoltaicos, o governo brasileiro criou vários incentivos para o uso da energia fotovoltaica, entre eles estão o *net-metering*, isenção do ICMS, redução de imposto de renda, financiamentos pelo BNDES, FNMC,

Inova Energia, CEF, Lei da Informática, Incentivos a Projetos de P&D e Leilões de compra de energia elétrica com produto específico para fonte solar.

Conforme os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a potência instalada em geração distribuída, apresenta valores realizados acima das projeções, mesmo com a metade das unidades consumidoras previstas, demonstrando que existem muitos sistemas de compensação remota (Fig.4).

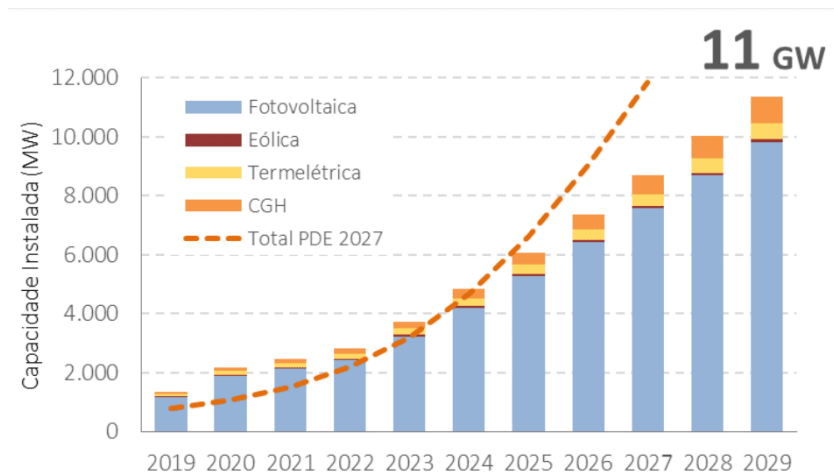


**Figura 4** –Previsões da ANEEL para Micro e Minigeração Distribuída (kW).

Fonte: ANEEL (2018).

No Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, MME/EPE (2020) foi prevista a instalação acumulada de cerca de 10 GW de geração solar até o fim de 2029 (Fig.5). Segundo Freire (2020), já em maio de 2020 o Brasil atingiu a marca de 3 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica, ultrapassando as projeções iniciais. Por outro lado, a energia solar ainda tem presença incipiente na matriz elétrica do Brasil, respondendo atualmente por cerca de 1,6 % da capacidade instalada no país. Desta forma, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da microgeração e minigeração distribuída; compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010); aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a RN nº 687/2015 revisando a RN nº 482/2012.

Diante do aumento das necessidades mundiais de energia elétrica, muito já se evoluiu em relação às normalizações, incentivos e também no desenvolvimento de processos de fabricação e de metodologias para caracterização de módulos de silício, tanto monocristalino como também multicristalino.



**Figura 5** –Projeção da capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (MW).  
 Fonte: EPE (2020)

Paralelamente com a evolução dos módulos de silício, ao longo dos últimos 40 anos, as tecnologias de módulos de filmes finos também evoluíram. Conforme EERE (*Energy Efficiency & Renewable Energy*) (2019), Panasonic (2019) e NREL (2021), são apresentados os principais eventos mundiais da história das células e dos módulos fotovoltaicos:

**1839** - O cientista francês Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico enquanto fazia experiências com uma célula eletrolítica composta de dois eletrodos de metal colocados em uma solução condutora de eletricidade, neste caso, a geração de eletricidade aumentava quando exposta à luz.

**1873** - Willoughby Smith descobriu a fotocondutividade do selênio.

**1876** -William Grylls Adams e Richard Evans Day descobriram que o selênio produz eletricidade quando exposto à luz. Embora as células solares de selênio não tenham conseguido converter luz solar suficiente para alimentar equipamentos elétricos, eles provaram que um material sólido pode transformar luz em eletricidade sem calor ou partes móveis.

**1883** - Charles Fritts desenvolveu uma célula solar usando selênio em uma fina camada de ouro para formar um dispositivo com menos de 1% de eficiência.

**1932** - Audobert e Stora descobriram o efeito fotovoltaico no sulfeto de cádmio (CdS).

**1972** - Os franceses instalaram um sistema fotovoltaico de sulfeto de cádmio (CdS) para operar uma televisão educacional em uma escola na região hoje denominada por República do Níger. Ainda neste ano, foi estabelecido o Instituto de Conversão de Energia na Universidade de Delaware (EUA) para realizar pesquisa e desenvolvimento em sistemas fotovoltaicos de filmes finos e

solar térmica, tornando-se o primeiro laboratório do mundo dedicado à pesquisa e desenvolvimento de FV.

**1975** – A empresa japonesa Sanyo iniciou o desenvolvimento de células solares a partir de silício amorfo.

**1976** - David Carlson e Christopher Wronski, *RCA Laboratories*, fabricaram as primeiras células fotovoltaicas de silício amorfo.

**1980** - Na Universidade de Delaware, a primeira célula solar de película fina excedeu 10% de eficiência usando sulfeto de cobre / sulfeto de cádmio. Conforme Zweibel e Ullal (1989) várias empresas relataram atingir 10% de eficiência com células CdTe no início dos anos 80, incluindo Kodak (Rochester, NY), Monosolar (Inglewood, CA) e Arco Solar (EUA). Ainda neste ano, a empresa Sanyo produziu comercialmente células solares feitas de silício amorfo.

**1986**—A empresa Arco Solar lançou seu módulo comercial de silício amorfo com eficiência de 9,4% e área de 0,9 m<sup>2</sup> (Zweibel, Ullal; 1989).

**1988** - A empresa Sharp atingiu eficiência de conversão de 11,5% para células solares de silício amorfo.

**1992** - A Universidade do Sul da Flórida desenvolveu uma célula fotovoltaica com eficiência de 15,9% feita de telureto de cádmio. Neste mesmo ano, foram criados módulos de filme fino de silício amorfo, com uma variedade de substratos de baixo custo, incluindo vidro e folhas plásticas flexíveis.

**1997** - As células solares Sanyo de heterojunção, com tecnologia de camada intrínseca fina, entraram em produção seriada. Eles foram comercializados sob a marca HIT<sup>®</sup>, com módulos solares de 170 W e uma taxa de eficiência de célula de 16,4 %. A eficiência do módulo atingiu 14,4 %.

**2000** - Dois novos módulos solares de silício amorfo, foram desenvolvidos pela BP Solarex. Um módulo de 0,5 m<sup>2</sup> e outro de 0,9 m<sup>2</sup> alcançaram respectivamente as eficiências de conversão de 10,8 % e 10,6 %.

**2005** - As empresas Kaneka e Mitsubishi *Heavy Industries* desenvolveram um protótipo de módulo de dupla junção de silício amorfo/microcristalino (a-Si /  $\mu$ -Si) com rendimento de 12 %. As Empresas Showa Shell Sekiyuki e Matsushita *Electric* desenvolveram um protótipo de módulo CIS com rendimento de 13 %.

**2007** - A empresa Nanosolar anunciou o primeiro módulo CIGS comercial impresso, com preço de U\$ 1 / watt.

**2016** - Para a tecnologia de CdTe, a empresa americana First Solar apresentou células experimentais com uma eficiência de 22,1%. Ainda em 2016, foi

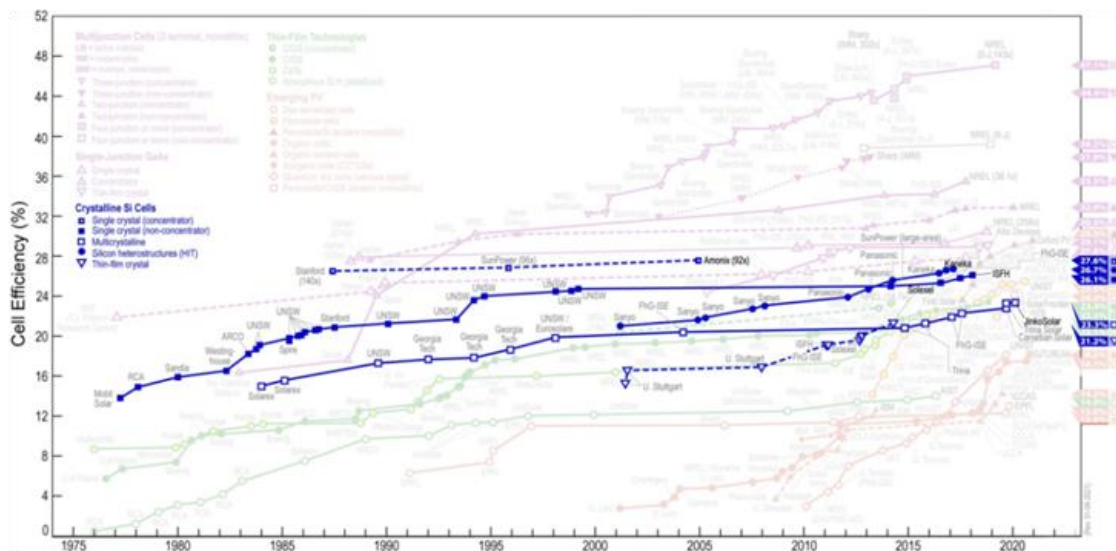
apresentado pelo AIST (*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*) células de a-Si com 13,6% de eficiência.

**2017** - O FhG-ISE (*Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems*) apresentou a eficiência de 22,3% para mc-Si (Silício multicristalino).

**2018** - O ISFH (*Institute for Solar Energy Research Hamelin*) e a Universidade Leibniz Hannover apresentaram o recorde de laboratório para células de m-Si (Silício monocristalino) sob o sol, de 26,1% de eficiência.

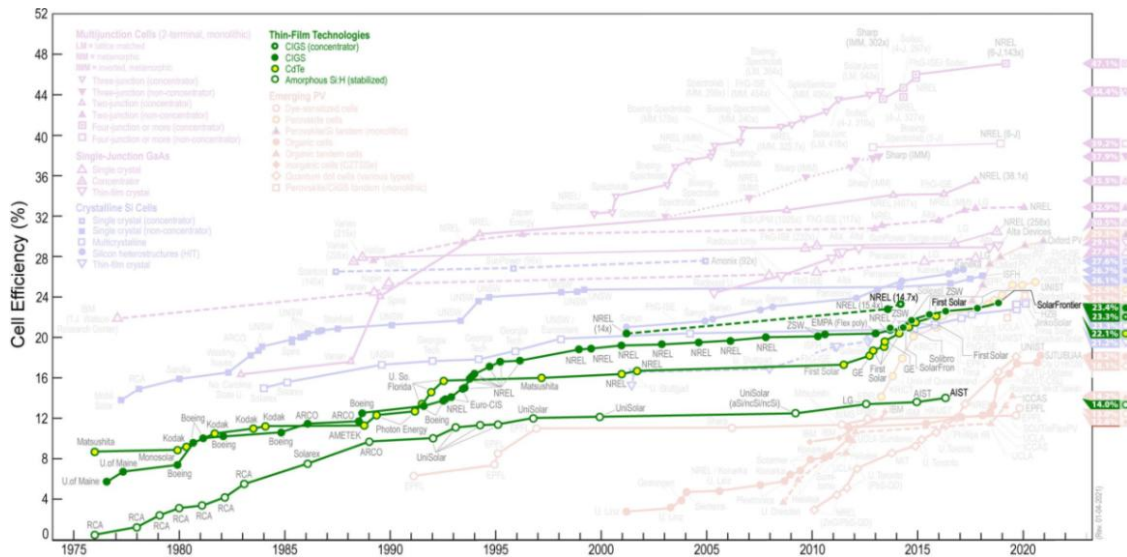
**2019** - A empresa japonesa Solar Frontier apresentou uma eficiência de 23,4% para CIGS, ultrapassando o mc-Si.

O NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) é um laboratório nacional do Departamento de Energia dos Estados Unidos e mantém em seu site um gráfico das eficiências de conversão mais altas confirmadas, para células de pesquisa, para uma variedade de tecnologias fotovoltaicas, plotadas de 1976 até o presente (NREL; 2021). Nas Fig.6 e Fig.7 são apresentados os resultados mais recentes descritos a seguir:



**Figura 6** – Eficiências de conversão de células de laboratório, para a tecnologia de silício cristalino.

Fonte: Adaptado de NREL (2021).



**Figura 7** – Eficiências de conversão de células de laboratório, para a tecnologia de filmes finos.

Fonte: Adaptado de NREL (2021).

Em trabalhos recentes, pode-se observar relevantes estudos e desenvolvimentos em dispositivos fotovoltaicos de silício amorfo, CIGS e CdTe. Elshorbagy *et al.* (2020) e Li *et al.* (2020) adicionaram uma fina camada de nanoesferas metálicas para melhorar a fotogeração de corrente em células de silício amorfo hidrogenado (a-Si: H) chegando à incrementos na faixa de 18 à 40 % na eficiência de absorção em algumas faixas de comprimento de onda. Os mecanismos apresentados guiam a luz para as camadas ativa e auxiliar, aumentando a absorção eficaz e atenuando o efeito Staebler-Wronski (descrito no Capítulo 2.2).

Banik *et al.* (2020) desenvolveram um revestimento de baixo custo de oxicarbonato de silício para células flexíveis CIGS que pode substituir o vidro e o processo pode ser ampliado para módulos CIGS. Foi simulado que a temperatura máxima das células pode ser reduzida em 30 °C, resultando em um ganho de potência significativo. Adicionalmente, para se evitar as perdas ôhmicas, divide-se com laser a célula solar CIGS de grande área em células menores interconectadas em série. A junção chamada de P3 completa a interconexão da série monolítica produzindo isolamento elétrico na camada de contato frontal entre as células adjacentes mas, por outro lado, causa perdas na eficiência de até 0,16 %. Markauskas *et al.* (2020), reduziram para menos de 0,1 % as perdas de eficiência na célula, utilizando na divisão P3 lasers com duração de pico segundos. Já o gradiente de deposição de gálio, em células solares CIGS, desempenha um papel fundamental no desempenho do dispositivo. Neste sentido, Zang *et al.* (2020) desenvolveram uma modificação em



parte do processo de deposição em baixa temperatura, aumentando em 1,4 % a eficiência da célula CIGS.

Mathur e Singh (2020) realizaram simulações, através de software, do comportamento de células de dupla junção Cds/CdTe (sulfeto de cádmio / telureto de cádmio) e identificaram uma eficiência simulada ideal de 22% demonstrando que estas células de heterojunção são adequadas para serem utilizadas em aplicações fotovoltaicas. Duenow e Metzger (2019) realizaram a simulação de uma célula de heterojunção de CdTe com um eletrodo frontal transparente de SnO<sub>2</sub>, um buffer CdS e um absorvedor de CdTe com espessuras de 300 nm, 10 nm e 3 µm, respectivamente. Os resultados indicaram que realizando-se melhorias na velocidade de recombinação da interface frontal, no absorvedor e implementando-se a passivação da superfície traseira, esta tecnologia solar de película fina pode atingir uma eficiência de 28%. Samoilenko *et al.* (2020), utilizaram óxido de magnésio e zinco (MZO), depositado por co-pulverização reativa, como material de contato frontal para células solares de CdTe. O MZO no período de 6 meses não apresentou variação na sua estabilidade e eficiências de conversão de energia de cerca de 16% foram alcançadas, com e sem a presença de oxigênio, em várias instalações de pesquisa.

Um contato traseiro adequado, ainda é uma das questões mais cruciais para a fabricação de células solares de filme fino de CdTe eficientes. Shen *et al.* (2020) avaliaram os efeitos das modificações por tratamento térmico na segunda camada de células de dupla junção de CdTe/ZnTe:Cu (Telureto de Cádmio/Cobre dopado com Telureto de Zinco), diminuindo as recombinações e os defeitos. O processo foi realizado por recozimento do dispositivo em um forno de processamento térmico rápido por 90 segundos à 240 °C. Na célula, com contato traseiro tratado termicamente, ocorreu um aumento em torno de 3,5 % na eficiência em relação à célula sem tratamento térmico, sendo ambos os casos avaliados na temperatura padrão.

Na escolha do local de instalação, para maximizar o rendimento de usinas solares ou para simular a geração de diferentes tecnologias de módulos, devem ser levadas em conta, além das características dos módulos, as variações espectrais da radiação solar. Neste contexto, Neves *et al.* (2018) descreveu que a influência causada pela variação da irradiância e da temperatura no desempenho de módulos já é bem conhecida mas, no entanto, as influências causadas pelas variações espectrais da radiação solar ainda necessitam de mais estudos, mesmo com vários trabalhos já conduzidos nesta área. A influência da variação do espectro solar em campo para diferentes localidades ainda é pouco considerada na avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico.

No funcionamento em campo, os parâmetros como irradiância, ângulo de incidência, espectro e temperatura variam ao longo do tempo, devido a vários processos físicos que ocorrem entre a radiação solar, os módulos fotovoltaicos e a atmosfera (Neves; *et al.*, 2018). Desta forma, a composição espectral da irradiância incidente no módulo depende das condições atmosféricas, do caminho percorrido pela irradiância solar através da atmosfera e do espectro característico da reflexão no solo e componentes difusos (Mavromatakis; Vignola, 2016).

Conforme as pesquisas demonstradas em células fotovoltaicas de filmes finos, pode-se observar que em breve, estarão disponíveis novos módulos de filmes finos no mercado, com eficiências bem próximas ou até maiores que as eficiências dos módulos de silício multicristalino. Paralelamente a isso, torna-se necessário uma investigação aprofundada dos efeitos da variação espectral da irradiância solar em módulos de filmes finos, tanto em simuladores solares como também em campo, para cada uma das tecnologias existentes.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

Muitos esforços são feitos hoje em pesquisa e desenvolvimento de células fotovoltaicas e em processos de fabricação de módulos para tentar aumentar a eficiência dos módulos fotovoltaicos. Este ganho pode ser mascarado completamente em medições de potência se os procedimentos não forem cuidadosamente observados, ou seja, é importante utilizar métodos de medição que levem em conta a dependência espectral da resposta das células e seus impactos nos resultados da geração. Consoante com este problema validou-se, neste trabalho, a utilização de uma metodologia que compara, para um mesmo local, os resultados da medição ao ar livre, de quatro tipos de módulos de filmes finos, com os resultados obtidos a partir de espectros medidos com espectrorradiômetro e também gerados com dados de satélites, sondas e estações meteorológicas. Adicionalmente, foram apresentados os resultados teóricos e experimentais obtidos, buscando demonstrar os efeitos observados nas variações espectrais da irradiância em módulos fotovoltaicos de filmes finos de camada simples, dupla e tripla, bem como relatar os benefícios da utilização de células de referência com filtros que simulam a tecnologia dos módulos avaliados.

Módulos solares de filmes finos são uma alternativa de menor custo, pois possuem um processo de produção mais simples, consomem menos materiais semicondutores na sua fabricação e atualmente apresentam eficiências bem próximas quando comparados aos módulos de silício cristalino e multicristalino.

## 1.2 OBJETIVOS

Como objetivo geral deste trabalho, será realizada a determinação do impacto que a variação do espectro solar causa em quatro tecnologias de módulos de filmes finos disponíveis no Labsol (CIGS, CdTe, a-Si (TJ), a-Si/ $\mu$ -Si), de duas formas distintas: Localmente, através da avaliação dos resultados de medições sincronizadas ao ar livre, do fator de descasamento experimental, em câmara climatizada (com seis tipos de células de referência com filtros espectrais) e também através da avaliação do impacto do fator de descasamento espectral, utilizando espectros simulados do verão e do inverno, nas cinco regiões do Brasil (Norte, Nordeste, Centro Oeste, Sul e Sudeste).

### 1.2.1 Objetivos Específicos

Avaliar o estado das lâmpadas atuais do simulador solar (com mais de 8600 disparos) e também compará-las com as medições que serão realizadas utilizando as lâmpadas novas, de *xenon*, existentes no Labsol.

Estimar os benefícios da preparação do simulador SunSim 3C do Labsol para a correção espectral através do uso de células de referência que simulam a resposta espectral de cada tecnologia.

Computar as medições efetuadas na câmara climática giratória do Labsol após as melhorias realizadas, que tornarão possíveis medições ao ar livre em ambiente climatizado na condição padrão de temperatura (25°C), dispensando cálculos de correção da corrente de curto circuito em função da temperatura e tornando possível a utilização das células de referência do fabricante Konica Minolta série AK em medições externas, já que estas possuem temperatura de operação limitada na faixa de 20°C até 30°C.

Comparar e validar as medições simultâneas ao ar livre, de módulos de diferentes tecnologias fotovoltaicas em diferentes distribuições espectrais, através da comparação com a simulação do efeito nos módulos sob os espectros calculados, a partir de programas de transferência radiativa e também sob diferentes distribuições espectrais, medidas com espectrorradiômetro.

Realizar a simulação do fator de descasamento espectral no verão e no inverno (com espectros simulados a partir de dados de 2019), em três cidades de cada uma

das cinco regiões do Brasil, buscando desta forma, uma análise mais representativa dos efeitos da composição espectral da irradiância, de acordo com as características climáticas de cada região.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste trabalho foram caracterizados módulos de filmes finos de junção única, dupla e tripla, através de medições *indoor* e ao ar livre, utilizando células de referência que simulam a resposta espectral dos módulos FV que serão testados. Neste capítulo, é feita uma breve revisão sobre tecnologias de filmes finos incluindo a resposta espectral e focando na variação espectral da irradiância solar.

### 2.1 CARACTERIZAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A curva *I-V* permite rastrear uma determinada gama de combinações de pontos de corrente e tensão produzidos por um elemento fotovoltaico em um determinado período de tempo, podendo identificar o correto funcionamento de células, módulos ou fileiras de módulos além de indicar diversas anomalias e permitindo obter diversos parâmetros como:

$V_{oc}$  – Tensão de circuito aberto

$I_{sc}$  – Corrente de curto circuito

$V_{mp}$  – Tensão no ponto de máxima potência

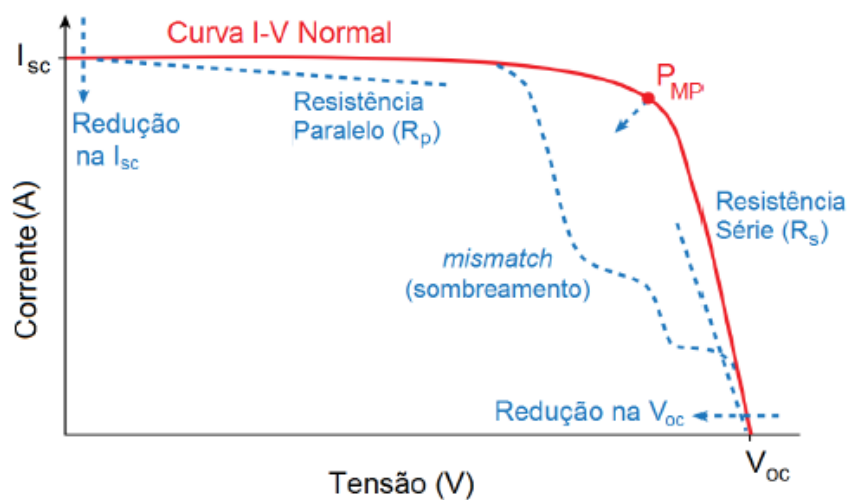
$I_{mp}$  – Corrente no ponto de máxima potência

$P_{mp}$  – Ponto de máxima potência

$FF$  – Fator de forma

Esta curva pode ser obtida em laboratório com o uso de um simulador solar ou em medições ao ar livre com o uso de um traçador portátil de curvas *I-V*, sendo neste caso, necessária a medição com irradiação mínima de  $800 \text{ W/m}^2$  para a correta utilização das equações de extrapolação de curvas *I-V* segundo a norma IEC 60891. Em qualquer um dos casos anteriores, para efetuar-se o traçado da curva *I-V* deve-se aplicar uma carga variável e medir pontos de corrente e tensão de diferentes níveis de

tensão. Existem duas técnicas principais: O uso da modulação de largura de pulso para simular uma carga variável que leva o módulo fotovoltaico ao longo da faixa de operação e o uso de um sistema com capacitor, que simulará uma carga dinâmica, absorvendo as correntes máximas possíveis pelo painel no início da carga e varrendo a faixa de corrente até que o capacitor esteja totalmente carregado. A Fig.8 apresenta a curva I-V e resume as cinco irregularidades que podem ocorrer em um módulo ou em uma fileira de módulos (Pinho; Galdino, 2014; Brito; *et al.*, 2018; Vargas; Abrahamse, 2014; Fonseca, 2012).



**Figura 8** – Curva I-V de um módulo fotovoltaico e possíveis anomalias.

Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Onde:

$R_s$  – Resistência série: seu aumento é representado por uma inclinação mais acentuada da curva entre  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$ .

$R_p$  – Resistência paralelo: seu aumento é representado por uma maior inclinação na curva na região de  $I_{sc}$ .

$I_{sc}$  – Corrente de curto circuito: sua redução indica sujeira sobre os módulos ou degradação destes.

$V_{oc}$  – Tensão de circuito aberto: sua redução indica degradação de módulos ou curto-circuito em diodos de desvio.

$P_{mp}$  – Ponto de potência máxima: representa o valor máximo resultante do produto entre a corrente máxima ( $I_{mp}$ ) e a tensão máxima ( $V_{mp}$ ).

Perdas por *Mismatch* – são representadas pelo aparecimento de degraus na curva I-V devido a sombreamento parcial, sujeira, curtos em diodos de desvio ou células/módulos degradados.

A irradiância solar incidente afeta a curva  $I-V$  de uma célula fotovoltaica de silício, mantida na temperatura de 25 °C, de forma que a corrente de curto circuito de uma célula aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente (Eq.1), enquanto que a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura (Pinho; Galdino, 2014).

$$I_{SC} = I_{SC_{stc}} * \frac{G}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad (1)$$

onde:

$I_{sc}$  (A) – corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância  $G$  na temperatura de 25 °C;

$I_{sc_{stc}}$  (A) – corrente de curto circuito do módulo nas condições STC;

$G$  (W/m<sup>2</sup>) – irradiância incidente sobre o módulo;

Definindo em outras palavras, a irradiância é a grandeza que representa o fluxo de radiação incidente por unidade de área. Por sua vez, a resposta espectral de uma célula solar ou de um dispositivo fotovoltaico descreve a sua capacidade de converter a radiação incidente em corrente elétrica em função do comprimento de onda para diferentes espectros de iluminação. Para a medição da resposta espectral, um dos métodos utilizados consiste em iluminar o dispositivo com uma série de feixes monocromáticos em diferentes comprimentos de onda correspondentes ao espectro da radiação solar e a faixa adequada para a tecnologia da célula solar (por exemplo, para mono-Si é de 350 a 1100 nm) onde a corrente de curto-circuito gerada é medida em cada comprimento de onda (IEC 60904-8). Conforme a IEC 60904-03, cada tecnologia diferente de fabricação de células fotovoltaicas apresenta uma absorção limitada do espectro da radiação solar incidente no solo (Ferreira; Berni, 2012; Belusso; *et al.*, 2015; Chander; *et al.*, 2015; Sara; Betts; Gottschalg, 2014).

Em uma célula solar, a corrente fotogerada ( $I_{ph}$ ) aumenta linearmente com o aumento da irradiância e representa, conforme Sara, Betts e Gottschalg (2014), a área da célula (A), multiplicada pela integral em comprimento de onda do produto da irradiância espectral  $G(\lambda)$  pela resposta espectral  $SR(\lambda)$ , onde  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  representam o intervalo onde a célula solar fotovoltaica apresenta resposta espectral (Eq.2).

$$I_{ph} = A * \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} SR(\lambda) * G(\lambda) d\lambda \quad (2)$$

## 2.2 DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS DE FILMES FINOS

Um dos problemas das células solares de primeira geração (silício cristalino) é que o coeficiente de absorção é relativamente baixo, requerendo muito material (espessura da ordem de 180-200  $\mu\text{m}$ ) para formar a célula e absorver toda a luz. Este problema pode ser resolvido com o uso de materiais amorfos, que possuem coeficiente de absorção muito maior que seus similares cristalinos, e são depositados na forma de filmes finos, sendo chamadas de células solares de segunda geração. Estas células podem ser divididas em três principais cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si) de junção única, dupla ou tripla, disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Desta forma, pode-se reduzir significativamente a espessura das células para cerca de poucos micrômetros, reduzindo a quantidade de semicondutor utilizado na fabricação da célula e, portando, reduzindo o custo final das células. Outra vantagem é que devido à pequena espessura e o fato de que estes materiais são depositados em temperaturas relativamente baixas (200-300°C), torna-se possível a fabricação de células solares em substratos flexíveis, como alguns plásticos. Adicionalmente, filmes finos podem ser depositados em grandes áreas (da ordem de vários  $\text{m}^2$ ), o que seria extremamente difícil com materiais cristalinos. O maior problema destas células é que a eficiência é menor do que a eficiência obtida com materiais mono cristalinos. Além disso, a vida útil das células de filmes finos também é menor quando comparada com a de materiais cristalinos, devido à degradação da célula pela presença de defeitos ou alterações na composição dos materiais envolvidos (Marques, 2014; Pinho; Galdino, 2014).

Em 2020, a participação no mercado mundial do c-Si aumentou para 62% e a participação do mc-Si diminuiu de 50,4% para 34%. A participação dos módulos de filmes finos ficou na faixa de 4,1%, sendo que a maior parte dos dispositivos utilizados foi fabricada pelas empresas First Solar e Solar Frontier (IEA-PVPS, 2020). No laboratório, os módulos de melhor desempenho são os baseados em silício monocristalino com 26,7% de eficiência. O uso de material para células de silício foi reduzido significativamente durante os últimos 13 anos, de cerca de 16 g / Wp para



cerca de 4 g / Wp devido ao aumento da eficiência, *wafers* mais finos, bem como lingotes maiores (Phillips; Warmuth, 2020).

A eficiência de módulos comerciais de silício amorfo encontra-se na faixa de 5% a 8%. Para módulos CIGS, o recorde de eficiência foi apresentado pela empresa Japonesa Solar Frontier com 19,2% para um submódulo de 30 x 30 cm, entretanto, os valores comerciais de eficiência situam-se entre 13 e 14,7%. No caso dos módulos comerciais, a maior eficiência de conversão em 2018 foi apresentada pelo módulo FS 4122-3 da empresa First Solar, com 17% de eficiência (Bühler; Dos Santos; Gabe, 2018). Atualmente, módulos da série 6 da First Solar apresentam eficiências em torno de 18,6 %.

Para melhorar as propriedades optoeletrônicas do silício amorfo, é adicionada uma pequena quantidade de hidrogênio para compensar as ligações pendentes. A passivação das ligações pendentes pelo hidrogênio reduz a densidade de defeitos de cerca de  $10^{21} \text{ cm}^{-3}$  no silício amorfo puro para entre  $10^{15}$  e  $10^{16} \text{ cm}^{-3}$  no a-Si:H. Este processo permite minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais do silício amorfo tornando-o apto para ser utilizado em células fotovoltaicas (Oliveira, 2013).

A exposição à radiação solar provoca defeitos na estrutura do silício amorfo, nas primeiras horas de uso, chamados de ligações oscilantes. Estes tipos de ligações entre os átomos de silício são ligações fracas e, quando submetidas a temperaturas mais altas acabam por se desfazer dando origem a novas ligações pendentes. Os átomos passam a capturar elétrons para compensar estas ligações pendentes o que reduz o número de portadores gerados, resultando portanto num decréscimo do rendimento. A este fenômeno dá-se o nome de Efeito de *Staebler-Wronski* (Oliveira, 2013).

Nesta tese serão utilizadas células de referência da Konica Minolta que são células de silício monocristalino com filtros espectrais, que simulam as tecnologias de fabricação sem apresentar defeitos metaestáveis. Nishikawa *et al.* (2015) realizou cálculos de comprimentos de onda central ( $W_c$ ) das células de referência para a série AK que foram calculados pela Equação 3 e são apresentados na Tabela 2.

$$W_c = \int SR(\lambda) * \lambda d\lambda / \int SR(\lambda) d\lambda \quad (3)$$

onde:

$W_c$ : é o comprimento de onda representativo da responsividade espectral no STC;

$SR(\lambda)$ : é a resposta espectral do dispositivo avaliado em função do comprimento de onda;

$\lambda$ : é o comprimento de onda (nm).

**Tabela 2** – Valores de comprimento de onda central para células série AK.

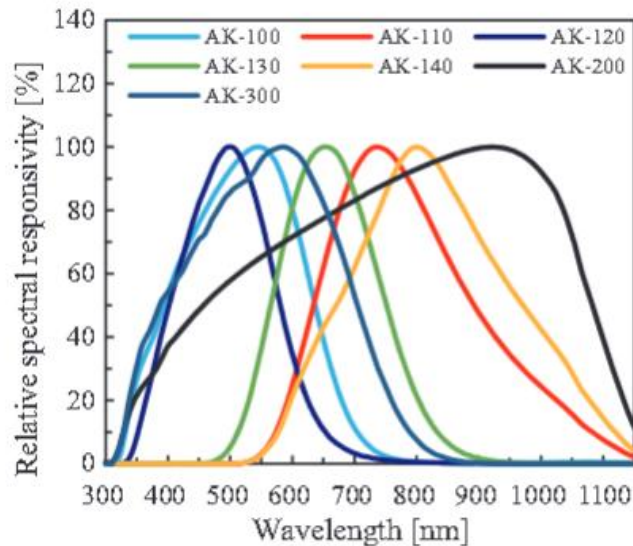
Fonte: Adaptado de Nishikawa *et al.* (2015).

Célula de referência	Tipo	Comprimento de onda do centróide
AK-100	Silício amorfo, camada superior	521 nm
AK-110	Silício microcristalino, camada inferior	791 nm
AK-120	Silício amorfo tripla junção, camada superior	499 nm
AK-130	Silício amorfo tripla junção, camada central	664 nm
AK-140	Silício amorfo tripla junção, camada inferior	831 nm
AK-200	Silício cristalino	772 nm

O comprimento de onda central pode ser empregado como o índice de cada célula de referência AK para indicar a responsividade espectral (ou eficiência quântica) representativa de cada tecnologia (Nishikawa; *et al.*, 2015).

As células AK-100 e AK-110 representam tecnologias de a-Si (camada superior) e  $\mu$ -Si (camada inferior) respectivamente e podem ser utilizadas na avaliação de módulos de dupla junção de silício amorfo e silício microcristalino (Tandem). Já as células AK-120, AK-130 e AK-140 representam as tecnologias de silício amorfo de tripla junção (a-Si (TJ)) camada superior, camada intermediária e camada inferior, respectivamente e podem ser utilizadas para a avaliação de módulos de a-Si (TJ). Na Fig.9 são apresentadas as respostas espectrais relativas das células de referência série AK da Konica Minolta, onde pode-se observar que a célula de referência AK-200, que representa a tecnologia de silício monocristalino, possui ampla resposta espectral que engloba a faixa de 300 nm até aproximadamente 1150 nm.

Costa, Defferrari e Krenzinger (2016), avaliaram no simulador solar Pasan do Labsol (UFRGS) a compatibilidade espectral das diferentes respostas espectrais das células série AK com o espectro do simulador (que possui célula de referência de silício monocristalino) e observaram que, utilizando no ensaio a célula AK-100 (que também pode representar a tecnologia de módulos de silício amorfo de junção simples), podem ser realizados ensaios no simulador de módulos de filmes finos de silício amorfo de junção simples com erro menor que 1%, utilizando o simulador na sua condição atual. Para as demais tecnologias diferentes do silício monocristalino



**Figura 9** –Responsividade espectral relativa das células de referência Konica Minolta série AK.

Fonte: Nishikawa *et al.* (2015).

representadas pelas células AK-110, AK-120, AK-130 e AK-140 os erros experimentais de compatibilidade espectral chegaram a mais de 6% em alguns casos demonstrando que, por exemplo, módulos Tandem de dupla junção (a-Si/ $\mu$ -Si) e módulos de silício amorfo de dupla ou de tripla junção, devem ter sua corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) corrigida, após o ensaio no simulador. Para tanto, pode-se utilizar o cálculo do fator de descasamento espectral ( $MM$ ), que será detalhado posteriormente.

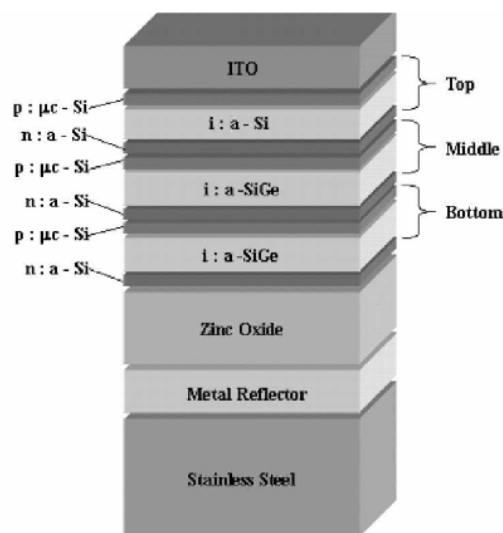
De acordo com Piccoli Júnior (2015), analisando-se somente o custo de aquisição de um módulo fotovoltaico com a tecnologia de filmes finos em relação a sua potência nominal, e comparando com um módulo de c-Si, a menor eficiência do módulo com filme fino poderia ser compensada pelo seu menor custo. Por outro lado, atualmente, várias tecnologias células de filmes finos apresentam eficiências da ordem de 21,0 % (CdTe), 21,6 % (Perovskita) e 23,4 % (CIGS) ultrapassando a eficiência de 22,3 % correspondente ao silício multicristalino (Philipps; Warmuth, 2020).

Na comparação entre as tecnologias de filmes finos, o a-Si:H é o que possui maior bagagem tecnológica. Contudo, gradativamente, o silício amorfo vem sendo substituído por tecnologias que apresentam eficiências maiores, como Cu(InGa)Se<sub>2</sub>, CdTe ou ainda por células de multijunção como, por exemplo, a junção de silício amorfo e silício microcristalino (a-Si/ $\mu$ -Si) (Piccoli Júnior, 2015).

Conforme Bühler *et al.* (2015), em dispositivos de multijunção, embora a resposta espectral como um todo possa ser larga, as respostas individuais de cada

junção são estreitas e suscetíveis a mudanças no espectro, nas faixas de comprimento de onda onde possuem maior sensibilidade.

Em uma célula fotovoltaica de a-Si:H com tripla junção, por exemplo, a célula inferior composta por a-SiGe:H, com  $E_g$  (largura de banda proibida) de  $\sim 1,4$  eV, absorve a luz de cor vermelha, a célula intermediária, também de a-SiGe:H, porém com menor concentração de Ge e um  $E_g$  de  $\sim 1,6$  eV, absorve a faixa verde, enquanto que a célula superior, que não contém Ge, tem  $E_g$  de  $\sim 1,8$  eV e absorve a faixa azul. Por meio dos diferentes  $E_g$  (energia do *gap*) para cada material, obtém-se um melhor aproveitamento do espectro solar (Pinho; Galdino, 2014). A Fig.10 apresenta a estrutura de uma célula solar de tripla junção de silício amorfo hidrogenado onde se pode verificar as camadas de a-Si, a-Si:Ge e a-Si:Ge, respectivamente.



**Figura 10** –Estrutura de uma célula solar de tripla junção de silício amorfo hidrogenado.

Fonte (Vijh, 2005).

Em conformidade com Yu *et al.* (2013) as células solares de tripla junção oferecem alta eficiência de conversão de energia com o uso mínimo de material semiconductor e, portanto, são promissoras para a geração de eletricidade em grande escala.

Em uma célula de tripla junção, as células componentes são empilhadas monoliticamente. Como essas células componentes são conectadas em série para formar um dispositivo de dois terminais, a célula com densidade de corrente mínima durante a operação limitará a corrente total da pilha de junção tripla. Portanto, as densidades de corrente de cada uma das células componentes precisam ser combinadas (feitas da mesma forma) no ponto de potência máxima para cada célula

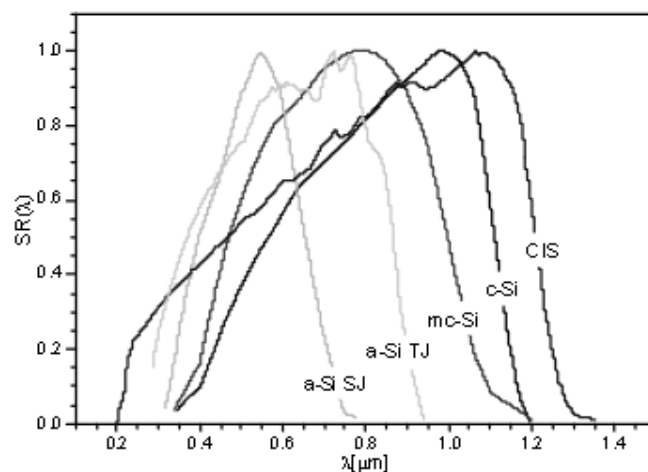
na luz do sol. Assim, ao ajustar-se a correspondência de corrente, em células de tripla junção, é necessário considerar que a célula inferior se beneficia do aprimoramento da luz do refletor traseiro, enquanto as células do meio e do topo recebem pouco benefício deste refletor (Deng; Schiff, 2003). Cada módulo, formado por células de dupla ou de tripla junção, tem sua  $I_{sc}$  determinada a partir do espectro padrão ASTM G173-03, gerado em simulador solar, com referência de c-Si. Por outro lado, a partir da resposta espectral de cada junção do módulo, juntamente com o espectro padrão e a  $I_{sc}$  do módulo, pode-se calcular o fator de descasamento espectral de cada junção e posteriormente a  $I_{sc}$  de cada junção.

Módulos com a tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) estão sendo usados por poucas indústrias e há críticas sobre seu uso em larga escala, pelos seguintes fatos: 1) o elemento químico cádmio, empregado na sua produção, é tóxico e apresenta restrições do ponto de vista ambiental. Cabe ressaltar que na Europa, somente 4% das baterias de níquel-cádmio comercializadas nos últimos 20 anos foram recicladas; 2) o elemento químico telúrio é obtido a partir de um subproduto da produção de cobre, fonte que seria insuficiente para uma produção anual de dezenas de GWp, e 3) há poucas reservas de minérios com telúrio na Terra (Pinho; Galdino, 2014). Mesmo assim os módulos de CdTe foram produzidos de forma a alcançar em 2018 mais de 17 GWp de energia fotovoltaica instalada globalmente, sendo uma das mais proeminentes tecnologias fotovoltaicas (Munshi; *et al.*, 2018).

Fthenakis *et al.* (2020) demonstraram que estudos sobre a toxicidade do CdTe, tais como solubilidade, toxicidade aguda, toxicidade de dose repetida e toxicidade aquática, apontam para uma menor toxicidade de CdTe em relação ao cádmio.

A capacidade anual de produção de módulos CIGS foi estimada em cerca de 1,5 GWp (Munshi; *et al.*, 2018). A maior indústria de módulos CIGS no Japão já não utiliza a fina camada tampão de CdS (tipicamente 50 nm). Alguns autores analisaram a disponibilidade do elemento químico índio e concluíram que não há disponibilidade suficiente para produção anual de muitos GWp. Nos Estados Unidos, mais de 2,3 bilhões de dólares foram investidos por companhias de capital de risco em diferentes tecnologias de fabricação de módulos CIGS, mas algumas indústrias fecharam suas portas antes mesmo de competirem no mercado internacional (Pinho; Galdino, 2014).

Para realizar simulações teóricas de desempenho de módulos, as curvas de resposta espectral desses dispositivos são necessárias. Zdanowicz, Rodziewicz e Waclawek (2003) utilizaram em seu trabalho curvas típicas para os módulos retiradas de relatórios da NREL e de catálogos de fabricantes (Fig. 11).



**Figura 11** –Curvas de resposta espectral de diferentes tecnologias.

Fonte: Zdanowicz, Rodziewicz e Waclawek (2003).

### 2.3 VARIAÇÕES ESPECTRAIS DA RADIAÇÃO SOLAR

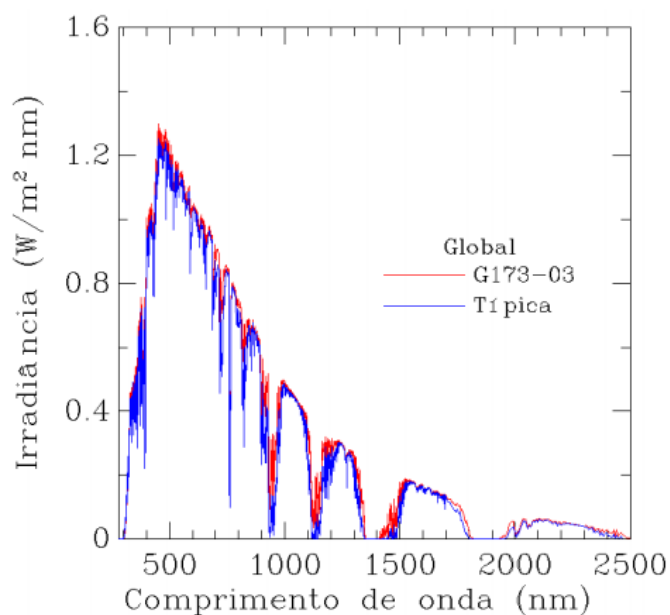
Conforme de Costa, Oliveira e Krenzinger (2018) na medição ao ar livre existe a dependência de fatores como a intensidade e a distribuição espectral da radiação solar com a localização geográfica, composição da atmosfera, horário, dia do ano, variação de altitude e condições climáticas. Na Tabela 3 são apresentadas as faixas de comprimento de onda e a respectiva irradiância do espectro solar padrão ASTM G173-03 correspondente.

**Tabela 3** –Faixas de comprimento onda e respectiva irradiância do espectro solar ASTM G173-03 correspondente.

Fonte: Adaptado de Costa, Oliveira e Krenzinger (2018).

Comprimento de onda (nm)	Espectro Solar AM1,5G (W/m <sup>2</sup> )
400-500	139
500 -600	151
600 -700	139
700 -800	113
800-900	94
900-1100	118

Haag e Krenzinger (2010) realizaram a simulação da distribuição espectral da irradiância solar direta com os dados da região amazônica e com os parâmetros atmosféricos adotados pela norma ASTM G173-03 utilizando o programa de transferência radiativa SMARTS2. Pode-se perceber uma diminuição na intensidade e distribuição espectral da irradiância solar (mais pronunciada na faixa de 250 até 800 nm) na região Amazônica devido aos constituintes atmosféricos desta região (Fig.12).



**Figura 12** –Distribuição espectral da irradiância solar global simulada para a região amazônica com o código SMARTS2 e espectro ASTM G173-03.

Fonte: Haag e Krenzinger (2010).

## 2.4 RESPOSTA ESPECTRAL

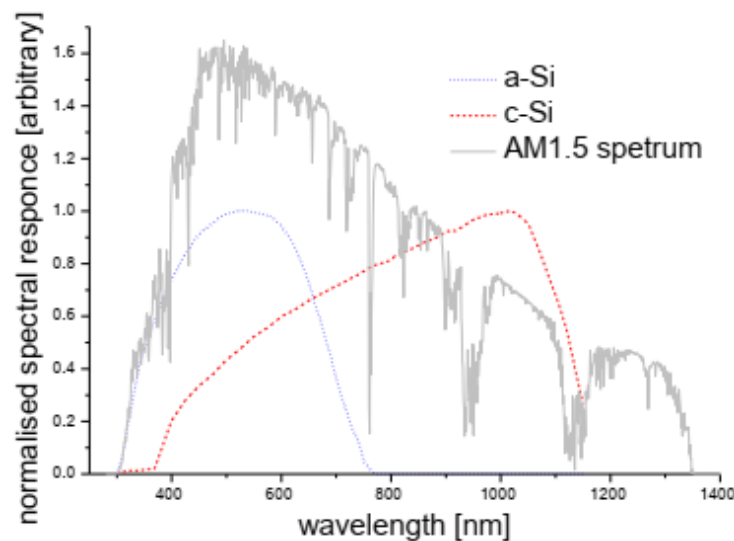
A resposta espectral (*SR*) de um dispositivo fotovoltaico descreve a sua capacidade em converter a radiação incidente em corrente elétrica em função do comprimento de onda ( $\lambda$ ). Através da medida da resposta espectral, no caso de células solares, pode-se calcular parâmetros físicos que são uma indicação importante da qualidade do material semicondutor que compõe a camada ativa, como por exemplo a eficiência quântica, que indica a eficiência de conversão da célula como uma função do comprimento de onda. A determinação da *SR* de uma célula solar, se feita sob condições apropriadas, com iluminação de preenchimento uniforme e polarização de luz adequada, pode ser usada para prever a corrente de curto-circuito,

$I_{SC}$ , do dispositivo de teste sob qualquer irradiância espectral incidente, incluindo o espectro solar padrão AM1.5. Outro uso principal de dados da  $SR$  de células fotovoltaicas é ajustar os dados da curva  $I$ - $V$  para considerar as diferenças espectrais entre o espectro da fonte de iluminação real *versus* a referência escolhida. Finalmente, as curvas  $SR$  podem ser usadas na modelagem e simulações para fornecer quantidades físicas importantes, como o comprimento de difusão do portador de carga ou para estudar as densidades de defeitos do *bandgap* dentro da camada ativa do dispositivo (Ferreira; Berni, 2012).

De acordo com Frazão (2016), a quantidade de portadores de carga gerados numa célula solar não se relaciona de forma linear com o comprimento de onda da luz incidente. A resposta espectral  $SR(\lambda)$  define-se como a razão entre a fotocorrente gerada,  $I_L$ , e a irradiância espectral incidente,  $G(\lambda)$ , no comprimento de onda  $\lambda$  (Eq.4).

$$SR(\lambda) = \frac{I_L}{G(\lambda)} \quad (4)$$

Os efeitos das influências espectrais nos módulos fotovoltaicos estão principalmente relacionados com a resposta espectral das células de diferentes materiais. Como exemplo, na Figura 13 é apresentado o espectro solar padrão AM1.5 e também as respostas espectrais normalizadas das células a-Si de junção única e c-Si indicando claramente que a resposta relativamente estreita do módulo de a-Si será muito mais afetada por quaisquer mudanças o espectro solar incidente (Krawczynski; *et al.*, 2010).



**Figura 13** - Resposta espectral de célula a-Si de junção única e célula c-Si comparadas ao espectro AM1.5.

Fonte: (Krawczynski; *et al.*, 2010).



Em uma célula ideal, a resposta espectral aumenta de forma linear com o comprimento de onda, no entanto, em células reais de silício mono-cristalino, por exemplo, esta resposta atinge um pico máximo por volta dos 800 nm, decaindo a partir deste ponto (Frazão, 2016). As diferenças entre a  $SR$ , das células de diferentes tecnologias FV, se devem às perdas ópticas resultantes da absorção e reflexão ocasionados por exemplo, pelo vidro de cobertura, pelos processos de recombinações internas dos pares elétrons e lacunas, pela presença de defeitos e também devido às impurezas e aos diferentes tipos de dopagem do semiconductor.

Conforme descrito por Schubert e Spinner (2016), a partir do valor da eficiência quântica externa  $EQE(\lambda)$ , pode-se calcular a resposta espectral  $SR(\lambda)$  da respectiva tecnologia da célula ou do módulo fotovoltaico (Eq.5) onde:  $h$  é a constante de Planck,  $c$  é a velocidade da luz,  $q$  é a carga de um elétron e  $\lambda$  é o comprimento de onda em  $\mu\text{m}$ .

$$SR(\lambda) = \frac{q\lambda}{hc} * EQE(\lambda) \left[ \frac{A}{W} \right] \quad (5)$$

As diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos apresentam respostas espectrais distintas conforme o material utilizado na fabricação e de acordo com o número de camadas associadas no módulo. Um módulo com mais de uma camada, ou junção, apresenta curvas de resposta espectral diferentes para cada camada, tendo o objetivo de aproveitar de maneira otimizada a extensão do espectro solar. Nestes casos, a resposta espectral resultante do módulo fotovoltaico representa uma associação das respostas espectrais de cada uma das junções sendo que a corrente máxima produzida será limitada pela junção que produz a menor corrente, pois as camadas são conectadas em série.

## 2.5 EFICIÊNCIA QUÂNTICA

A eficiência quântica externa ( $EQE$ ) é essencial para a compreensão da geração, recombinação e mecanismos de difusão em dispositivos fotovoltaicos. A eficiência quântica (Eq.6) em unidades de pares de elétrons - lacunas coletados por cada fóton incidente (%) pode ser calculada a partir da resposta espectral, medida em unidades de ampères por watt, em função do comprimento de onda. Normalmente, a resposta espectral é medida na corrente de curto-circuito (Emery; *et al.*, 1988; Gonçalves de Oliveira, 2013).

$$EQE(\lambda) = \frac{h * c * SR(\lambda)}{q\lambda} \quad (6)$$

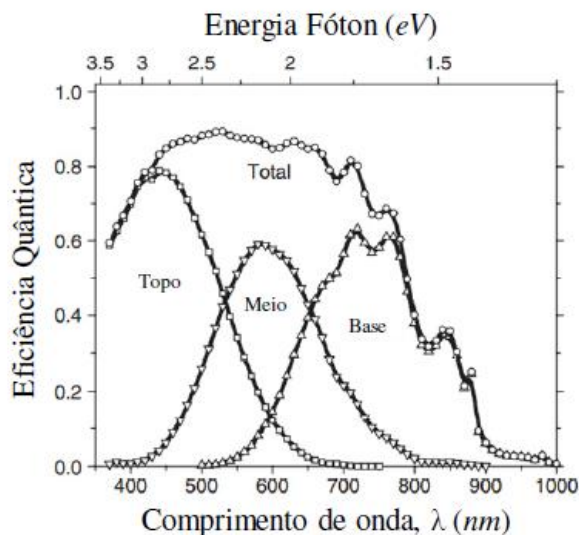
onde:  $SR$  é a resposta espectral do dispositivo,  $h$  é a constante de Planck,  $c$  é a velocidade da luz,  $q$  é a carga de um elétron e  $\lambda$  é o comprimento de onda em  $\mu\text{m}$ .

Com base nas Equações 4 e 6, pode ser utilizada a seguinte relação para o cálculo da eficiência quântica (Eq.7):

$$EQE(\lambda) = \frac{1}{q} * \frac{hc}{\lambda} * \frac{I_{SC}(\lambda)}{G(\lambda)} \quad (7)$$

onde:  $I_{SC}(\lambda)$  e  $G(\lambda)$  são respectivamente a corrente de curto-circuito e a irradiância espectral incidente na célula solar em diferentes comprimentos de onda.

Células de tripla junção de silício amorfo hidrogenado apresentam o germânio nas camadas posteriores. Esse material, torna a resposta espectral dessas camadas adequada a comprimentos de onda maiores. Dessa forma, elas capturam os fótons que não tinham energia suficiente para gerarem o par elétron-lacuna na cama de topo (Piccoli Júnior, 2015). Na Figura 14 tem-se a eficiência quântica das camadas de uma célula típica de silício amorfo hidrogenado, com tripla junção.



**Figura 14** –Eficiência quântica das camadas de uma célula típica, com tripla junção, de silício amorfo hidrogenado.

Fonte (Piccoli Júnior, 2015).

Conforme Tzamalís e Müllejans (2011), em módulos de tripla junção as suas subcélulas estão conectadas eletricamente em série, o que significa que a corrente do módulo é limitada pela subcélula com a menor fotocorrente sob as condições de irradiância espectral predominantes. Geralmente a junção limitante não é conhecida *a priori*, fornecendo assim um desafio adicional para a medição e calibração final de um módulo de tripla junção.

## 2.6 FATOR DE CORREÇÃO ESPECTRAL

O fator de correção espectral ou descasamento (*MM*) resulta do descompasso entre a distribuição de irradiância espectral incidente e, por exemplo, o espectro de referência ASTM G173-03. Pode-se observar que, as características do fator de correção espectral dependem também da tecnologia da célula ou módulo fotovoltaico e da tecnologia da célula de referência.

A Norma IEC 60904-7:2008 (Dispositivos fotovoltaicos - Parte 7: Cálculo da correção de incompatibilidade espectral para medições de dispositivos fotovoltaicos), descreve os procedimentos para a correção do erro introduzido na caracterização de um dispositivo fotovoltaico causado pelo descasamento entre a distribuição espectral da radiação incidente utilizada no ensaio e o espectro de referência AM1.5, tendo em conta a resposta espectral na célula de referência do dispositivo sob teste. Costa, Defferrari e Krenzinger (2016) apresentaram o procedimento e os cálculos necessários para corrigir os erros de descasamento espectral, demonstrando que ao usar as células de referência, de mesma tecnologia que o módulo em teste, a correção espectral fica automaticamente realizada, mas para isto é necessário que estas células estejam instaladas e com medidas simultâneas, pois caso o módulo fotovoltaico apresente mais de uma junção PN com diferentes respostas espectrais, deve-se verificar qual a junção PN que possui a menor densidade de corrente no espectro medido. Como as camadas estão associadas em série, prevalece a menor das correntes encontradas.

A correção espectral é necessária quando se deseja caracterizar um dispositivo fotovoltaico em uma distribuição espectral diferente da condição padrão (STC). O cálculo do fator de descasamento espectral é obtido, segundo a norma americana ASTM E973 e também segundo a IEC 60904-7:2008, a partir da (Eq.8). Este fator de descasamento espectral busca não só corrigir as variações espectrais entre o espectro de ensaio e o espectro de referência, mas também corrigir o descasamento entre as

respostas espectrais ( $SR$ ) da célula de referência e o do dispositivo em teste (Bühler; Krenzinger; Souza, 2011; Tzamalís; Müllejans, 2011).

$$MM = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} SR_{MÓDULO}(\lambda) \cdot G_{CAMPO}(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} SR_{MÓDULO}(\lambda) \cdot G_{STC}(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} SR_{REFERÊNCIA}(\lambda) \cdot G_{STC}(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} SR_{REFERÊNCIA}(\lambda) \cdot G_{CAMPO}(\lambda) d\lambda} \quad (8)$$

onde:  $MM$  é o fator de descasamento espectral,  $SR_{MÓDULO}$  e  $SR_{REFERÊNCIA}$  correspondem à curva de resposta espectral do dispositivo em ensaio e da célula de referência, respectivamente e  $G_{CAMPO}$  e  $G_{STC}$  correspondem à distribuição espectral na condição medida (ou simulada) e na condição padrão, respectivamente. Os intervalos  $\lambda_1$  a  $\lambda_2$  e  $\lambda_3$  a  $\lambda_4$  correspondem à faixa dentro da distribuição espectral na qual o dispositivo em ensaio e a célula de referência, respectivamente, apresentam resposta espectral.

Devido ao desenvolvimento de novas tecnologias de fabricação de módulos fotovoltaicos de filmes finos torna-se comum a utilização de uma célula de referência de silício cristalino para medida da radiação solar em ensaios de dispositivos com curva de resposta espectral diferente. Neste caso, é fundamental a realização do cálculo do fator de descasamento espectral existente entre a célula de referência e o dispositivo em ensaio. No trabalho de Gasparin, Bühler e Krenzinger (2012), foi caracterizado um módulo de a-Si (TJ) ao longo de um dia e foi avaliada a importância da determinação do fator de descasamento espectral entre esse módulo e uma célula de referência de silício monocristalino. Verificou-se que o erro introduzido pelo descasamento espectral pode ser da ordem de 10 % nos extremos do dia. A aplicação da correção espectral reduziu este erro para valores da ordem de 1%.

A correção do fator de descasamento espectral  $MM$  leva em conta as diferenças da resposta espectral da célula de referência e da resposta espectral da célula de teste, bem como as diferenças entre o espectro de referência e o espectro do simulador solar (Schubert; Spinner, 2016) e, de acordo com a norma BS EN 60904-7:2009 (Dispositivos fotovoltaicos - Cálculo da correção de incompatibilidade espectral para medições de dispositivos fotovoltaicos), a Eq.8 pode ser reescrita levando-se em conta as correntes de curto circuito da célula de referência e do módulo em teste geradas no simulador (ou geradas externamente e corrigidas para as condições padrão) e também as correntes de curto circuito geradas no STC (Eq.9).

$$MM = \frac{I_{SC_{REFER\acute{E}NCIA},G_{STC}} \cdot I_{SC_{M\acute{O}DULO},G_{CAMPO}}}{I_{SC_{REFER\acute{E}NCIA},G_{CAMPO}} \cdot I_{SC_{M\acute{O}DULO},G_{STC}}} \quad (9)$$

onde:

$I_{SC_{M\acute{O}DULO},G_{STC}}$  é a corrente de curto-circuito da amostra sob o espectro de referência;

$I_{SC_{REFER\acute{E}NCIA},G_{STC}}$  é a corrente de curto-circuito do dispositivo de referência sob o espectro de referência;

$I_{SC_{M\acute{O}DULO},G_{CAMPO}}$  é a corrente de curto-circuito da amostra de teste sob o espectro medido;

$I_{SC_{REFER\acute{E}NCIA},G_{CAMPO}}$  é a corrente de curto-circuito do dispositivo de referência sob o espectro medido.

Para a obtenção da irradiância corrigida em função do espectro solar,  $G_{corr}$ , nesta tese, em todas as medições em que os módulos ou células foram avaliados, foi utilizada a Equação 10.

$$G_{corr} = MM * G_{med} \quad (10)$$

onde:  $G_{corr}$  é a irradiância corrigida no espectro de referência e  $G_{med}$  é a irradiância medida pela célula de referência durante o ensaio.

Para SRs com boa compatibilidade da célula de referência e do dispositivo sob teste, o  $MM$  deve ser perto de um valor de 1, mesmo para um espectro típico de um simulador solar (Tzamalís; Müllejans, 2011).

Bühler *et al.* (2015) realizaram um estudo do efeito do fator de descasamento espectral para duas distribuições espectrais distintas na caracterização de oito módulos fotovoltaicos de distintas tecnologias e obtiveram resultados que indicaram correções de até 7%, demonstrando a importância do uso de células de referência de mesma tecnologia no ensaio de módulos fotovoltaicos.

Neves (2016), apresentou possíveis simplificações da equação 9, considerando-se que a medição da irradiância realizada em campo seja feita com células de referência de mesma tecnologia do módulo em teste ( $SR_{ref} = SR_{m\acute{o}dulo}$ ). Para a avaliação da influência do espectro da radiação solar nos módulos, Neves (2016) buscou corrigir além dos efeitos da irradiância, corrigir também os efeitos causados na corrente pela temperatura (Eq.11). Esta equação considera que a medição da irradiância realizada em campo, além de ser feita com células de referência de mesma

tecnologia do módulo em teste, considera também que a temperatura do módulo será corrigida para o STC.

$$I_{SC_{CAMPO\_CORRIGIDA}} = \left( \frac{G_{STC}}{G_{CAMPO}} \right) * \left[ \frac{I_{SC_{CAMPO}}}{1 + \alpha_T (T - T_{STC})} \right] \quad (11)$$

sendo:

$G_{STC}$ : Irradiância especificada no STC (1000 W/m<sup>2</sup>);

$G_{CAMPO}$ : Irradiância espectral incidente no dispositivo em campo (W/m<sup>2</sup>);

$I_{SC_{CAMPO\_CORRIGIDA}}$ : Corrente de curto circuito do dispositivo fotovoltaico em campo corrigida para as condições do padrão (A);

$I_{SC_{CAMPO}}$ : Corrente de curto circuito do dispositivo fotovoltaico em campo (A);

$T$ : Temperatura do dispositivo fotovoltaico em campo (°C);

$T_{STC}$ : Temperatura do dispositivo fotovoltaico na condição padrão (°C);

$\alpha_T$ : Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura (T).

Em seus estudos, Mavromatakis e Vignola (2016) usaram simulações computacionais, para obtenção da distribuição espectral, com a finalidade de explorar os efeitos dos constituintes atmosféricos sobre o fator de descasamento espectral e descobriram que o teor de vapor de água da atmosfera afeta o  $MM$  mais do que a profundidade óptica do aerossol.

Haag (2012), utilizando modelos computacionais de transferência radiativa, observou que junções com respostas espectrais acima de 700 nm limitam o desempenho dos dispositivos fotovoltaicos em função dos valores médios para a concentração de vapor de água no território brasileiro. Por outro lado, junções com resposta espectral acima de 700 nm apresentam valores de fator de descasamento espectral acima de 1.

Haag e Krenzinger (2010) realizaram o cálculo do fator de eficiência espectral ( $Fe_{(\lambda)}$ ) utilizando irradiâncias globais típicas simuladas, para a região da Amazônia, e respostas espectrais para quatro tipos de células e observaram que células de silício amorfo, de junção simples, apresentaram um acréscimo de aproximadamente 6% na eficiência. Em células de tecnologias GaAs também foi observado um aumento de 3% na eficiência nesta região. Isto demonstra que células (ou módulos) que utilizam filmes finos, podem ser mais apropriadas para certos espectros (Haag, 2012).

Haag e Krenzinger (2010), analisaram que o fator de eficiência espectral ( $Fe_{(\lambda)}$ ) (Eq.12) pode demonstrar o desempenho de um determinado dispositivo (módulo fotovoltaico, coletor térmico, vidro seletivo, etc.) sob uma condição qualquer de

irradiância espectral em relação à condição de referência (considerando neste caso que a resposta espectral da célula de referência utilizada para medir  $G_{CAMPO}$  é igual a resposta espectral do módulo em teste).

$$Fe(\lambda) = \frac{\left( \frac{G_{CAMPO}}{\int_{\lambda_i}^{\lambda_f} SR(\lambda) \cdot G_{STC}(\lambda) d\lambda} \right)}{\left( \frac{G_{STC}}{\int_{\lambda_i}^{\lambda_f} SR(\lambda) \cdot G_{CAMPO}(\lambda) d\lambda} \right)} \quad (12)$$

onde:  $G_{CAMPO}$  e  $G_{STC}$  representam respectivamente os valores integrados das irradiâncias na condição real e padrão e  $SR(\lambda)$  é a resposta espectral do dispositivo. As funções  $G_{CAMPO}(\lambda)$  e  $G_{STC}(\lambda)$  fornecem os valores espectrais discretizados para a irradiância real e do espectro padrão nos limites espectrais escolhidos, respectivamente.

### 2.6.1 Caracterização elétrica de dispositivos de diferentes tecnologias em distintas distribuições espectrais

Nas medidas para caracterização elétrica tanto em dispositivos de junção única como também em dispositivos de multijunção, existe a necessidade de correção espectral, visto que embora a resposta espectral do dispositivo como um todo possa ser ampla, as respostas individuais de cada junção são estreitas e, dessa forma suscetíveis a mudanças na distribuição espectral. Bühler, Krenzinger e Souza (2011) realizaram ensaios em campo com um grupo de 5 módulos tandem (duas junções) e os resultados mostraram que, dependendo do dia em que a medição foi realizada, podem ser necessárias correções de até 4%.

A radiação solar é composta de três bandas: infravermelha, luz visível e ultravioleta. Conforme Marin, Assad e Pilau (2008), o vapor d'água é encontrado em concentrações maiores próximo à superfície da Terra, podendo representar no máximo 4% em volume, sendo que as camadas de ar próximas à superfície das regiões tropicais quentes e úmidas podem conter grandes quantidades de vapor. Este vapor d'água tem a propriedade de absorver grandes quantidades de energia radiante na faixa do infravermelho (a partir de 700nm). As células de referência AK-200 (c-Si), AK-140 (a-Si), AK-130 (a-Si), AK-110 ( $\mu$ -Si) utilizadas neste trabalho, que serão detalhadas mais adiante na metodologia, possuem resposta espectral englobando esta faixa do infravermelho, portanto os dados de água precipitável no momento da medição ao ar livre não podem ser ignorados.

Haag (2012), utilizando dados de satélites, radiômetros em superfície, radiossondagem e o programa computacional baseado no modelo paramétrico de transferência radiativa na atmosfera SMARTS2, observou variações no fator de eficiência espectral em módulos que empregam tecnologia de dupla e múltipla junção quando expostos a irradiâncias solares com distribuições espectrais diferentes em relação à empregada para caracterização do módulo (espectro previsto pela norma ASTM G-173), nas cidades de Porto Alegre - RS, Petrolina - PE, Alta Floresta - MT e Manaus – AM.

O módulo de silício amorfo de dupla junção (a-Si/ $\mu$ -Si topo e a-Si/ $\mu$ -Si base), utilizado por Haag (2012), apresentou variações do fator de eficiência espectral entre -5% e +2% nas cidades analisadas. Observou-se também que a célula AZUR, de tripla junção, de tecnologia GaInP/GaInAs/Ge apresentou a maior variação de eficiência espectral em função das distribuições distintas do espectro solar observadas nas regiões de estudo. A menor variação foi observada em Porto Alegre, com valores próximos a -7% e em Manaus e Alta Floresta o fator de eficiência espectral chegou a -15%.

Litjens (2013) investigou os efeitos espectrais de quatro tecnologias fotovoltaicas (FV) em quatro locais: Alice Springs (Austrália), Beijing (China), Freiburg (Alemanha) e Padang (Indonésia). Os efeitos espectrais encontrados pela modelagem divergiram bastante para as quatro localizações. Observa-se que esses efeitos dependem fortemente da localização particular, principalmente devido a diferentes distribuições de massa absoluta de ar e concentrações de aerossóis.

Os espectros modelados por Litjens (2013) mostraram valores negativos para c-Si, CdTe e CIS, enquanto que o espectro medido mostrou apenas valores positivos. Para a-Si de junção única, o espectro medido apresentou média de efeitos espectrais de mais de  $\pm 15\%$ .

Alonso-Abella *et al.* (2014) analisaram o impacto da distribuição do espectro solar no rendimento energético de alguns materiais fotovoltaicos em escalas de tempo mensais e anuais. Os autores modelaram os espectros solares de quatro locais localizados no hemisfério norte (Stuttgart, Madrid, Jaén e Tamanrasset) e também registraram para validação, em um período de 12 meses, as irradiâncias espectrais de dois locais na Espanha (Madri e Jaén). Foi verificado, através do cálculo do fator de descasamento espectral, que para as tecnologias de a-Si de junção única e CdTe, ocorreram ganhos espectrais, em relação ao espectro padrão, conforme a latitude diminui. Já para CIS e c-Si ocorreram perdas espectrais, em relação ao espectro padrão, conforme a diminuição da latitude. Outro fator importante observado pelos autores, para as localidades avaliadas, é que o impacto da distribuição do espectro



solar foi notavelmente reduzido quando ampliou-se o período de integração em até um ano.

O modelamento da radiação solar espectral, baseado em dados de satélite, permite a produção de mapas da variação geográfica do espectro solar. Também possibilita estimar a influência dessas variações no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Neste contexto, Amillo *et al.* (2015) apresentaram um estudo apresentando a magnitude da influência espectral no desempenho fotovoltaico na Europa e na África. Utilizando as respostas espectrais medidas dos módulos de silício cristalino, CdTe e silício amorfo de junção única, mostraram que o efeito espectral é menor nas áreas desérticas para todos os módulos avaliados, mais alto na Europa temperada e mais alto na África tropical, onde foi previsto produção de +6% para CdTe e para a-Si, de junção única, produção de até +10% mais energia devido a efeitos espectrais. Por outro lado, o efeito para os módulos de silício cristalino foi inferior a 1% em quase toda a África e sul da Europa, e aumentou para +1% ou +2% no norte da Europa.

Peters *et al.* (2018) mapearam o desempenho de um sistema fotovoltaico em todo o planeta, para tecnologias padrão e emergentes, usando dados de satélite de código aberto e validaram os resultados usando dados de desempenho de campo para módulos de telureto de cádmio e módulos de silício monocristalino em climas temperados (Perrysburg, OH, EUA) e úmido (Singapura). Os autores afirmaram que o CdTe produz até 6% mais energia do que o c-Si em regiões tropicais devido à sensibilidade reduzida à temperatura e ao efeito da absorção de água no espectro solar. Descreveram também que materiais com intervalos de banda menores geralmente são mais sensíveis à temperatura e à água precipitável e apresentam desempenho relativamente melhor em locais frios e secos, como cordilheiras e climas temperados (norte da América do Norte, norte da Ásia e cadeias de montanhas altas, incluindo os Andes e o Himalaia). Já materiais com intervalos de banda maiores, apresentam desempenho relativamente melhor em locais quentes e úmidos, por exemplo, trópicos e subtropicos (América do Sul, África, Península Arábica, Índia, Sul e Sudeste Asiático, sul dos Estados Unidos e partes da China).

Polo *et al.* 2017 realizaram a análise do fator espectral fotovoltaico, a nível mundial, para sete diferentes tecnologias fotovoltaicas incluindo silício monocristalino e módulos de filmes finos em 124 locais buscando cobrir as zonas climáticas mais importantes. Foi usando o modelo de radiação solar espectral SMARTS2 com entradas de um conjunto de dados de 2012. O fator espectral anual para tecnologias de silício cristalino foi bastante homogêneo em todo o mundo, com perdas e ganhos espectrais máximos de 3% e 1%, respectivamente. Já para dispositivos de filmes

finos, ocorreu o contrário, pois o fator espectral anual exibiu um padrão latitudinal com perdas espectrais ocorrendo principalmente nas localizações do hemisfério norte e ganhos ocorridos nas zonas tropicais. Tanto ganhos quanto perdas espectrais podem chegar a 10% no caso de dispositivos de silício amorfo.

As variações do espectro solar afetam diferentemente a corrente de curto-circuito das células solares, de acordo com sua tecnologia fotovoltaica utilizada. Assim, Mambrini *et al.* (2015) demonstraram que células fotovoltaicas de silício cristalino são mais eficientes em locais de alta latitude do que as células fotovoltaicas de película fina. Foi realizado o cálculo da correção do descasamento espectral durante um ano para células fotovoltaicas de silício cristalinas (c-Si) e células fotovoltaicas de silício amorfo de junção única, utilizando espectros mensais simulados no SMARTS2, com médias mensais de parâmetros atmosféricos, para a cidade de Palaiseau (França) e para a cidade de Blida (Argélia). Os autores avaliaram a média anual do fator de correção e encontraram perdas para a-Si de 4,1 % e 1,5 % e ganhos para c-Si de 2,4 % e 1,1 % nas cidades de Palaiseau e Blida, respectivamente.

Marion *et al.* (2011) realizaram testes de modelamento espectral no NREL com o SMARTS2 e cálculos do fator de descasamento espectral para diferentes tecnologias, para dias de céu limpo, alterando a massa de ar, o índice de água precipitável, de aerossóis e de ozônio. Os pesquisadores observaram que estes constituintes da atmosfera absorvem seletivamente a radiação em comprimentos de ondas específicos e seus impactos no desempenho fotovoltaico dependem da resposta espectral do dispositivo. Neste contexto, os dispositivos fotovoltaicos de CdTe e a-Si (TJ) se mostraram mais sensíveis às mudanças no valor da água precipitável do que os outros módulos fotovoltaicos (-3,5% à 2,5%). Nas simulações de aumento da massa de ar, realizadas no solstício de inverno, as tecnologias CIGS e c-Si apresentaram ganhos de 1,7% e 3,1%. Já os dispositivos CdTe e a-Si (TJ) demonstraram perdas de 1,6 e 10,8% respectivamente. Como esses constituintes absorvem seletivamente a radiação de comprimentos de onda específicos, seu impacto no desempenho fotovoltaico é sensível à resposta espectral do dispositivo fotovoltaico. Embora os impactos sejam geralmente pequenos, eles podem exibir tendências sazonais ou geográficas que aumentam a variabilidade nas medições de desempenho fotovoltaico de estação para estação, por local ou, em alguns casos, diariamente.

Braga, Nascimento e Rütther (2019) realizaram a análise dos impactos espectrais na tecnologia c-Si e também em módulos CdTe em duas regiões distintas do Brasil: Florianópolis-SC (27°S, 48°W) no Sul, e Assu-RN (5°S, 37°W) no Nordeste. Desta forma, utilizando espectros modelados para ambos os locais, a tecnologia

CdTe apresentou ganhos espectrais significativos em relação ao c-Si: até 10% para Assu-RN (Nordeste do Brasil) e 2% para Florianópolis-SC.

A previsão global de desempenho de módulos, também pode ser realizada a partir de dados anuais, obtidos através de medições com espectrorradiômetros. Desta forma, Dirnberger *et al.* 2015 avaliaram o impacto da variação espectral da irradiância no desempenho de cinco tecnologias FV, com diferentes intervalos de banda, durante um ano. Foi calculado o fator de descasamento espectral, utilizando as diferentes respostas espectrais dos dispositivos, o espectro solar e os dados de piranômetros ambos medidos na cidade de Friburgo em Brisgóvia, na Alemanha. Neste caso, ocorreu ganho espectral comparado ao STC quando  $MM > 1$  e perda espectral em comparação com o STC quando  $MM < 1$ . O impacto espectral anual foi 3,4 % para silício amorfo, 2,4% para telureto de cádmio, 1,4% para silício cristalino, 1,1% para silício cristalino de alta eficiência e 0,6% para CIGS. Tecnologias com um grande intervalo de banda exibiram ganhos espectrais no verão e perdas espectrais no inverno e vice-versa para tecnologias com *bandgap* pequeno.

Ishii *et al.* (2011) demonstraram a influência do espectro solar no desempenho de vários tipos de módulos fotovoltaicos, sob condições de tempo nublado e bom tempo. Esta influência, foi avaliada quantitativamente através do cálculo do fator de descasamento espectral usando as respostas espectrais dos módulos, medidas no AIST, e um conjunto de dados de espectros solares, medidos no Japão. Sob bom tempo, o *MM* demonstrou que o espectro solar teve pouca influência no desempenho de módulos pc-Si, a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H e CIGS. Já em condições de tempo nublado, o *MM* dessas tecnologias é geralmente mais alto (10%) do que em condições de tempo bom. O *MM* do módulo a-Si:H e da camada superior do módulo a-Si:H/ $\mu$ -Si:H, em tempo nublado, foi muito maior do que em tempo bom, chegando a 30%.

A medição ao ar livre, do desempenho de módulos FV de diferentes tecnologias durante vários anos, é sem dúvida uma metodologia mais difícil de ser implementada do que a simulação de espectros através de modelos matemáticos ou medições através de espectrorradiômetros. Nessa linha, Cotfas e Cotfas (2019) realizaram um estudo comparativo, de dois anos, medindo as características *I-V*, a radiação solar global e a temperatura de dois painéis fotovoltaicos comerciais de silício monocristalino e silício amorfo, com medições ao ar livre em Brasov, Romênia. Foram avaliados a energia máxima gerada pelos dois painéis, o custo e a vida útil. Foi observado que a potência média máxima gerada pelo painel de silício monocristalino é duas vezes maior que a potência gerada pelo painel de silício amorfo, durante o período de teste. Minemoto *et al.* (2007) avaliaram o impacto da distribuição do espectro solar e da temperatura no desempenho de módulos de tecnologias a-Si de

junção única e mc-Si, instalados na cidade de Kusatsu (Japão). Os pesquisadores verificaram que a energia de saída dos módulos a-Si dependem da distribuição do espectro, sendo menos sensíveis à variação de temperatura do módulo. Por outro lado, a energia de saída dos dispositivos mc-Si foi sensível à variação da temperatura do módulo, mas não à variação da distribuição do espectro.

Outros autores também realizaram a previsão global de desempenho, de longo prazo de módulos, através de dados de  $I_{sc}$  obtidos por medições ao ar livre. Assim como Schweiger *et al.* (2016), que analisaram o rendimento de energia de 15 tecnologias diferentes de módulos fotovoltaicos, durante um ano de operação em diferentes países: Cologne (Germany), Ancona (Italy), Chennai (India), Tempe (USA), correspondendo a quatro zonas climáticas diferentes. A influência anual da mudança do espectro solar foi relativamente pequena para amostras de silício cristalino e CIGS. A maior influência da irradiância espectral solar no rendimento do módulo fotovoltaico ocorreu em Chennai, com ganhos máximos de 1,6% para c-Si, 2,8% para CIGS e 5,3% para CdTe. Nessa linha, Cornaro e Musella (2013), avaliaram e compararam na Itália, em exposições ao ar livre durante 18 meses, o desempenho de módulos fotovoltaicos de tecnologias policristalinas (p-Si) e amorfas (a-Si). No período avaliado, o módulo a-Si produziu 5% menos energia que o módulo policristalino.

Os recentes desenvolvimentos tecnológicos devem ser acompanhados pela compreensão do desempenho de módulos FV em condições de campo, especialmente no que diz respeito aos efeitos espectrais. Nesse contexto, a Tab. 4 lista alguns estudos que avaliaram os impactos anuais da variação do espectro solar para várias regiões do planeta, (organizados em locais com latitudes decrescentes). Nestes trabalhos, os espectros foram medidos com espectrorradiômetros e os valores medidos foram usados no cálculo do fator de descasamento espectral ( $MM$ ) junto com respostas espectrais de várias tecnologias. O espectro solar varia de acordo com a localização da medição e também é influenciado pelas condições atmosféricas, época do ano e hora do dia. Em consonância com os dados avaliados, nas pesquisas citadas, os módulos c-Si e CIS / CIGS apresentaram variação média anual em  $MM$  de  $\pm 2 \%$  tanto em altas quanto em baixas latitudes. Por outro lado, os módulos a-Si e CdTe apresentaram perdas espectrais com valores de até 3 % (em altas latitudes) e ganhos espectrais de até 6,4 % (em baixas latitudes). O módulo a-Si/ $\mu$ -Si apresentou variação média anual em torno de  $\pm 1 \%$  para altas / baixas latitudes.

**Tabela 4** – Avaliação dos impactos anuais da variação do espectro solar para várias regiões do planeta, (organizados em locais com latitudes decrescentes).

Cidade (País)	Latitude (Clima)	a-Si/ $\mu$ -Si	a-Si	CdTe	CIS/CIGS	c-Si	Autor
Longhborough (Reino Unido)	52° 46' N (Temperado)	--	-3%	-2%	0%	--	Litjens <i>et al.</i> , 2013
Cabauw (Países Baixos)	51° 57' N (Temperado)	--	-3%	--	--	- 1,7%	Litjens <i>et al.</i> , 2013
Cologne (Alemanha)	50° 56' N (Temperado)	--	4%	2%	2%	1,8%	Schweiger <i>et al.</i> , 2017
Freiburg (Alemanha)	47° 59' N (Temperado)	--	3,4%	2,4%	0,6%	1,1%	Dirnberger <i>et al.</i> , 2015
Wartau (Suíça)	47° 35' N (Temperado)	0,62%	--	--	--	--	Sutterlueti <i>et al.</i> , 2010
Ancona (Italia)	43° 37' N (Mediterrâneo)	--	3,8%	1%	0,2%	- 0,2%	Schweiger <i>et al.</i> , 2017
Madrid (Espanha)	40° 25' N (Mediterrâneo)	--	5%	2,9%	0,8%	1,2%	Litjens <i>et al.</i> , 2013
Tsukuba (Japão)	36° 3' N (Subtropical)	--	2,5%	1%	1%	0%	Chantana <i>et al.</i> , 2020
Kusatsu (Japão)	35° 1' N (Subtropical)	--	7%	3,5%	1,5%	0%	Chantana <i>et al.</i> , 2020
Tempe (Estados Unidos)	33° 24' N (Arid)	--	6,5%	1%	0%	- 0,5%	Schweiger <i>et al.</i> , 2017
Miyazaki (Japão)	32° 1' N (Subtropical)	--	3%	1%	0,5%	0%	Chantana <i>et al.</i> , 2020
Chennai (Índia)	13° 5' N (Tropical)	--	6,4%	6%	2%	2%	Schweiger <i>et al.</i> , 2017
Singapore (Singapura)	1° 18' N (Equatorial)	-1%	--	--	--	--	Ye <i>et al.</i> , 2014

## 2.6.2 Aprimoramentos recentes no modelamento matemático da distribuição espectral

A integração da energia fotovoltaica nas redes de energia é difícil, pois a energia solar é altamente dependente do clima e da geografia; frequentemente flutuando irregularmente. Isso causa picos de tensão, instabilidade do sistema, planejamento ineficiente das concessionárias e perdas financeiras. Modelos de previsão podem ajudar, no entanto, registro de data e hora; previsão de curto e longo prazo; análise de correlação; pré e pós-processamento de dados; classificação climática; otimização de rede; quantificação de incertezas e avaliações de

desempenho precisam ser consideradas. Ahmed *et al.* (2020) fornecem novas idéias sobre as iniciativas de previsão de energia fotovoltaica, especialmente no uso de redes neurais artificiais híbridas e algoritmos evolutivos.

Enquanto a implantação em larga escala de energia fotovoltaica para geração de eletricidade desempenha um papel importante para mitigar o aquecimento global, a variabilidade da potência de saída fotovoltaica apresenta desafios no gerenciamento da rede. Desta forma, AISkaif *et al.* (2020) apresentaram uma abordagem sistemática, com métodos de regressão baseados em aprendizado de máquina, para avaliar o impacto de diferentes variáveis meteorológicas na estimativa da potência de saída de sistemas fotovoltaicos.

Barbón *et al.* (2020) apresentaram um método para obter modelamentos de irradiância horizontal direta e difusa para seis cidades, usando duas fontes de dados: estimativas de irradiação por satélite e dois modelos de céu claro. Por meio de uma aproximação das séries de Fourier, corrigiram os modelos de céu limpo e o adaptaram às condições climatológicas de um local específico, distribuindo nebulosidade ao longo do ano de acordo com os dados reais (médias mensais), obtendo um ajuste coerente com a sazonalidade da distribuição anual.

A geração fotovoltaica em pequena escala é particularmente afetada pela variabilidade da irradiância produzida pelas sombras das nuvens. Espinosa-Gavira *et al.* (2020), simularam dados de uma rede de sensores de irradiância e propuseram um método para inferir o vetor de movimento das sombras das nuvens, que agrega erros médios absolutos em uma matriz, com cada elemento representando um possível deslocamento das sombras da nuvem. O método proposto reduziu de 50 a 90% o erro quadrático médio da raiz em relação aos métodos de referência (*Linear Cloud Edge* e *Most Correlated Pair*), em 75% dos testes.

### **2.6.3 Influência da água precipitável na variação da irradiância espectral solar**

A distribuição da água na atmosfera varia fortemente com o tempo, posição geográfica ou altitude, podendo ser transportada pelos ventos, difundindo-se na estratosfera. A radiação solar, ao atravessar a atmosfera, passa a interagir com os vários componentes atmosféricos, tendo 30% de seu total refletido de volta para o espaço e os 70% restantes são absorvidos, transmitidos ou espalhados. A absorção da radiação solar, pela água presente na atmosfera, ocorre particularmente na região

infravermelha do espectro, fazendo-se presente em toda a região visível do espectro, muito embora esta seja menos intensa em comprimentos curtos de ondas. Serve como indicativo de eventos atmosféricos que tendem a se desenvolver, dependendo do estado dinâmico da região onde se encontra essa concentração de vapor. Apresenta maior concentração próxima ao equador e decrescendo em direção aos pólos, com variação vertical de forma exponencial, com maior acúmulo nos primeiros 5 km de altitude (Neves, 2016; Cabral, 2018).

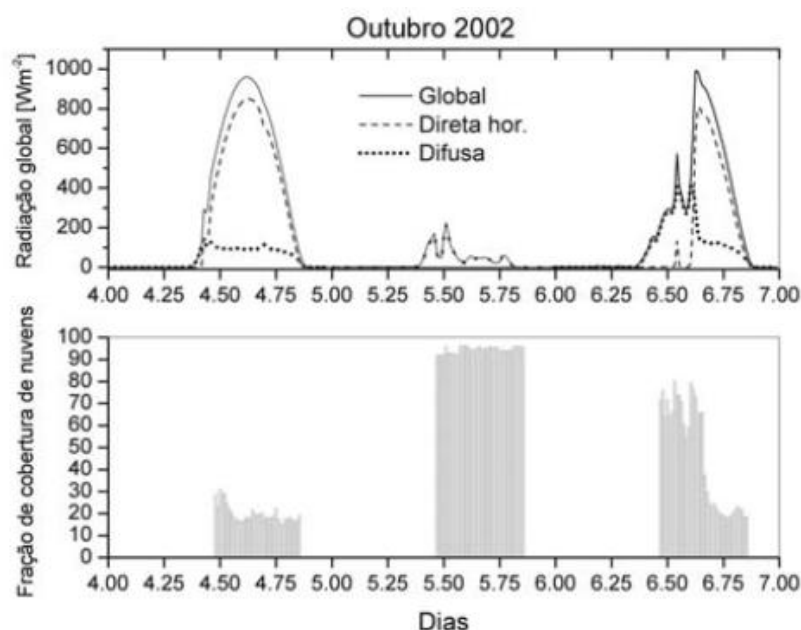
Cabral (2018) explicou que o termo água precipitável (*AP*) não deve ser considerado como a quantidade de água que pode ser precipitada mediante um processo físico qualquer. Por outro lado, para fins práticos, a *AP* contida na troposfera pode ser considerada como a quantidade do vapor d'água disponível para o processo de precipitação. Desta forma, de um modo mais genérico, a água precipitável representa o armazenamento atmosférico de água sobre uma dada região. Na previsão de tempo de curto prazo, quando a água precipitável é observada em grande quantidade na atmosfera, pode ser um indicador de tempestades, quando esses valores geram convecção, de acordo com a instabilidade e a dinâmica do local. Cabral (2018) mostrou também aspectos da distribuição espacial e da variação interanual da *AP*, do transporte de vapor d'água atmosférico e do balanço d'água para a atmosfera da região Nordeste do Brasil. Os resultados revelaram variações da *AP* associadas a orografia da região. O fluxo de vapor d'água integrado verticalmente evidenciou uma relação da componente meridional com as chuvas no norte da região.

Adicionalmente, Cavalcanti e Mariano (2016) demonstraram que a *AP* apresenta uma variação sazonal com características específicas para o Hemisfério Norte (*H.N.*) e para o Hemisfério Sul (*H.S.*). Ou seja, para o *H.N.* a variação é mais acentuada com máximo em julho-agosto associado ao pós Solstício de Verão. Para o *H.S.* a variação é mais tênue com máximo em fevereiro. Embora no *H.S.* exista maior cobertura superficial de água os maiores valores de *AP* são para o *H.N.* Esse efeito, certamente, é acarretado pelo maior aquecimento da atmosfera produzida pela disponibilidade de energia solar à superfície continental (no *H.N.* há mais continente que no *H.S.*) e, por conseguinte, o teor de vapor d'água na atmosfera é diretamente relacionado com a temperatura do ar.

A característica visual principal da Terra, quando observada do espaço, é sua cobertura de nuvens. Conforme de Souza Echer, Martins e Pereira (2006), as nuvens são volumes com alta concentração de gotículas de água e/ou cristais de gelo em suspensão na atmosfera, podendo ocorrer em qualquer região da Terra entre a superfície e a tropopausa. Na formação das nuvens, a condensação do vapor d' água

em gotículas exige a presença de vapor d'água na atmosfera e de núcleos de condensação em quantidade suficiente. Núcleos de condensação são partículas em torno das quais o vapor d' água se condensa. Tais núcleos são constituídos, geralmente, de substâncias higroscópicas, ou seja, material ou substância que tem afinidade pelo vapor d'água sendo capazes, portanto, de absorvê-lo da atmosfera ou de uma mistura gasosa. Como exemplo pode-se citar os sulfatos de origem marinha, cuja presença pode ser facilmente percebida pelo seu cheiro característico de maresia em regiões litorâneas. O processo de condensação ocorre quando o ar se resfria pela ascensão adiabática. A umidade relativa aumenta, mas antes de atingir 100%, inicia-se o processo de condensação em torno dos núcleos de condensação mais ativos para a formação das nuvens. Na ausência de núcleos de condensação, a atmosfera pode atingir um estado de supersaturação e as nuvens não são formadas.

Observando-se os gráficos superior (irradiância) e inferior (fração de cobertura de nuvens) da Fig. 15, pode-se deduzir que a fração de cobertura de nuvens pode ser representada e também validada através de uma função inversamente proporcional à variação diária da radiação global horizontal, medida com um piranômetro.



**Figura 15** – Gráfico superior apresenta a irradiância global, difusa e direta para os dias 4, 5 e 6 de outubro de 2002. Gráfico inferior apresenta fração de cobertura de nuvens para o mesmo período obtida com imageador.

Fonte: de Souza Echer, Martins e Pereira (2006).

Neves, Araújo e Aravéquia (2013), apresentaram um meio de prever as datas mais prováveis do início das chuvas, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil,



para o período 2000-2010. Os autores analisaram os campos de umidade (água precipitável e convergência de umidade) e também a evolução dos fluxos de calor latente e sensível nos instantes que precedem o início da estação chuvosa, nas datas obtidas. Os resultados apontaram as datas para o início da estação chuvosa, perto das datas indicadas na literatura, durante a primavera, entre os meses de outubro e novembro, precedido por um aumento gradual na quantidade de água precipitável na atmosfera destas regiões, levando a uma diminuição do fluxo de calor sensível uma vez que a radiação solar atua mais para evaporar do que para aquecer as superfícies.

Os aerossóis atmosféricos são particulados sólidos ou líquidos suspensos em meio aos gases atmosféricos cujo tamanho pode variar entre aproximadamente  $10^{-3}$   $\mu\text{m}$  e 20  $\mu\text{m}$ . Muitos deles exercem grande influência no balanço energético da atmosfera e no clima pois aumentam o espalhamento da radiação solar. Dentre as principais fontes naturais de aerossóis destacam-se os vulcões, a poeira levantada pelo vento, os incêndios naturais e a maresia. Um fator que influencia não só a ocorrência de aerossóis mas também os seus tamanhos, é o vapor de água. Este elemento possui a característica de condensar-se sobre outros particulados, tornando-os maiores (Neves, 2016).

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho foi realizado em diversas etapas, sendo as principais: Medições *Indoor*, Medições ao ar livre e Simulação da Variação Espectral da Irradiância no Brasil. Serão descritos a seguir todos os equipamentos utilizados bem como as metodologias que foram necessárias para aquisição dos dados e comparação dos resultados. Foram utilizados a norma internacional IEC 60904-1 (Medições do desempenho de dispositivos fotovoltaicos) e a norma IEC 60904-8 (Medições de responsividade espectral de dispositivos fotovoltaicos) que permite o cálculo do fator de descasamento espectral (MM), conforme descrito na IEC 60904-7 e ASTM E973. Este fator pode ser usado para corrigir o desempenho elétrico medido sob uma fonte de luz específica (cujo espectro é medido) para o espectro solar de referência (IEC 60904-3), utilizado para caracterizar dispositivos fotovoltaicos terrestres.

Para a realização das Medições *Indoor* em simulador solar, foi necessária a medição do espectro da lâmpada do simulador. Adicionalmente, foram testadas, com seis tipos de células de referência, lâmpadas novas e lâmpadas com mais de 8600 disparos do simulador solar. Ainda nas medições *indoor*, foram determinadas as correntes de curto circuito reais das junções dos módulos e célula avaliados: CIGS, CdTe, a-Si/ $\mu$ -Si, a-Si (TJ) e c-Si, respectivamente.

Com o objetivo de possibilitar as Medições ao ar livre na câmara climatizada, inicialmente foi criado no ambiente de programação gráfica da Keysight (VEE) um programa para sincronizar a leitura de seis células de referência com filtros espectrais, uma célula de c-Si, um piranômetro, um sensor de temperatura Pt-100 e quatro módulos de filmes finos. Ao todo foram utilizados dois digitalizadores e seis multímetros, que serão descritos ao longo da metodologia. Posteriormente, com o sistema montado, realizou-se a medição das correntes ao longo do dia, das células de referência com filtros e dos módulos, a fim de determinar de forma experimental qual

célula de referência é mais adequada para cada módulo em teste. Após a definição das células de referência mais adequadas, foi realizada a medição simultânea ao ar livre da corrente de curto circuito de cinco módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias, incluindo a-Si (TJ), CIGS, CdTe, tandem a-Si/ $\mu$ -Si e silício monocristalino, bem como a corrente de curto circuito das células de referência com filtros espectrais. Estas medições ocorreram no verão e no inverno, possibilitando uma avaliação da variação sazonal do espectro solar de Porto Alegre e a sua influência sobre diferentes tecnologias de dispositivos fotovoltaicos.

Para possibilitar a Simulação da Variação Espectral da Irradiância no Brasil, inicialmente foi criado no *software* Excel uma planilha, com o espectro padrão e com as respostas espectrais normalizadas de todas as células de referência e também com as respostas espectrais de todos os módulos. Esta planilha calcula o *MM* da Eq.9 simultaneamente para todas as tecnologias avaliadas, bastando inserir os dados do espectro solar que foi simulado no SMARTS2 a partir de dados de satélites, como será descrito a seguir.

### 3.1 CÉLULAS DE REFERÊNCIA

Foram utilizadas, em testes para esta tese no Labsol, seis modelos de células de referência, da marca Konica Minolta, com várias respostas espectrais correspondentes a diferentes tecnologias de células fotovoltaicas. Na Tab. 5 são apresentados os valores das correntes de curto-circuito dos certificados de calibração das células, fornecidos pelo fabricante, e a tecnologia representativa.

**Tabela 5** - Referência de aplicação e constante de calibração das células série AK (Konica Minolta).

Células	Corrente Curto Circuito( $I_{SCref}$ )	Aplicação
AK-100	44,56 mA	Células solares de dupla junção: a-Si/ $\mu$ -Si (camada superior a-Si)
AK-110	15,92 mA	Células solares de dupla junção: a-Si/ $\mu$ -Si (camada inferior $\mu$ -Si)
AK-120	24,01 mA	Células solares de tripla junção (camada superior a-Si)
AK-130	17,06 mA	Células solares de tripla junção (camada intermediária a-Si)
AK-140	13,18 mA	Células solares de tripla junção (camada inferior a-Si)
AK-200	132,32 mA	Células solares de c-Si (camada única)

De acordo com a IEC 60904-1:2006 (Medição de características de tensão e corrente fotovoltaica), a corrente de curto-circuito deve ser medida em tensão zero, usando uma polarização variável (preferencialmente eletrônica) para compensar a queda de tensão na resistência série. Alternativamente, a curva da corrente de curto-circuito pode ser extrapolada para tensão zero, desde que a queda de tensão não seja superior a 3% da tensão de circuito aberto do dispositivo e que exista uma relação linear entre a corrente e a tensão. Já a célula c-Si modelo SI0004, devido a sua pequena  $I_{sc}$ , foi medida diretamente por multímetro 34411A em escala de corrente. Para as células de referência da serie AK, com  $V_{OC}$  de 0,6V, foram fabricados os seus próprios *shunts* de corrente (calculados para uma tensão de 10 mV para a respectiva  $I_{SC}$  de cada célula) com resistores de precisão (tolerância de 1% e estabilidade térmica de  $\pm 50$  ppm/ $^{\circ}$ C) soldados em uma placa eletrônica (Fig. 16c). Adicionalmente foram montados cabos com conectores Canon (para as células) e conectores BNC (para os digitalizadores), figuras 16a e 16b respectivamente. Estes cabos foram soldados na placa dos resistores de precisão. A placa dos *shunts* foi acondicionada em uma caixa de pvc (Fig. 16d).



(a)



(b)



(c)



(d)

**Figura 16** – (a) Conectores Canon para células. (b) conectores BNC para digitalizadores. (c) *Shunts* das células de referência. (d) Caixa dos *Shunts*.

A temperatura de operação das células de referência série AK, utilizadas neste trabalho, situa-se na faixa de 20°C até 30°C e a umidade relativa deve ser de 65% ou menos. Para a realização de medições externas, estas células, juntamente com os módulos em teste, foram acondicionados na câmara climatizada giratória do Labsol, com temperatura controlada de 25°C, umidade menor que 65% e só foram expostos ao sol no momento da medição, durante um tempo máximo de três minutos. Como todas as medições são realizadas na temperatura padrão, não será necessária a correção da variação da corrente de curto circuito em função da temperatura. Nas medições simultâneas realizadas nos módulos, utilizando células de referência de mesma tecnologia, conseqüentemente no cálculo do fator de descasamento espectral são considerados apenas o espectro medido e o espectro de referência, pois as respostas espectrais dos módulos e das células de referência de mesma tecnologia irão se auto-corrigir. Como todas as células série AK são de silício monocristalino com filtros, a título de comparação, poderia ser utilizado o coeficiente térmico da corrente de curto-circuito ( $\alpha$ ) desta tecnologia para corrigir a corrente em função da temperatura caso a medição não fosse realizada na condição padrão.

Durante as medições, foi possível registrar a temperatura de cada uma das células série AK através de sensores de temperatura Pt-100, existentes nas células, conectados através de quatro fios à multímetros Agilent modelo 34411A de 6 ½ dígitos. Para isso, foram adquiridos e montados cabos, de quatro vias, com conectores Lemo, para o sensor de temperatura das células Fig.17(a) e pares de conectores pino banana duplos, para os multímetros Fig.17(b).



(a)



(b)

**Figura 17** – (a) Conector Lemo para sensor Pt-100 células AK. (b) Conectores pino banana duplos, para os multímetros.

Existe uma incerteza associada a cada calibração no *Test Report* correspondente a cada célula de referência série AK de 1,7%. No entanto supõe-se

que no conjunto de células de mesma origem, com técnicas de calibração do mesmo tipo, as incertezas relativas entre as mesmas sejam bem menores.

As correntes de curto circuito das células de referência, durante os experimentos, foram determinadas indiretamente pela medição de tensão através dos resistores *shunt* de precisão. Os *shunts* foram dimensionados para manter cada célula de referência na corrente próxima da  $I_{SC}$  com tensão em torno de 10 mV em 1000 W/m<sup>2</sup>. Garantindo desta forma, uma operação próxima da corrente de curto circuito e respeitando o procedimento descrito na IEC 60904-2, que especifica que o correto dimensionamento dos *shunts* deve ser realizado através da Eq.13.

$$I_{SC} * R_{SHUNT} < 0.03 * V_{OC} \quad (13)$$

Onde:

$R_{SHUNT}$  é o resistor de derivação de precisão;

$I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito do dispositivo de referência nas condições de referência;

$V_{OC}$  é a tensão do circuito aberto nas condições de referência (~0,6 V).

Na tabela 6 são apresentados os valores dos *shunts* fabricados para as células de referência, conforme determina a norma IEC 60904-2, demonstrando a adequação dos *shunts* e do sinal em tensão da célula de referência de acordo com a Eq. 13.

**Tabela 6** – Verificação e validação dos *shunts* das células conforme a IEC 60904-2.

Célula de Referencia	Shunts com resistores de precisão ( $\Omega$ )	Isc (A)	Isc * Shunt (V)	<	Voc * 0,03 (V)
AK100	0.2250	0.0445	0.0100	<	0.0180
AK110	0.6172	0.0159	0.0098	<	0.0180
AK120	0.4337	0.0240	0,0104	<	0.0180
AK130	0.7322	0.0171	0.0125	<	0.0180
AK140	0.8149	0.0132	0.0107	<	0.0180
AK200	0.0840	0.1323	0.0111	<	0.0180

### 3.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Foram utilizados neste trabalho quatro módulos de filmes finos de diferentes tecnologias, sendo: a-Si (TJ) da Unisolar modelo US-32; CdTe da First Solar modelo FS-280; a-Si/ $\mu$ -Si da Dupont Apollo e CIGS da TSMC Solar. Devido ao espaço

reduzido na câmara climatizada e também para possibilitar a avaliação simultânea da tecnologia c-Si, foi utilizada uma célula do Labsol modelo SI0004 calibração 123,36 mV @ 1000 W/m<sup>2</sup>. A corrente de curto circuito desta célula foi monitorada diretamente por multímetro Agilent modelo 34411A de 6 ½ dígitos.

Em relação aos dispositivos utilizados neste trabalho, como primeiro passo, foi realizada a determinação da corrente de referência teórica dos módulos fotovoltaicos com base na irradiância espectral do simulador e nas respostas espectrais dos módulos e da célula de referência AK-200.

Inicialmente foram obtidos os gráficos de resposta espectral (em A/W) da célula de referência e dos módulos, conforme a respectiva tecnologia. Assim, para os módulos com mais de uma junção (a-Si/μ-Si e a-Si (TJ)), foram necessárias as respostas espectrais de cada junção. Todos os gráficos englobaram a faixa de comprimento de onda de 300 nm até 1100 nm. Cada gráfico foi digitalizado de 1 em 1 nm, totalizando 801 pontos em cada gráfico.

Posteriormente foram utilizados os gráficos de irradiância espectral AM1.5G e também de irradiância espectral do simulador solar (em W/m<sup>2</sup>/nm) na faixa de 300 até 1100 nm. Estes dois gráficos também foram organizados de 1 em 1 nm totalizando 801 pontos em cada digitalização. Adicionalmente, cada conjunto de dados foi convertido para irradiância espectral relativa e para resposta espectral relativa, dividindo-se cada um dos pontos pelo seu respectivo valor máximo.

Para a realização do cálculo do descasamento, foi utilizada a Eq. 8 e no caso dos módulos com mais de uma junção, calculou-se o  $MM_{Teórico}$  para a resposta espectral de cada junção.

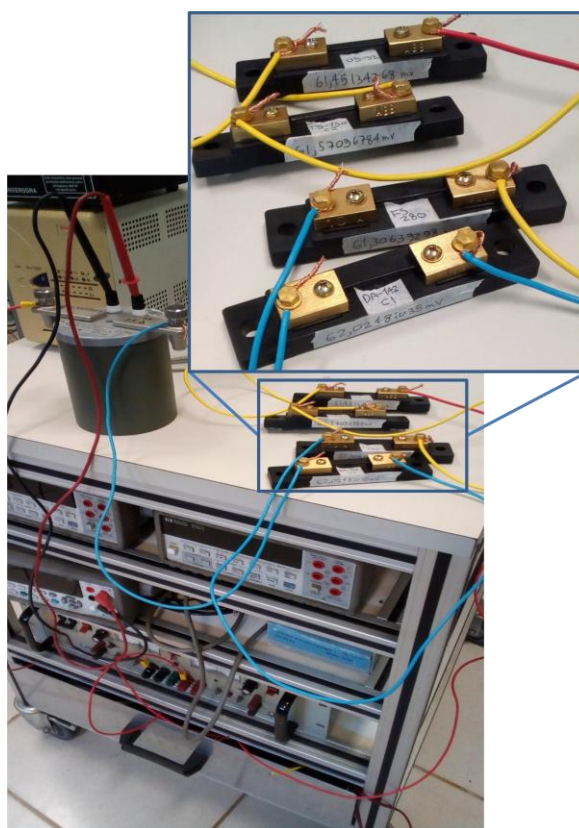
No simulador solar foram realizadas 10 medições de cada módulo, na temperatura de 25 °C, as respectivas correntes de curto circuito foram registradas e as suas médias foram calculadas.

Para a realização do cálculo da corrente de referência teórica de cada módulo, foi utilizado o valor do  $MM_{Teórico}$  juntamente com as correntes de curto circuito da célula de referência e do respectivo módulo, medidos no simulador. Para isso foi utilizada a Eq.14.

$$I_{SCMóduloSTC} = \frac{I_{SCAK200STC} * I_{SCMóduloSimulador}}{I_{SCAK200Simulador} * MM_{Teórico}} \quad (14)$$

As correntes de referência teóricas de cada junção, de um módulo de múltiplas junções, foram individualmente calculadas utilizando-se o  $MM_{Teórico}$  de cada junção do respectivo módulo.

Após a determinação das correntes das junções dos módulos, foram fixados na parte traseira dos módulos quatro *shunts* comerciais de 60 mV / 10A da ABB. Todos os resistores de *shunt* usados foram calibrados com um resistor padrão (Yokogawa 2792A04, 1 $\Omega$ ), uma fonte KEPCO-BOP 20-20M e um multímetro de referência 34411A 6 ½ dígitos marca Agilent. Os valores finais de calibração foram respectivamente: 61,4513 mV para US-32; 61,5709 mV para TS-150-C2; 61,3063 mV para FS-280 e 62,0248 mV para DA-142-C1, conforme a Fig. 18.



**Figura 18** – Calibração dos *shunts* dos módulos com resistor padrão.

### 3.3 MULTÍMETROS

Para aferição das resistências dos *shunts* das células de referência e dos módulos, e também para posterior medição indireta da  $I_{sc}$  dos módulos na câmara climatizada, foram utilizados multímetros da marca Agilent modelo 34411A utilizando a escala de tensão com exatidão de 0,006 mV, resolução máxima 6½ dígitos e tempo de integração para a medida de tensão DC de 100 $\mu$ s. Para medição de temperatura das



células de referência com sensor Pt-100, foi utilizada a escala RTD para medição à 4-fios com exatidão de 0,06 °C.

De acordo com a IEC 61215-2:2016 (Módulos fotovoltaicos terrestres (FV) - Qualificação do projeto e homologação - Parte 2: Procedimentos de ensaio), o equipamento para monitorizar a temperatura do módulo e do dispositivo de referência deve possuir uma precisão de  $\pm 1$  °C e capacidade de repetição de  $\pm 0,5$  °C.

### 3.4 DIGITALIZADORES

Para a realização de medições, com alta taxa de aquisição, das correntes de curto-circuito das células de referência e da corrente e tensão do módulo fotovoltaico em teste no simulador ou na câmara climatizada, utilizaram-se dois digitalizadores da marca Keysight modelo L4534A, com quatro canais de amostragem simultânea de 16 bits em cada digitalizador e capacidades de medição de  $\pm 250$  mV até  $\pm 250$ V em AC ou DC e três opções de filtro passa baixa em cada canal (2 Mhz, 2 KHz e 200 kHz). Possui também capacidade de registrar amostras na velocidade de até 20 MSa/s e memória de 32 MSa/ch.

Os tempos de integração de pelo menos 10  $\mu$ s dos digitalizadores Keysight permitem medições de alta resolução e fornecem uma taxa de amostragem suficiente para monitorar os perfis de intensidade ao longo do tempo. Os dados adquiridos foram usados para a qualificação e classificação do simulador solar pulsado bem como para medições sincronizadas ao ar livre na câmara climatizada.

No simulador solar, por meio da digitalização das tensões nos *shunts* das células de referência, foram realizadas medições em 16 bits, na velocidade de amostragem de 5 MSa/sec, fundo de escala de cada canal de 250 mV, número de amostras de 65536, filtro passa baixa de 200 KHz e *trigger* pela borda de subida de cada sinal a partir de 0.002 V. Neste caso foi utilizado o *software build in* do próprio equipamento. Também foram realizadas médias de cada 100 aquisições, resultando em uma taxa efetiva de amostragem de 50 kSa/s. Por outro lado, nas medições realizadas na câmara climatizada, os dois digitalizadores foram sincronizados com os seis multímetros 34411A, em uma taxa de aquisição 50 kSa/s e média automática de 100 em 100 aquisições, através de software de programação gráfica da *Keysight* (VEE).

Para eliminar dúvidas em relação aos equipamentos, foram verificados todos os oito canais dos digitalizadores de 16 bits através da comparação dos valores de

tensão de uma fonte padrão, medidos simultaneamente por um multímetro de referência, em modo de alta precisão, e pelos digitalizadores na escala de 250 mV.

Para verificação do ruído interno do digitalizador Modelo L4532 da Keysight, foi colocado o canal 1 do módulo 1 em curto e realizado o auto-zero do instrumento. Após a realização do auto-zero, foi realizada a medição do canal 1 (em curto) com a seguinte configuração: velocidade de amostragem de 20 M/Sa, número de amostras de 65536 e filtro Bessel passa baixas de 200 KHz.

### 3.5 SIMULADOR SOLAR

O Labsol UFRGS (Fig. 19) possui o simulador solar SunSim 3C da empresa Pasan S.A, membro do *Meyer Burger Technology Group*, sendo este o único produtor mundial cujos simuladores solares foram premiados com o certificado de qualidade A + A + A + da TÜV Rheinland, o que significa uma medição duas vezes melhor do que a medição realizada em um simulador da classe AAA da norma IEC.



**Figura 19** – Prédio principal do Labsol - UFRGS.

Na Fig.20(a) é apresentado o prédio anexo do simulador solar PASAN classe A+A+A+ do Labsol - UFRGS, na Fig.20(b) é mostrada a câmara do simulador, juntamente com o equipamento de carga eletrônica de 16 bits, na Fig.20(c) é apresentado o interior do túnel do simulador e também a parte traseira da câmara

onde se encontram as lâmpadas do *flash* e o respectivo gerador de tensão e também a maleta com filtros ópticos para o espectro (máscaras), nas faixas de 723, 514, 410, 307, 210 e 107 W/m<sup>2</sup>.



(a)



(b)



(c)

**Figura 20** – (a) Prédio anexo do simulador solar do Labsol. (b) Carga eletrônica e câmara do simulador. (c) Túnel do simulador, lâmpadas de *flash*, fonte e filtros ópticos.

Processos de fabricação eficientes e qualidade uniforme de células e módulos solares dependem de uma série de medidas de controle de qualidade. Para estimar a eficiência de células e módulos, são realizados testes com simuladores solares e uma classificação é feita. Desta forma, o monitoramento de qualidade do simulador solar é necessário para obter informações consistentes. Os simuladores solares pulsados prevalecem no mercado, pois fornecem algumas características únicas que faltam às fontes de luz contínua (Tec5, 2019). Por outro lado, seus pulsos curtos de menos de

15 ms são um desafio para a medição rápida, precisa e de alta resolução do pulso de irradiância. Consequentemente, são necessárias ferramentas com taxas de aquisição muito rápidas. Além disso, a classificação do *flash*, de acordo com suas propriedades espectrais, só pode ser realizada quando a intensidade atingir um nível estável. O tempo de estabilização, por exemplo, pode variar dependendo do simulador solar e da própria lâmpada de *flash*. Conforme De Moura Ramos (2006), a variação da irradiância é minimizada nas medidas efetuadas em laboratório (*indoor*) com simulador solar, pois o sistema de *flash* é realimentado e mantém constante a irradiância. Neste contexto, a qualidade do simulador é de extrema importância e o fator de descasamento espectral, juntamente com a instabilidade temporal da irradiância, não podem ser negligenciados, devendo ser estudados para delimitar precisamente o alcance dessas variáveis.

A Instabilidade Temporal é uma medida da estabilidade da intensidade da irradiância ao longo de um período de tempo. A determinação da instabilidade temporal é feita a partir da medida da irradiância do feixe do simulador durante um período de tempo especificado e então a instabilidade é calculada pela norma IEC 60904-9 usando a Eq. (15):

$$\text{Instabilidade temporal (\%)} = \left[ \frac{G_{\max} - G_{\min}}{G_{\max} + G_{\min}} \right] \times 100 \% \quad (15)$$

onde:

$G_{\max}$  é a irradiância máxima

$G_{\min}$  é a irradiância mínima

Os módulos fotovoltaicos apresentam diversas perdas intrínsecas do próprio conjunto tais como: reflexão na superfície frontal; sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal; absorção nula de fótons com energia menor que o *gap* ( $E_f < E_g$ ); recombinação dos portadores de carga; resistência elétrica no dispositivo e nos contatos metal-semicondutor (Pinho; Galdino, 2014). Neste cenário, o desempenho de células e módulos fotovoltaicos é associado às condições de teste padrão (*Standard Test Conditions –STC*), ou seja, nível de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> ( $\pm 50$  W/m<sup>2</sup>), distribuição espectral correspondente a AM1.5 e temperatura de célula de 25°C ( $\pm 2$  °C).

Os simuladores solares são classificados pela norma (IEC 60904-9 ed 2, 2007 ou IS 12762-9, 2010). A norma relaciona três categorias de qualidade: casamento espectral, não uniformidade espacial e instabilidade temporal. Cada categoria é selecionada de acordo com três classes: A, B ou C. Para a aquisição do simulador do Labsol foram levados em conta aspectos como o custo, a área iluminada

de 2,0 x 2,0 m, suficiente para a maioria dos módulos comerciais existentes, a duração do pulso de luz (10 ms) e, principalmente as características espectrais, espaciais e temporais, excedendo a classificação AAA da norma IEC 60904-9, possibilitando a realização dos testes de conformidade para módulos fotovoltaicos exigidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) e também facultando oportunidades para diversas pesquisas na área de energia solar (Souza; Prieb; Krenzinger; 2012).

O simulador de classe AAA requer uma combinação espectral de 0,75-1,25 ( $\pm 25\%$ ) para a distribuição espectral de referência AM1.5 para seis intervalos definidos de 100 ou 200 nm (dentro do intervalo total de 400 a 1100 nm), uma não uniformidade de 2% e instabilidades de longo e curto prazo de 2% e 0,5%, respectivamente (Dróz *et al.*, 2010). Pode-se observar na Tabela 7 que o simulador Pasan SunSim 3C excede a classificação AAA da norma IEC 60904-9, apresentando por exemplo, um descasamento espectral com o espectro padrão de no máximo  $\pm 12,5\%$ .

**Tabela 7** – Características do simulador Pasan SunSim 3C.

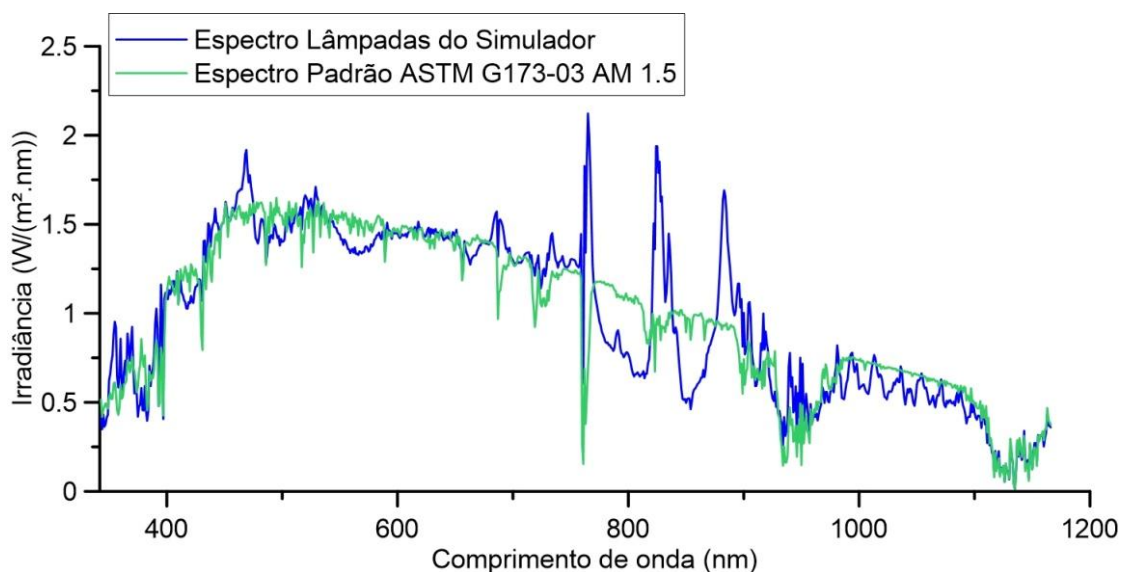
Fonte: Adaptado de Dróz *et al.* (2010).

<b>Características</b>	<b>PASAN</b>	<b>AAA</b>	<b>BBB</b>
Descasamento espectral	$< \pm 12,5 \%$	$\pm 25\%$	$\pm 40 \%$
Não uniformidade	$< 1,0 \%$	2%	5%
Instabilidade	$< 1,0 \%$	2%	5%

O simulador solar do Labsol utilizava até agora, como referência, uma célula de silício monocristalino. Para outras tecnologias de fabricação de módulos, era realizada a correção do fator de descasamento espectral a partir da resposta espectral previamente definida pelo fabricante dos módulos e do espectro da fonte luminosa especificada pelo fabricante do simulador. Costa, Defferrari e Krenzinger (2016) examinaram a qualidade espectral da fonte luminosa do simulador do Labsol, utilizando novas células de referência com respostas espectrais correspondentes à tecnologia ensaiada, e verificaram que o uso das células de referência com resposta espectral equivalente ao módulo em teste é mais confiável do que a elaboração dos cálculos de correção por descasamento espectral.

A fonte de radiação para a realização dos ensaios no simulador solar é constituída por duas lâmpadas Xenon, espectralmente filtradas para o espectro AM 1.5 global (Fig. 21). Piccoli Júnior, Winck e Krenzinger (2020), realizaram medições do espectro do simulador com um espectrorradiômetro, comprovando que o descasamento espectral da irradiância, em relação ao espectro padrão, se encontra

dentro da faixa de  $\pm 12,5\%$  nos seis intervalos de comprimento de onda definidos pela norma.



**Figura 21** – Espectro do Simulador Solar do Labsol.

Fonte: Adaptado de Piccoli Júnior, Winck e Krenzinger (2020).

A intensidade de luz é ajustada para atingir uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  em um módulo fotovoltaico posicionado a 5,0 metros das lâmpadas Xenon. As dimensões do módulo fotovoltaico a ser testado podem atingir até  $2 \text{ m} \times 2 \text{ m}$  e a uniformidade espacial da radiação nessa área de  $4 \text{ m}^2$  é menor ou igual a 1%. Durante um período de aproximadamente 10 ms (*flash platô*) a irradiância da lâmpada Xenon no plano do módulo fotovoltaico atinge o valor de  $1000 \text{ W/m}^2$ , esse curto tempo de patamar garante que as medidas realizadas não sofram alterações devido ao aquecimento do módulo fotovoltaico (Mocelin; Zilles; Novgorodcev, 2008).

A lâmpada de xenônio normalmente utilizada nos simuladores solares possui uma certa distribuição da irradiação espectral e a resposta das células solares é fortemente dependente do comprimento de onda. A irradiância espectral deste tipo de lâmpada difere da irradiância espectral padrão AM1.5. Como resultado, podem ocorrer erros de medição se o dispositivo de referência fotovoltaico não corresponder espectralmente ao módulo a ser medido. Além disso, as diferenças espectrais causarão o chamado descasamento de corrente entre junções em módulos fotovoltaicos com múltiplas junções (Taylor, 2010).

Para a realização das medições no simulador solar, as seis células de referência foram instaladas ao lado da célula de referência do simulador, no mesmo plano dos módulos. Os digitalizadores e os *shunts* das células de referência, foram instalados ao lado da carga eletrônica do simulador, juntamente com os cabos de interligação

células-*shunts*-digitalizadores. Para o controle simultâneo dos digitalizadores, neste caso, cada digitalizador foi ligado através de cabo de rede a um roteador e este, por sua vez, conectado ao computador.

Foram realizados testes no simulador solar para verificação da distribuição espacial da irradiância, utilizando-se uma célula c-Si, modelo SI0004, no lugar do módulo em teste. Com esta célula, foi realizado um mapeamento de irradiância em 14 posições horizontais ao lado da célula de referência do simulador, na mesma altura e profundidade onde estão instaladas as células de referência série AK, na estrutura de fixação dos módulos e células.

Adicionalmente, foram realizadas medições da irradiância integrada do simulador, utilizando as lâmpadas existentes no simulador e também utilizando lâmpadas novas, com seis células de referência da Konica Minolta: AK-100, AK-110, AK-120, AK-130, AK-140 e AK-200, sendo esta última com a resposta espectral do silício monocristalino. Todas as células foram instaladas dentro do simulador, no mesmo plano e na mesma altura da célula de referência de silício monocristalino do simulador. Para as lâmpadas existentes no simulador, foram realizadas três medições. Imediatamente após estas medições, realizou-se a troca das duas lâmpadas de xenon do simulador por lâmpadas novas, fornecidas pela Pasan. Na sequência, também foram realizadas três medições de irradiância do simulador com as lâmpadas novas.

### 3.6 CÂMARA CONDICIONADA GIRATÓRIA

A medição de módulos fotovoltaicos na temperatura padrão de 25°C consiste em uma tarefa muitas vezes difícil de realizar, principalmente no verão, onde mesmo no sul do Brasil é comum dias com temperaturas ambiente de mais de 30°C. Neste contexto, para facilitar o controle da temperatura dos módulos nos ensaios de caracterização com exposição ao sol natural, foi construída por Bühler (2011) uma câmara climatizada em estrutura metálica giratória. Trata-se de uma câmara com cerca de 17 m<sup>3</sup> de volume interno cuja temperatura interna é controlada por um aparelho de ar-condicionado de 12000 BTU/hora. O aparelho de ar-condicionado é do tipo *split* e possui função de aquecimento e resfriamento. A câmara climatizada além de possuir controle da temperatura interna também oferece a possibilidade de orientar facilmente o módulo variando o ângulo azimutal e zenital contribuindo para a melhoria da qualidade dos ensaios de módulos fotovoltaicos.

Conforme Bühler *et al.* (2009) as paredes e teto interno da câmara são feitos com painéis metálicos perfil trapezoidais, preenchidos com poliuretano para fins de isolamento. Os painéis têm 50 mm de espessura e boa resistência mecânica devido à forma trapezoidal. A câmara climática tem uma abertura de janela de 3,0 m de largura e 1,4 m de altura (sem vidro), a fim de expor os módulos à luz do sol. Esta janela está inclinada 30 ° em relação ao plano horizontal. A câmara fica numa base rotativa que permite o ajuste do ângulo azimutal entre  $\pm 180^\circ$ , admitindo a exposição do módulo à radiação direta ao longo de todo o dia. Um dispositivo diferente, porém com o mesmo objetivo é apresentado em Carrillo *et al.* (2017), que realizaram, em dias de céu limpo, a caracterização ao ar livre de módulos fotovoltaicos de silício monocristalino e também a calibração de módulos de referência, utilizando uma caixa de madeira, com isolamento térmico e climatização. Este procedimento permitiu estabelecer as características da STC em medições ao ar livre para um módulo e uma célula de referência, obtendo uma incerteza expandida de 1,87 %.

Como melhoria na câmara climatizada, para facilitar a realização da medições ao ar livre, a janela de enrolar originalmente instalada foi substituída por uma janela deslizante de metal. Esta janela, pode ser rapidamente aberta ou fechada, evitando-se assim o aquecimento desnecessário dos equipamentos fotovoltaicos em teste. Adicionalmente, na face interior da janela, foi fixado um revestimento de alumínio para isolar o calor e facilitar o resfriamento da câmara nos dias de verão.

### 3.7 AVALIAÇÃO AO AR LIVRE DA COMPATIBILIDADE ESPECTRAL ENTRE MÓDULOS E CÉLULAS DE REFERÊNCIA

Foram realizadas medições das 09:00 até as 17:00, em função da maior parcela energética diária, para avaliar o comportamento das diferentes tecnologias ao longo do dia. O fabricante Konica Minolta comercializa células de silício monocristalino com filtros espectrais que ajustam a resposta espectral para outras tecnologias de módulos fotovoltaicos. Com a intenção de verificar a compatibilidade espectral entre os módulos e as células de referência, foram medidos ao longo de um dia, na câmara climatizada, a  $I_{sc}$  das células e a  $I_{sc}$  dos módulos para verificar experimentalmente qual célula de referência é mais adequada para cada tecnologia de módulo.

Para se determinar a qualidade de correspondência espectral do dispositivo de referência e do dispositivo a ser medido, em medições ao ar livre por exemplo, as correntes de circuito curto de ambos os dispositivos devem ser medidas

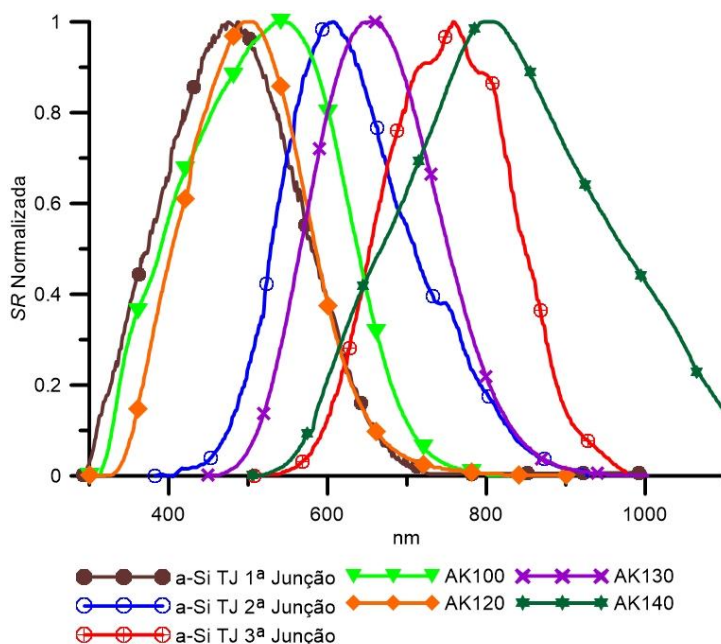


simultaneamente contra o tempo. A relação normalizada da corrente de curto-circuito do dispositivo a ser medido sobre a corrente de curto-circuito do dispositivo de referência é então plotada. Para uma boa correspondência, essa proporção deve permanecer constante com a mudança de irradiância e variação espectral ao longo do dia (Taylor, 2010).

Nesse cenário, com o objetivo de identificar a melhor célula de referência para cada tecnologia de módulo, foram comparadas ao longo do dia, em medições sincronizadas ao ar livre, a razão entre as correntes. Ou seja, a razão entre as correntes de curto circuito normalizadas de cada uma das tecnologias em teste (CIGS, CdTe, a-Si/ $\mu$ -Si, a-Si (TJ) e c-Si) com as correntes de curto circuito normalizadas das seis células de referência da Konica Minolta.

As medições foram realizadas na câmara climatizada com temperatura estabilizada em 24 °C e armazenamento no escuro 24 horas antes do início das medições. Em cada uma das medições realizadas no dia 27/02/2020, os módulos e as células foram expostos à radiação solar por três minutos em cada medição, com orientação e inclinação ajustadas conforme a posição do sol.

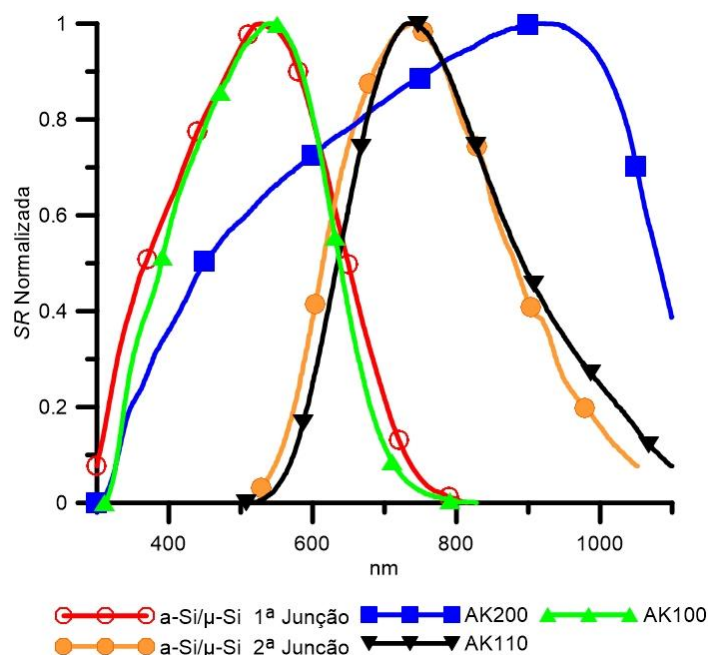
De acordo com as respostas espectrais das junções de um módulo a-Si (TJ) utilizado neste trabalho, modelo US-32 da Unisolar, e das células de referência da Konica Minolta avaliadas, em princípio as células AK120, AK130 e AK140 seriam as mais adequadas para as respectivas junções deste módulo, conforme apresenta a Fig. 22.



**Figura 22** – Respostas espectrais típicas para as junções do módulo de Silício Amorfo de Tripla Junção e respostas das células de referência AK120, AK130 e AK140.

Fonte: Adaptado de Marion *et al.* (1999) e Konica Minolta (2020).

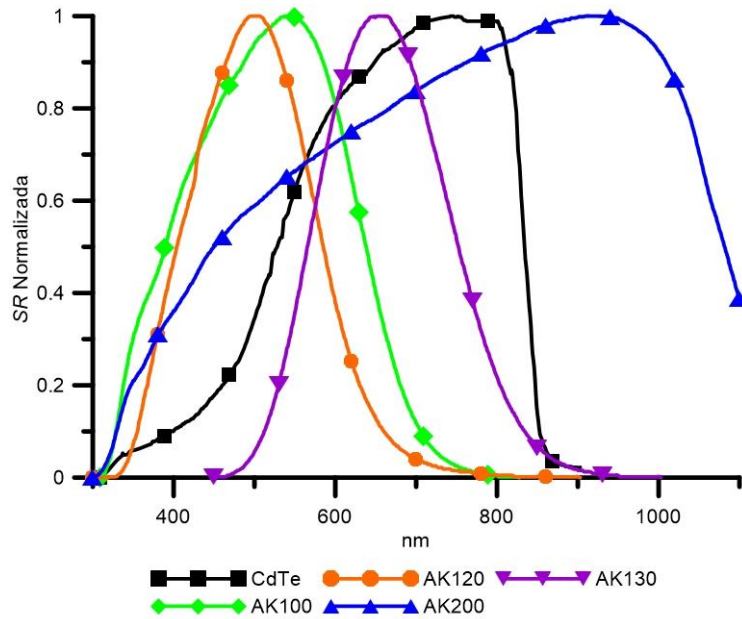
Conforme as respostas espectrais do módulo fotovoltaico tandem de silício amorfo/microcristalino utilizado neste trabalho, modelo DA142-C1 da Dupont Apollo, e das células de referência da Konica Minolta, a avaliação indica que as células AK100 e AK110 seriam as mais adequadas para as camadas deste módulo conforme mostra a Fig. 23 onde, para referência, foi também inserida a curva de resposta espectral da célula AK200, de silício monocristalino.



**Figura 23** – Respostas espectrais típicas para as junções do módulo de Silício Amorfo-Microcristalino e respostas das células de referência AK100 e AK110.

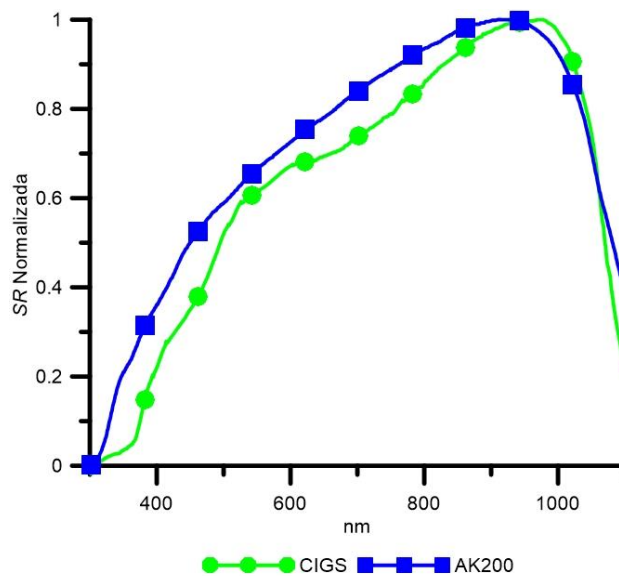
Fonte: Adaptado de Shah *et al.* (2004), Fraunhofer (2020) e Konica Minolta (2020).

De acordo com a resposta espectral do módulo de telureto de cádmio utilizado, modelo FS-280 da First Solar, e das células de referência da Konica Minolta, a Fig. 24 apresenta a resposta espectral das células de referência AK100, AK120 e AK200. Onde, a célula AK200 apresenta uma maior intersecção de resposta espectral, cuja análise da célula mais adequada será realizada posteriormente com os resultados.



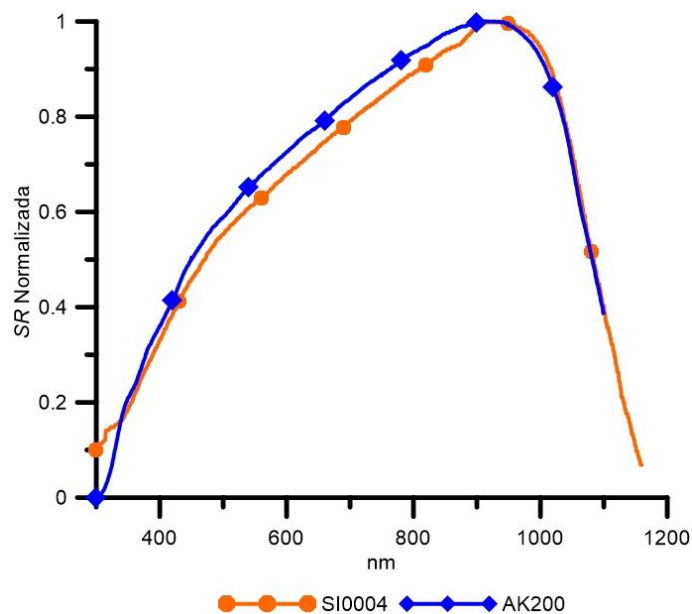
**Figura 24** – Resposta espectral típica para módulo de Telureto de Cádmiio e respostas das células de referência AK100, AK120, AK130 e AK200.  
 Fonte: Adaptado de Fraunhofer (2020) e Konica Minolta (2020).

Observando-se a resposta espectral do módulo CIGS utilizado, modelo TS-150-C2 da TSMC Solar, e das células de referência da Konica Minolta, a célula de referência AK200, que representa a tecnologia de silício monocristalino, seria a mais adequada para este módulo, conforme indicado na Fig. 25.



**Figura 25** – Resposta espectral típica para módulo de Cobre-Índio-Gálio-Selênio e resposta da célula de referência AK200.  
 Fonte: Adaptado de Fraunhofer (2020) e Konica Minolta (2020).

Por último, apresenta-se a resposta espectral da célula de silício monocristalino utilizada, modelo SI0004 do Labsol, como dispositivo sob teste e da célula de referência da Konica Minolta AK-200, que é do mesmo material e portanto a mais adequada para este dispositivo conforme mostra a Fig. 26.



**Figura 26** – Resposta espectral típica para célula de Silício Monocristalino e resposta da célula de referência AK-200.

Fonte: Adaptado de Fraunhofer (2020) e Konica Minolta (2020).

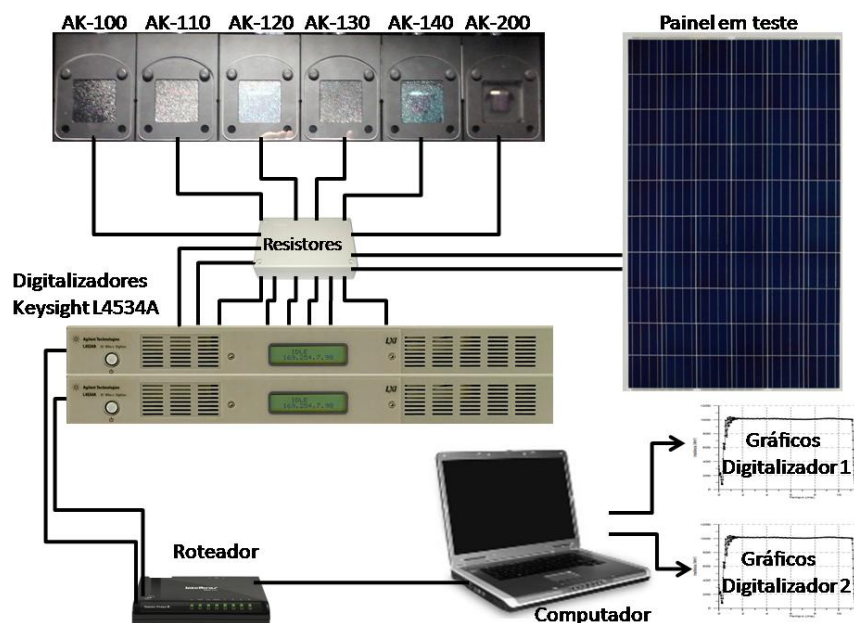
### 3.8 ENSAIOS *INDOOR*

No simulador solar, através dos canais dos digitalizadores e dos *shunts* fabricados, realizou a medição indireta da corrente de curto circuito de cada célula de referência obtendo-se 350 valores médios em menos de 12 ms. Simultaneamente a irradiância instantânea do simulador foi registrada por outra célula de referência ligada ao sistema do simulador, (modelo CH-2000 Neuchâtel, m-Si, sensibilidade de 134,50 mV/kWm<sup>-2</sup>), sendo que a taxa de amostragem das medições desta célula é também da ordem de 350 pontos durante o pulso de 10 ms.

Ligou-se o sinal de cada *shunt* em um canal diferente de um conjunto de dois digitalizadores (A e B) da marca Keysight de 16 bits modelo L4534A, totalizando seis canais (um para cada célula padrão de referência), canais 1 a 4 do Digitalizador\_A e canais 1 e 2 do Digitalizador\_B. Em cada canal, configurou-se um *trigger* para leitura

de borda de subida a partir de um sinal de 0,005 V, quantidade de amostras de 5 MSa/sec e filtro de sinal do tipo passa-baixas com pólo em 200 kHz. Com cada módulo fotovoltaico em teste no simulador, ligaram-se em ponte os dois fios de tensão do simulador, que vão até o módulo, com o canal 4 do Digitalizador\_B. Para medição de corrente do módulo em teste, utilizou-se um *shunt* comercial aferido de 299,44 mV para cada 10 ampères, ligado em série com o fio de corrente do simulador que vai até o módulo. O sinal deste *shunt* foi ligado no canal 3 do Digitalizador\_B. O canal 3 do Digitalizador\_B (medição da corrente do módulo em teste) foi configurado para  $\pm 1V$  e o canal 4 do Digitalizador\_B (medição da tensão do módulo em teste) foi configurado para  $\pm 64 V$ . Estas configurações possibilitaram a leitura sincronizada das respostas das seis células de referência e do módulo em teste, ligados nos canais dos digitalizadores A e B, com o pulso de *flash* do simulador.

Os digitalizadores foram conectados, através de sua porta de rede, a um roteador para conexão com computador. Cada digitalizador gera automaticamente um endereço *IP* para acesso ao software *build in*. A Fig. (27) mostra o diagrama esquemático do experimento.



**Figura 27** –Diagrama esquemático do experimento para avaliação do descasamento espectral da irradiância do simulador em função da tecnologia da referência e do módulo em teste.

A irradiância foi avaliada por cada uma das células ao longo do pulso do *flash* e, para a avaliação das medições realizadas no simulador considerou-se a faixa de tempo onde as medições foram estáveis (de 2,5 ms até 9,5 ms). Os valores,

apresentados posteriormente, são resultados de 350 médias de 20  $\mu\text{s}$  cada (foi realizada uma média a cada 100 aquisições), realizadas pelos digitalizadores, na faixa de tempo de 7ms efetivos no total.

Quando se varia a irradiância que incide em uma célula fotovoltaica, polarizada próximo de seu ponto de curto circuito, a corrente produzida varia na mesma proporção. A presença de ruído ao longo da medição eletrônica existe, mas é minimizado ao se realizar uma média de cada 100 aquisições para a determinação da irradiância correspondente a cada tecnologia e sua flutuação ao longo do tempo. Obtém-se assim uma sequência de cerca de 350 pontos de irradiância, de onde foram extraídos os valores necessários para os cálculos do fator de descasamento espectral da irradiância, para o cálculo da estabilidade temporal do simulador e também para o cálculo da eficiência dos módulos em teste.

Para verificação experimental da distribuição espacial da irradiância do simulador, a célula de silício monocristalino SI0004 foi posicionada em 14 posições diferentes, ao lado da célula de referência do simulador (no mesmo plano desta), na posição onde foram fixadas as células de referência da Konica Minolta. Este experimento foi repetido três vezes e os valores de  $I_{SC}$  da célula foram avaliados.

### 3.9 MODELAMENTO DO ESPECTRO SOLAR

Os dados de satélites são comumente utilizados como parâmetros para modelos e estudo do desempenho de dispositivos fotovoltaicos (Amillo *et al.*, 2015; Peters *et al.*, 2018; AlSkaif *et al.*, 2020). No caso da energia solar fotovoltaica, estes dados são utilizados como parâmetros de entrada para modelagem do espectro solar através de programas computacionais (Polo *et al.*, 2017; Peters *et al.*, 2018; Rodrigo *et al.*, 2019).

Paulescu *et al.* (2013) desenvolveram e Kamath e Srinivasan (2020) validaram novos modelos paramétricos de transmitância atmosférica para o cálculo da radiação direta, difusa e global. Behar *et al.* (2020) testaram 38 softwares de modelamento paramétrico de radiação, Quan e Yang (2020) apresentaram novos modelos de transposição probabilística da irradiação solar recebida e Vicent *et al.* (2019) criaram uma ferramenta de software que facilita a geração de bancos de dados para vários modelos de transferência radiativa atmosférica.

Gueymard (1995) desenvolveu o programa SMARTS2, um modelo simples de transferência radiativa atmosférica da radiação solar, que pode ser usado para gerar

espectros terrestres necessários em várias análises de sensibilidade, para aproximar rapidamente as previsões de códigos rigorosos (por exemplo, MODTRAN2), ou para simular dados espectrorradiométricos a partir de dados atmosféricos.

Os espectros da Sociedade Americana de Testes e Materiais (ASTM) G-173 foram gerados no programa SMARTS2 e representam a irradiância espectral solar terrestre em uma superfície de orientação especificada sob um conjunto de condições atmosféricas descritas a seguir: concentração de CO<sub>2</sub> em patamares de 370 ppm, teor de O<sub>3</sub> estipulado em 0,3438 DU, turbidez de 0,084 a 500 nm, pressão atmosférica ao nível do mar (1013,25 hPa) e uma quantidade de água precipitável de 1,4164 cm.

Os dados utilizados neste trabalho para modelamento do espectro solar com o SMARTS2 foram obtidos com os registros coletados através dos sensores a bordo dos satélites AURA (ozônio e AOD), TERRA e AQUA (água precipitável), disponíveis na plataforma *Giovanni* da NASA. Os dados podem ser gerados em forma de gráfico ou em forma de arquivo de texto. Na Tab. 8 são apresentados como exemplo um conjunto de dados de satélites e de estações meteorológicas.

**Tabela 8** – Exemplo de dados de satélites, para um dia específico, gerados na plataforma *Giovanni* da NASA e também em estações meteorológicas.

Parâmetro	Fonte de dados	Valor	Unidade
AOD (500nm)	OMAERUVd - OMI	0,0107	Adimensional
Ozônio	OMDOAO3 e OMTO3e - OMI	0,2912	DU
Água Precipitável	MYD08 e MOD08 MODIS TERRA e AQUA	1,6425	Cm
CO <sub>2</sub>	Mauna Loa	404,74	Ppm
Pressão Atmosférica	Wyoming	1015	hPa

Onde:

OMI - *Ozone Monitoring Instrument*. Espectrômetro CCD (*Charge Coupled Device*) visível / UV-visível a bordo do satélite AURA.

MODIS - *Moderate-Resolution Imaging Spectroradiometer*. Sensor a bordo dos satélites TERRA e AQUA.

AOD – Profundidade óptica dos aerossóis;

DU – Unidades Dobson, é a espessura, medida em unidades de centésimos de centímetro, que a coluna de ozônio poderia ocupar, na temperatura e pressão padrão (273 K e 1 atm);

Água Precipitável – Vapor de água medido em centímetros de coluna, a 1 atm.

CO<sub>2</sub> – Dióxido de carbono, é dado em ppm (partes por milhão por volume).

Para a obtenção dos valores ozônio e vapor de água na atmosfera, foram realizadas, neste trabalho, médias dos valores registrados por cada um dos pares de sensores sendo que, os sensores de ozônio se encontram no mesmo satélite (AURA), já os sensores de água precipitável estão instalados em satélites diferentes (TERRA e AQUA). Os valores de CO<sub>2</sub> e de pressão atmosférica foram obtidos a partir da estação Mauna Loa e a partir de dados internacionais de aeroportos disponíveis no sistema de dados da Universidade de Wyoming (Wyoming, 2021), respectivamente.

### 3.10 ENSAIOS AO AR LIVRE

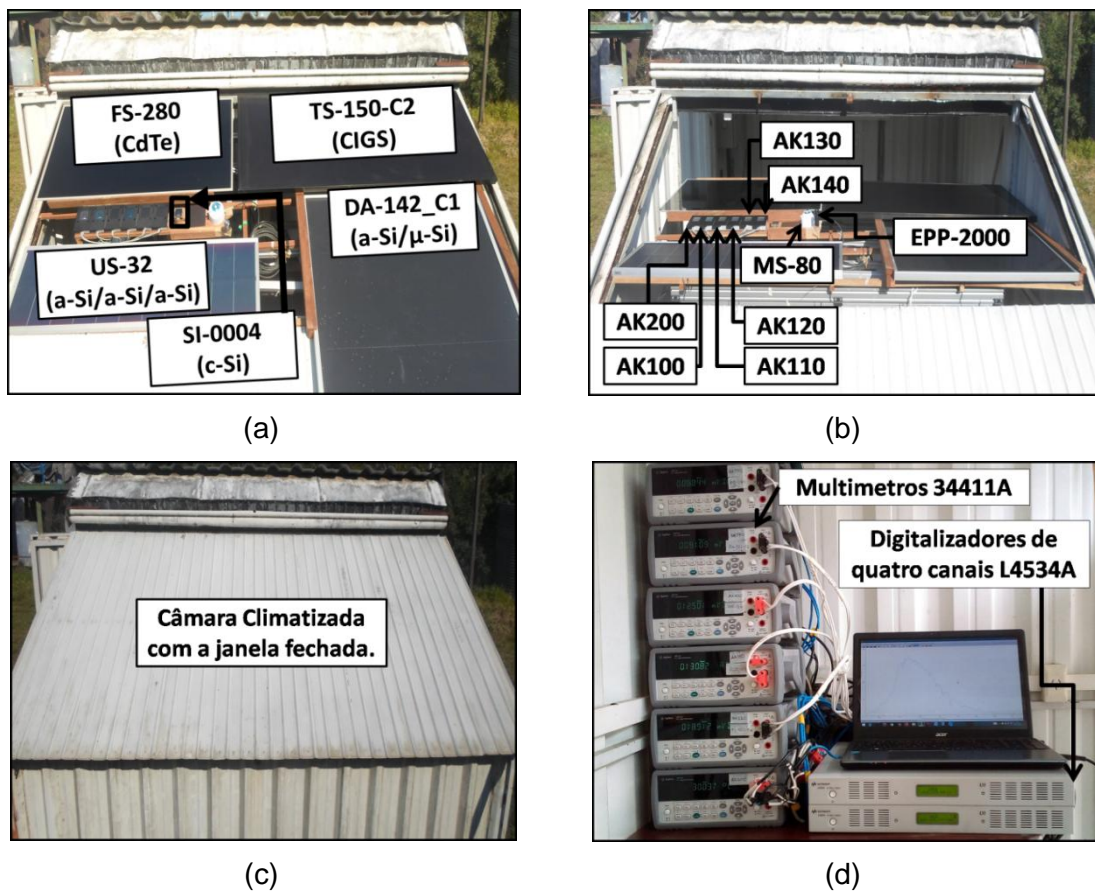
Para cada módulo utilizado nos testes externos foi determinada a  $I_{SC}$  de cada junção e calibrado um *shunt* para medição indireta da corrente de curto circuito através dos digitalizadores. Posteriormente, todos os módulos e células de referência utilizados foram instalados dentro da Câmara Climatizada do Labsol. Os módulos fotovoltaicos ficaram no escuro dentro da câmara pelo menos 24 horas antes de um novo dia de medições e também durante 60 minutos antes de cada nova exposição ao sol, quando todo o sistema foi climatizado novamente no escuro em 24 °C.

Os equipamentos fotovoltaicos utilizados já estavam estabilizados e tiveram sua inclinação e orientação ajustadas, antes de cada medição, para minimizar os efeitos de reflexão e, durante a medição, de apenas três minutos, não sofreram aquecimento significativo e o tempo de exposição reduzido limita a manifestação de efeitos do tipo metaestável.

Neste experimento, em cada aquisição de dados, os módulos TS-150-C2 e DA-142-C1 foram expandidos durante a medição (Fig. 28a). No final, eles foram novamente retraídos (Fig. 28b) e posteriormente, a janela deslizante da câmara climatizada foi fechada para resfriar os dispositivos novamente (Fig. 28c). Na Fig. 28d são mostrados também os dois digitalizadores, o computador e os seis multímetros, instalados no interior da câmara climatizada.

Em cada ciclo de aquisição de dados, foi realizada a medição ao ar livre, com temperatura controlada, da corrente de curto circuito de célula de silício monocristalino e também quatro de módulos de filmes finos, simultaneamente com a corrente de curto circuito das células da série AK correspondentes à tecnologia ensaiada. Todas





**Figura 28** – Câmara Climatizada e equipamento experimental. (a) Módulos fotovoltaicos e células de referência expostas à radiação solar. (b) Posição dos dispositivos em teste ao fechar a câmara. (c) Porta deslizante da câmara fechada. (d) Digitalizadores, multímetros e computador instalados no interior da câmara.

as células de referência utilizadas possuem sensor de temperatura Pt-100 integrado. A célula de referência AK-200, corresponde à tecnologia de silício monocristalino, teve o seu sensor de temperatura Pt-100 conectado a um multímetro 34411A para medição a quatro fios.

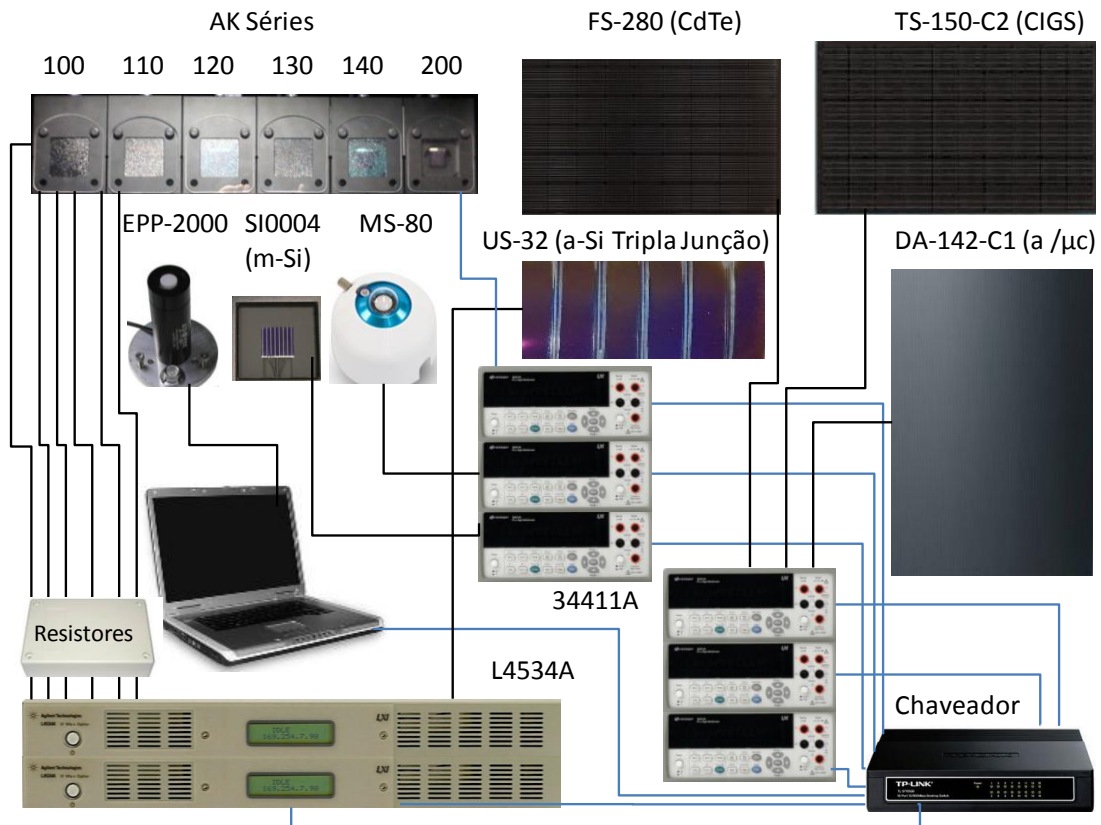
Relembrando, as curvas de resposta espectral das seis células de referência série AK, juntamente com as curvas da célula c-Si e dos módulos CIGS e CdTe, foram digitalizadas, de 1 em 1 nm (totalizando 800 pontos), através da plataforma disponível em Automeris (2019). Da mesma maneira, também foram digitalizadas as curvas de resposta espectral do módulo a-Si (TJ) da Unisolar, modelo US-32, e também do módulo de dupla junção amorfo-microcristalino (a-Si/ $\mu$ -Si), disponíveis no trabalho de Gasparin, Bühler e Krenzinger (2012) e de Bühler, Krenzinger e Souza (2011), respectivamente. Desta forma, a partir da multiplicação das respostas espectrais pelo espectro padrão AM1.5 e também pelo espectro do simulador, foi possível determinar

o *MM* e posteriormente, com a Eq. 14, a corrente de curto circuito teórica, da junção limitadora de corrente, destes módulos. Também foram realizadas medições e comparações utilizando-se a célula de referência AK-200 juntamente com módulos de tecnologia CIGS que possuem a resposta espectral muito próxima à do silício monocristalino. Experimentalmente foi avaliado um módulo CdTe utilizando uma célula de referência AK-130 (camada intermediária para a tecnologia a-Si (TJ)) pois esta célula possui resposta espectral em uma faixa de comprimento de onda semelhante à tecnologia CdTe (de 450nm até 950nm).

Todas as medições, realizadas ao ar livre foram simultâneas ou seja, as correntes de curto circuito das células de referência e dos módulos em teste foram armazenadas ao mesmo tempo através dos digitalizadores Keysight e multímetros Agilent. Realizou-se, para cada módulo, o cálculo do fator de descasamento experimental utilizando como referência células da respectiva tecnologia e também, como comparação, a célula de referência AK-200 de silício monocristalino e a célula c-Si modelo SI0004. A primeira teve seus dados registrados pelo Digitalizador\_B modelo L4534A de 16 bits da Keysight e a segunda teve seus dados de corrente registrados diretamente por multímetro Agilent 34411A. Os dias escolhidos para as medições foram de céu limpo e claro e o horário escolhido para a medição da  $I_{sc}$  foi das 10:00 até às 14:00 do horário normal, onde foram efetuadas medições nos digitalizadores e nos multímetros (uma medição por hora). Foram utilizados nos cálculos, os valores de corrente medidos pelas células e pelos módulos em teste neste período, aplicados na Eq. 9 para o cálculo do fator de descasamento experimental. Complementarmente foram realizadas medições em dias pouco nublados e em dias muito nublados.

A distribuição da irradiância espectral foi medida com um espectroradiômetro e comparada com modelamentos da irradiância, para os mesmos dias, horas e locais das medições ao ar livre, utilizando o programa SMARTS2 com dados de satélites, de radiossondas e de estações meteorológicas.

Para a medição sincronizada ao ar livre dos módulos utilizados neste trabalho também foram utilizados os seguintes equipamentos, além dos dois digitalizadores e seis multímetros: um computador, um chaveador, nove cabos de rede, quatro *shunts* 60 mV / 10 ampères para os módulos, um piranômetro de termopilha MS-80 da EKO e um espectroradiômetro EPP-2000 da Stellar Net. A temperatura de célula AK200 foi medida por meio de sensor Pt100 e a  $I_{sc}$  da célula SI0004 foi mensurada diretamente na escala de corrente, sendo que, ambas as medições ocorreram em multímetros 34411A. O diagrama esquemático apresentado na Fig. 28 ilustra o procedimento experimental utilizado.



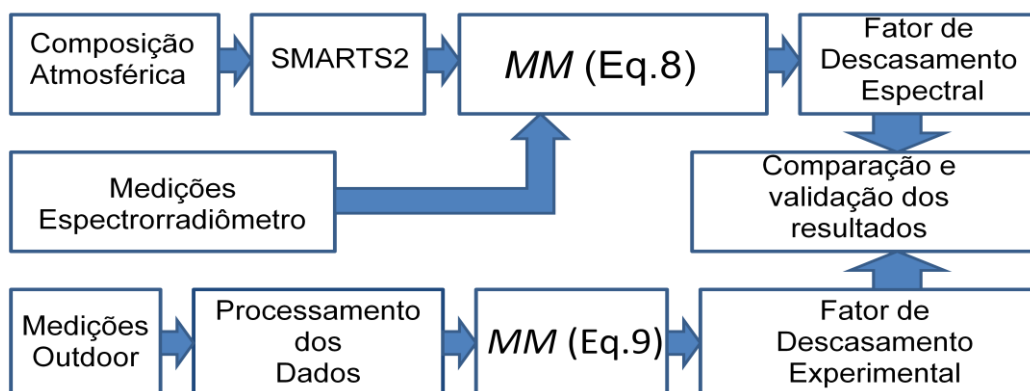
**Figura 29** – Diagrama esquemático do experimento para avaliação ao ar livre do fator de descasamento experimental da irradiância em relação ao espectro padrão e da tecnologia da referência em relação ao módulo em teste.

Os dias escolhidos para as medições foram de céu limpo e claro, sendo realizadas medições de todas as variáveis com intervalos de uma hora, tempo este necessário para uma nova climatização dos equipamentos.

Para capturar o espectro solar foi utilizado o espectrorradiômetro EPP-2000-VIS-50 do fabricante Stellar Net com 2048 *pixels* de resolução para uma faixa de 342 a 1166 nm de comprimento de onda. As medições com o espectrorradiômetro foram realizadas através de outra tela do computador com o *software* Spectrawiz, sempre imediatamente após a medição dos equipamentos.

Com a utilização do programa SMARTS2 foram modelados os espectros para o mesmo dia e hora em que foram realizadas as medições ao ar livre. Na Fig. 29 é apresentado o diagrama de blocos das etapas medição, comparação e validação do experimento. Nesta figura observa-se que o fator de descasamento experimental, obtido a partir das relações das correntes de curto-circuito medidas ao ar livre (Eq. 9), é comparado com o cálculo do fator de descasamento espectral (Eq. 8) realizado com dados obtidos através de medições do espectro com o espectrorradiômetro e também

por meio do espectro gerado com dados da composição atmosférica aplicados no programa de transferência radiativa SMARTS2.

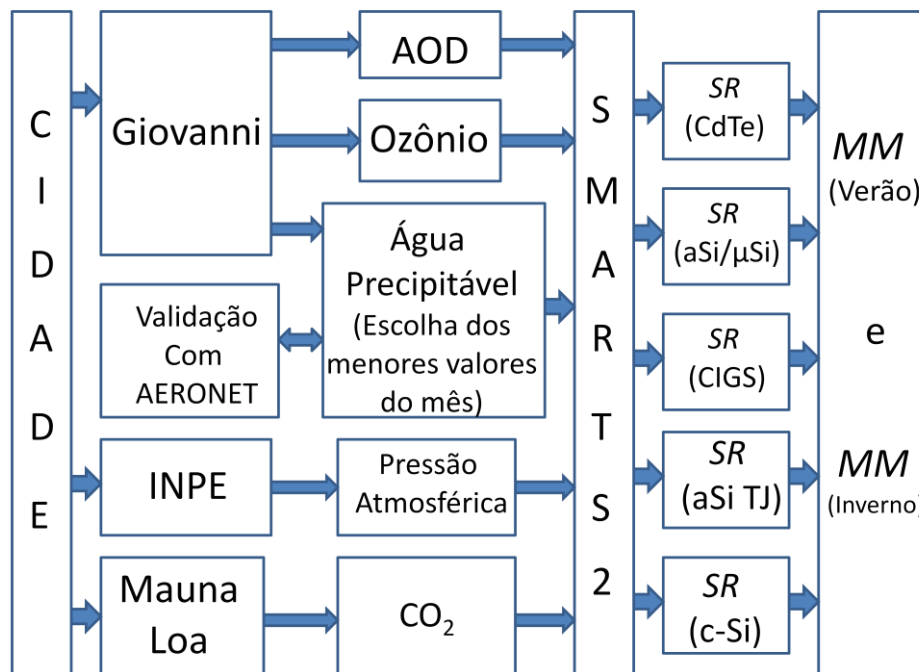


**Figura 30** – Diagrama de blocos das etapas medição, comparação e validação do experimento.

### 3.11 SIMULAÇÕES ESPECTRAIS NO BRASIL

Foi verificado, através de simulações, o impacto das variações espectrais em dispositivos fotovoltaicos em três cidades de cada uma das cinco regiões do Brasil, no verão e no inverno, utilizando-se cinco tecnologias distintas (c-Si, CIGS, CdTe, a-Si/ $\mu$ -Si e a-Si (TJ)). Para isso, os parâmetros atmosféricos correspondentes das cidades escolhidas de cada região foram aplicados como dados de entrada no modelo de transferência radiativa na atmosfera SMARTS2 (Fig. 30). Especificamente, foram escolhidos os dias com os menores valores de água precipitável do mês. Adicionalmente, foi verificada a resposta de irradiância integrada ao longo do dia através dos dados de piranômetros da rede AERONET (*Aerosol Robotic Network*), como forma de validar a relação entre um dia com baixo valor de água precipitável e um dia com predomínio de sol, para a cidade de Cuiabá.

Com a irradiância modelada pelo programa SMARTS2 utilizando célula de referência de silício monocristalino, no dia escolhido e horário correspondente ao meio dia solar foi realizado o cálculo do fator de descasamento espectral e também a comparação dos resultados para as regiões do Brasil.



**Figura 31** – Metodologia de simulação espectral e cálculo do fator de descasamento espectral para as cinco regiões do Brasil.

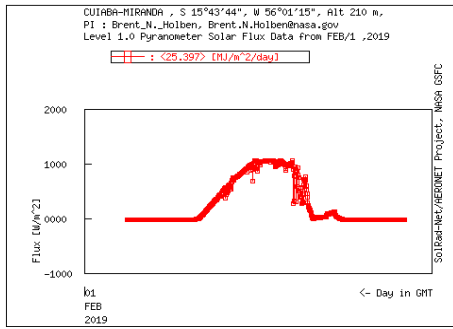
Foram realizadas, nos três meses de verão e nos três meses de inverno, simulações da irradiância espectral de três cidades de cada uma das cinco regiões do Brasil (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul), com dados de satélites (Plataforma Giovanni), de radiossondas de aeroportos (Universidade de Wyoming) e de estação meteorológica internacional (Mauna Loa). As cidades escolhidas para a Região Norte foram: **Manaus**, **Porto Velho** e **Santarém**, para a Região Nordeste: **Fortaleza**, **Natal** e **Petrolina**; para a Região Centro-Oeste: **Distrito Federal**, **Cuiabá** e **Campo Grande**; para a Região Sudeste: **Rio de Janeiro**, **São Paulo** e **Vitória** e para a Região Sul: **Curitiba**, **Florianópolis** e **Porto Alegre**. Todas estas cidades foram escolhidas por possuírem aeroporto e os respectivos dados de sondas meteorológicas, do ano de 2019, disponíveis no site da Universidade de Wyoming, tais como: índice de água precipitável, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica. Com os dados de irradiância espectral simulados e com as respostas espectrais de cada tecnologia, foram calculados os descasamentos espectrais de cada um dos módulos avaliados: CdTe, CIGS, a-Si (TJ), a-Si/μ-Si de c-Si para cada uma das regiões. Através dos cálculos realizados, com base nas características climáticas e variações espectrais da irradiância em cada região, para os respectivos módulos, foram verificadas os ganhos ou perdas por descasamentos espectrais positivos ou negativos, respectivamente. Para cada uma das tecnologias estudadas, a referência

considerada foi a célula AK-200. Com estas avaliações foi possível montar um mapa resumido de variação no descasamento espectral, para cinco tecnologias diferentes, no verão e no inverno, nas cinco regiões do Brasil.

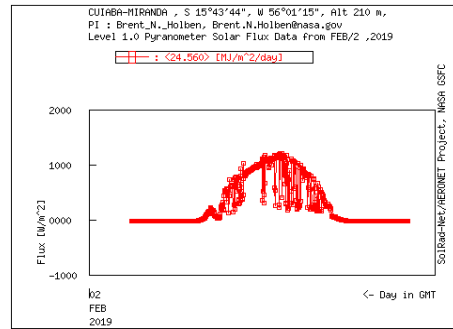
Inicialmente, foram consultados e armazenados os dados de satélites para três cidades de cada uma das cinco regiões do Brasil. Os meses escolhidos para caracterizar o verão foram janeiro, fevereiro e março. Para o inverno foram escolhidos julho, agosto e setembro. Na obtenção dos dados mensais de satélite, através da plataforma Giovanni da Nasa, para água precipitável, foram utilizados dois sensores (MOD08 e MYD08).

Considerando-se que valores altos de água precipitável são um indicativo da probabilidade de nebulosidade e de chuvas na região, foram analisados os dados de *AP*, gerados mensalmente, para as cidades e escolhidos dois dias de cada mês com menor valor de água precipitável. Para estes dias, também através da Plataforma Giovanni, foram registrados o valor do ozônio, através dos sensores (OMDOAO3 e OMT03e) e a profundidade óptica dos aerossóis (*AOD*) em 500 nm através do sensor OMAERUVd. Para os dias escolhidos, também foram registrados os valores da pressão atmosférica (Universidade de Wyoming), horário do meio dia solar (convertido em decimal para inserção no SMARTS2) e concentração de CO<sub>2</sub> (Mauna Loa). Observa-se que nesta metodologia, os principais fatores são: a escolha entre os dados de satélite de cada mês, os dois dias com menor valor de água precipitável e também a escolha do horário do meio dia solar, representando o momento do dia com maior valor de irradiância global integrada instantânea.

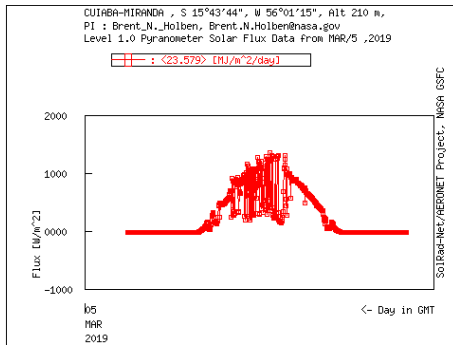
Para validação deste método, que busca garantir simulações válidas e representativas de dias com predominância de sol, foram comparados os dados de irradiância diários registrados por piranômetro na cidade de Cuiabá, para os dias do mês com menor índice de água precipitável, pela rede AERONET da NASA (Fig. 31), sendo o verão representado de (a) até (d) e o inverno representado por (e) até (h). Pode-se observar que, para os dias escolhidos (com menor índice de água precipitável na atmosfera) a medição da irradiância, integrada por piranômetro ao longo do dia, se apresenta adequada, ou seja, não se pode garantir um dia de céu totalmente limpo, mas sim dias ensolarados com alguma presença de nuvens.



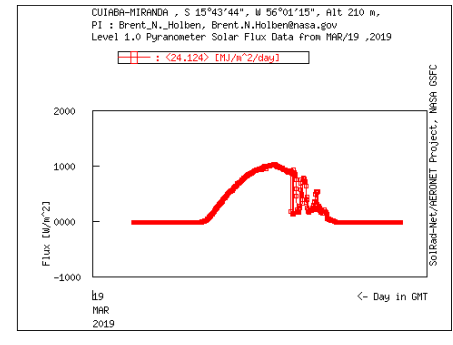
(a) Cuiabá 01/02/2019



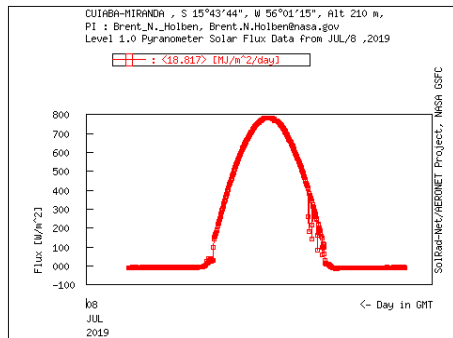
(b) Cuiabá 02/02/2019



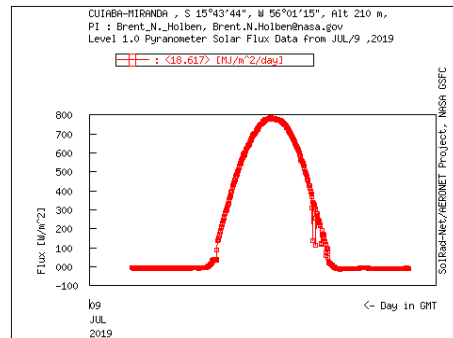
(c) Cuiabá 05/03/2019



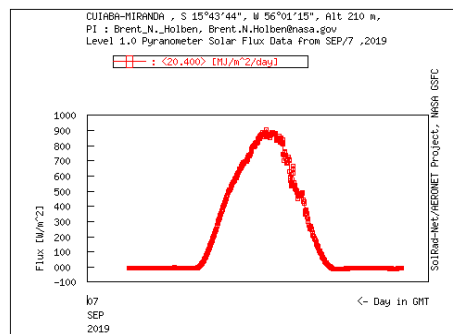
(d) Cuiabá 19/03/2019



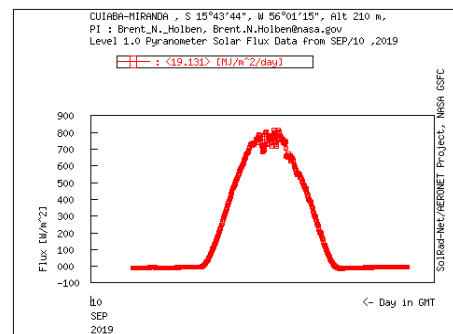
(e) Cuiabá 08/07/2019



(f) Cuiabá 09/07/2019



(g) Cuiabá 07/09/2019



(h) Cuiabá 10/09/2019

**Figura 32** – Irradiância diária medida por piranômetro em Cuiabá no verão: (a), (b), (c), (d) e no inverno: (e), (f), (g), (h).

Fonte: Rede AERONET da NASA.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

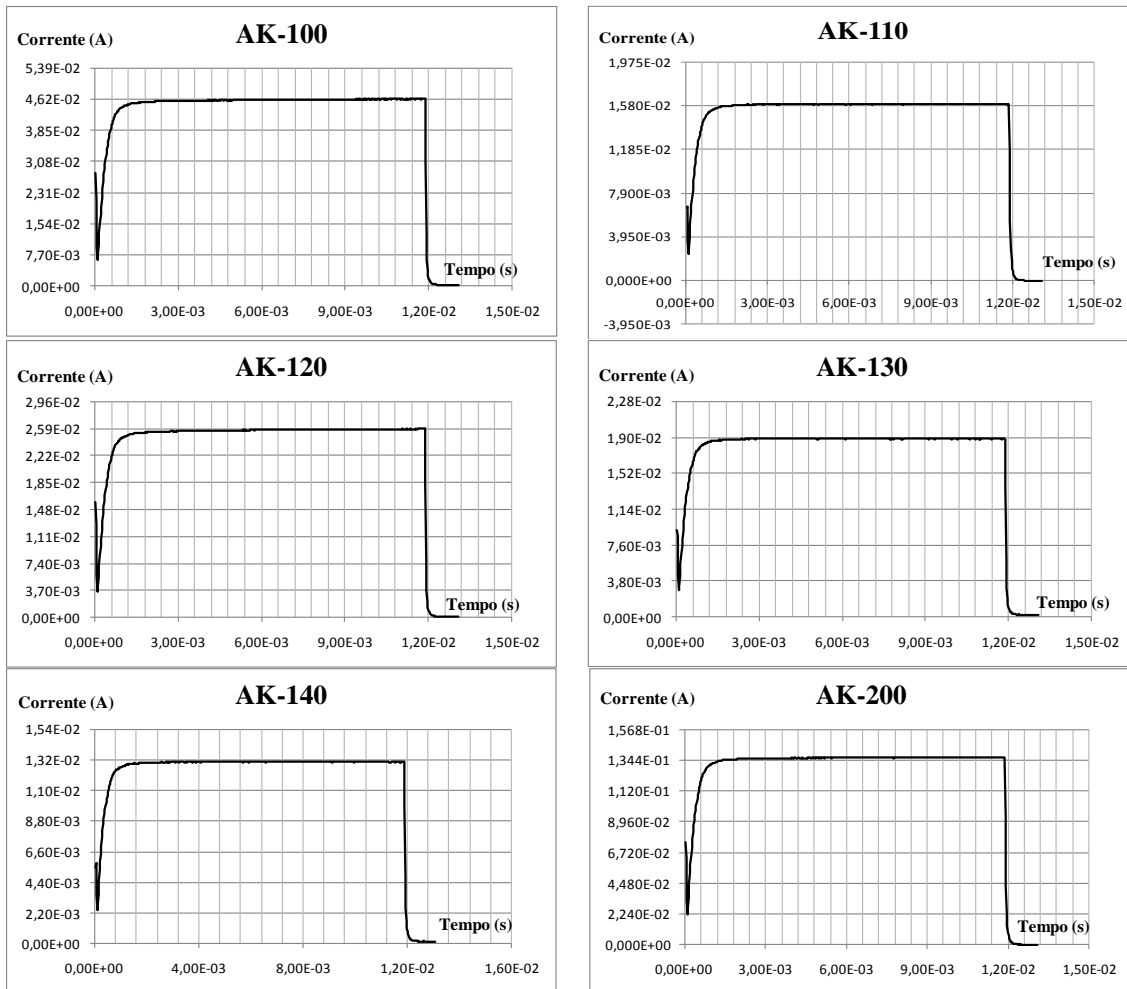
Nesta seção, são discutidos e demonstrados os resultados obtidos com os experimentos realizados, descritos na seção de materiais e métodos.

### 4.1 ENSAIOS *INDOOR*

Os ajustes realizados nos digitalizadores da Keysight, modelo L4534A, possibilitaram a amostragem simultânea, da curva completa de irradiância do simulador solar, através de cada uma das seis células de referência. Desta forma, foram obtidas simultaneamente no simulador, através dos digitalizadores, as curvas de corrente *versus* tempo, de cada uma das células de referência, apresentadas na Fig. 33. Cada curva possui 5000 pontos, demonstrando um funcionamento adequado das lâmpadas de xenon do *flash* e uma instabilidade temporal da irradiância do simulador muito coerente para todas as sensibilidades espectrais relativas das células padrão de referência. Consequentemente, para uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  tem-se uma resposta estável de cada uma das células de referência, com corrente bem próxima à respectiva corrente de curto circuito, durante toda a duração do pulso de *flash* de aproximadamente 11 ms.

Segundo os dados do fabricante do simulador, a instabilidade temporal deve ser menor que 1 %. Com as curvas digitalizadas, os cálculos das médias e dos desvios padrão de 35000 amostras de sinal para cada célula ensaiada e os cálculos da Eq. (15) efetuados, os resultados da instabilidade temporal mostram-se adequados para este tipo de simulador. A coluna identificada como instabilidade temporal indica os resultados obtidos a partir das medidas brutas com os digitalizadores, filtradas com médias realizadas em janelas ( 350 pontos de 100 aquisições cada). Durante o mesmo disparo do *flash* o sistema de aquisição de dados da célula do próprio simulador solar PASAN também registrou cerca de 350 pontos de irradiância, com um valor máximo de  $1005 \text{ W/m}^2$  e um valor mínimo de  $1000 \text{ W/m}^2$ , correspondendo a uma instabilidade de 0,25%. Estes resultados aparecem na Tab. 9.





**Figura 33** – Curvas de corrente de curto-circuito *versus* tempo das células de referência AK-100, AK-110, AK-120, AK-130, AK-140 e AK-200, da Konica Minolta.

**Tabela 9** – Valores da média e desvio padrão da tensão medida e resultado da Eq. (15) para as células de referência AK-110, AK-120, AK-200, AK-140, AK-130 e AK-100.

CÉLULA PADRÃO	MÉDIA DE 350 MEDIÇÕES	DESVIO PADRÃO DE 350 MEDIÇÕES	INSTABILIDADE TEMPORAL EXPERIMENTAL	INSTABILIDADE TEMPORAL DO SIMULADOR
AK-110 ( $\mu\text{c-Si}$ )	1,588E-2 (A)	9,390E-6	0,17%	0,25%
AK-120 (a-Si)	2,567E-2 (A)	7,898E-5	0,60%	
AK-200 (c-Si)	1,359E-1 (A)	1,456E-4	0,25%	
AK-140 (a-Si)	1,307E-2 (A)	9,223E-6	0,17%	
AK-130 (a-Si)	1,881E-2 (A)	1,081E-5	0,19%	
AK-100 ( $\mu\text{c-Si}$ )	4,608E-2 (A)	1,227E-4	0,51%	

Por fim, nos testes realizados no simulador solar para verificação da distribuição espacial da irradiância, utilizando-se uma célula c-Si, modelo SI0004, no lugar do módulo em teste (Tab. 10), foi confirmada a distribuição espacial da irradiância do *flash* do simulador nas posições onde se encontram instaladas as células de referência, pois nas medições em 14 posições a partir da borda esquerda de estrutura de fixação das células de referência, o valor mínimo e o valor máximo foram de de 99,41 % e 100,46 % em relação a corrente de calibração da célula SI0004, gerando um desvio padrão pequeno, com valor de 0,28.

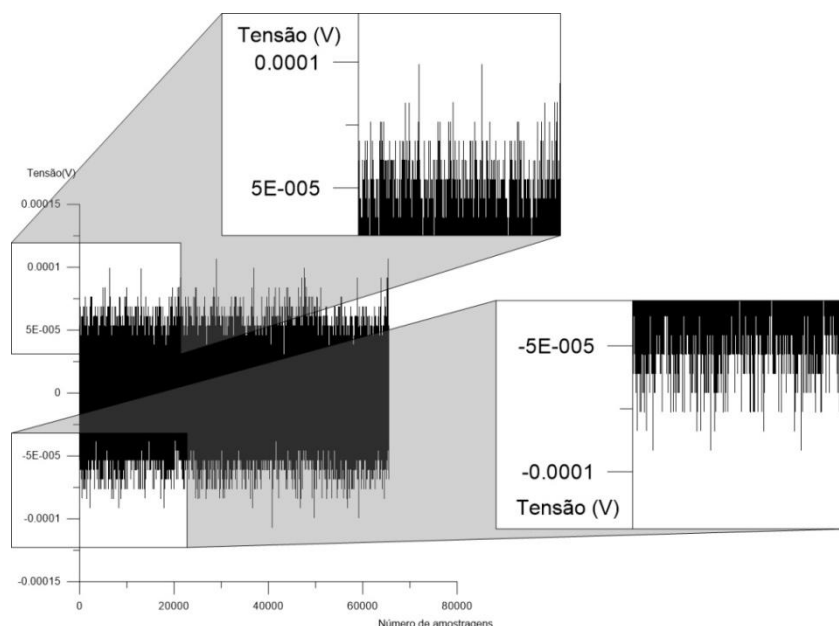
**Tabela 10** - Verificação da estabilidade espacial da irradiância do simulador solar com medições em 14 posições diferentes, espaçadas de 5 em 5 cm.

Distância da borda esquerda da estrutura de fixação dos módulos e células	Isc (A) Célula SI0004 Medição 1	Isc (A) Célula SI0004 Medição 2	Isc (A) Célula SI0004 Medição 3	Média das Medições 1, 2 e 3	Varição das Medições em relação a 0,12336 A (constante de calibração SI0004) em (%)	Desvio Padrão (%)
5 cm	0,1233	0,1232	0,1232	0,12323	99,90	0,28
10 cm	0,1235	0,1234	0,1232	0,12337	100,01	
15 cm	0,1236	0,1235	0,1233	0,12347	100,09	
20 cm	0,1233	0,1234	0,1234	0,12337	100,01	
25 cm	0,1233	0,1233	0,1234	0,12333	99,98	
30 cm	0,1233	0,1234	0,1233	0,12333	99,98	
35 cm	0,1234	0,1233	0,1235	0,12340	100,03	
40 cm	0,1234	0,1234	0,1237	0,12350	100,11	
45 cm	0,124	0,124	0,1238	0,12393	100,46	
50 cm	0,1226	0,1226	0,1227	0,12263	99,41	
55 cm	0,1229	0,1229	0,1226	0,12280	99,55	
60 cm	0,1229	0,1228	0,123	0,12290	99,63	
65 cm	0,1227	0,1228	0,1231	0,12287	99,60	
70 cm	0,123	0,123	0,1231	0,12303	99,74	

#### 4.2 TESTE DE RUÍDO INTERNO DOS DIGITALIZADORES

Cada canal dos digitalizadores foi zerado por software e colocado em curto circuito antes do teste. Após a análise dos resultados da medição (Fig. 33), verificou-se que o ruído interno máximo do canal é de +/- 100  $\mu$ V. Entende-se que este ruído,

para o sinal de 10 mV de cada célula de referência, é desprezível e não influencia nos resultados obtidos durante as medições *indoor* e ao ar livre.

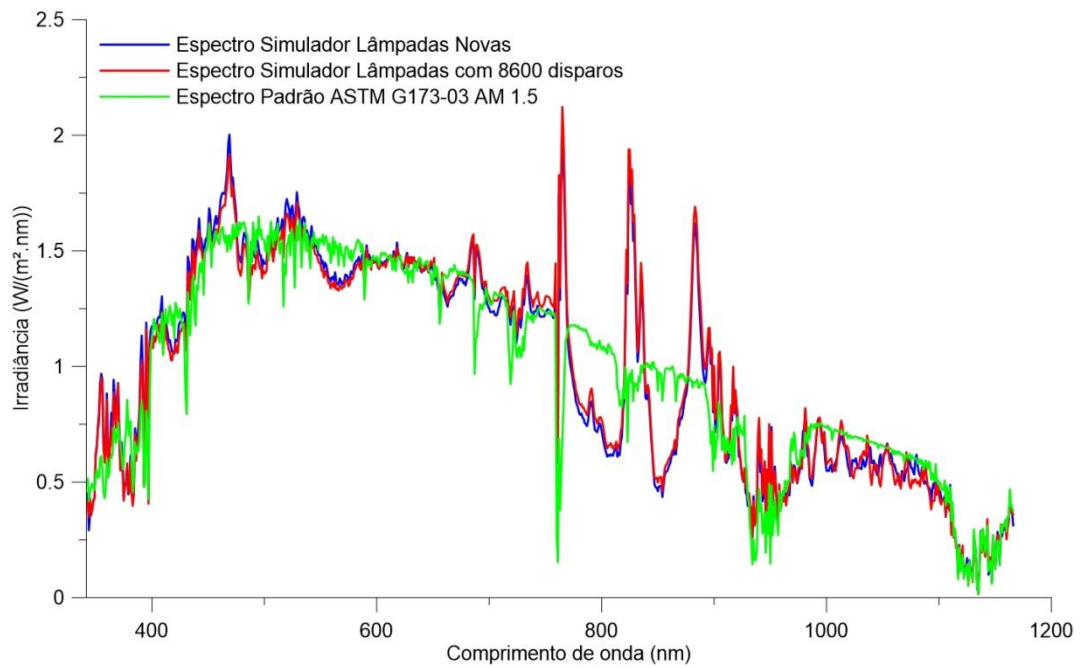


**Figura 34** –Medição do ruído interno do digitalizador L4532 da Keysight.

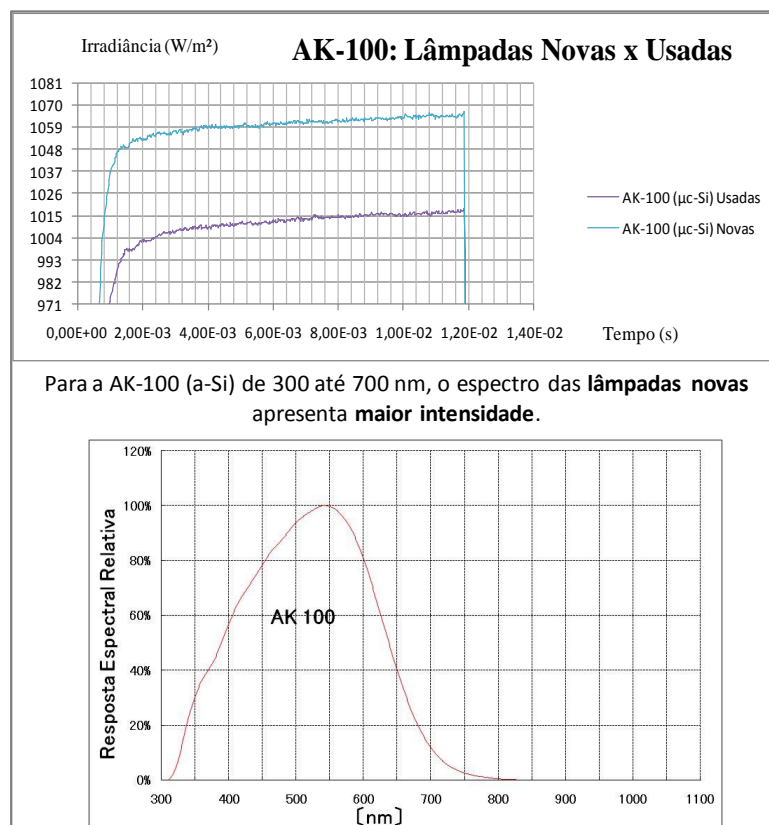
#### 4.3 AVALIAÇÃO DO ESPECTRO DAS LÂMPADAS EM SIMULADOR PASAN CLASSE A+A+A+.

Nas medições da irradiância do simulador, utilizando as lâmpadas existentes no simulador (com mais de 8600 *flashes*) e também utilizando lâmpadas novas, com as seis células de referência da Konica Minolta, para a célula de silício monocristalino AK-200, as correntes de curto circuito medidas foram praticamente iguais, indicando que os espectros das lâmpadas são similares. Já para as outras tecnologias ocorreu uma variação na corrente de curto circuito, demonstrando que algumas partes do espectro das lâmpadas usadas do simulador apresentaram uma variação detectável, em algumas faixas de comprimento de onda, na distribuição espectral da irradiância (Fig. 35).

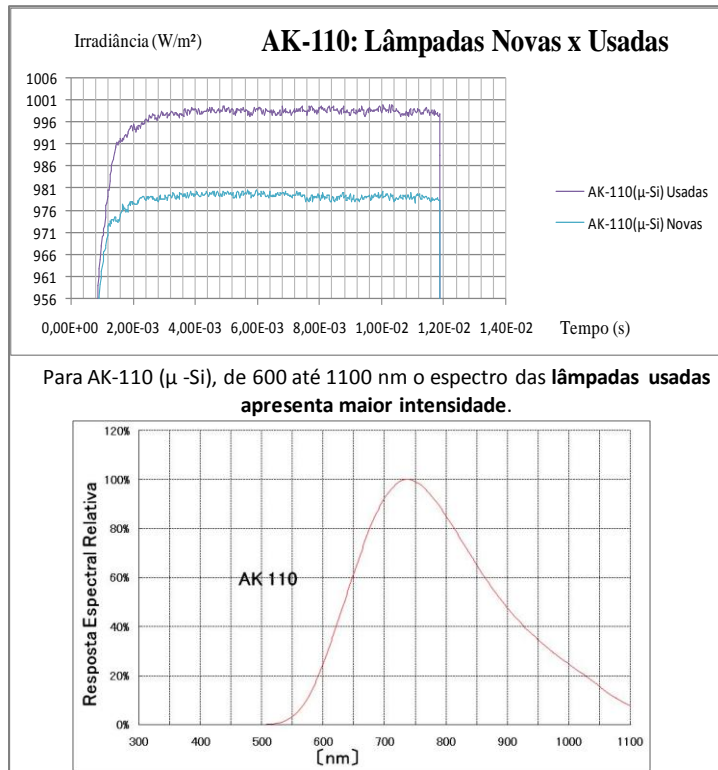
Para facilitar o tratamento dos dados, filtrar ruídos indesejados e também realizar a posterior comparação com os dados de irradiação fornecidos pelo simulador, foram realizadas médias de 100 em 100 pontos das 65536 amostras, totalizando 655 pontos em cada gráfico, englobando e garantindo uma faixa de amostragem maior que os 350 pontos gerados pelo simulador da Pasan. Com isso, foram gerados gráficos duplos para cada uma das células de referência, comparando a irradiância medida das lâmpadas existentes com a irradiância medida das lâmpadas novas (Fig. 36, 37, 38 e 39).



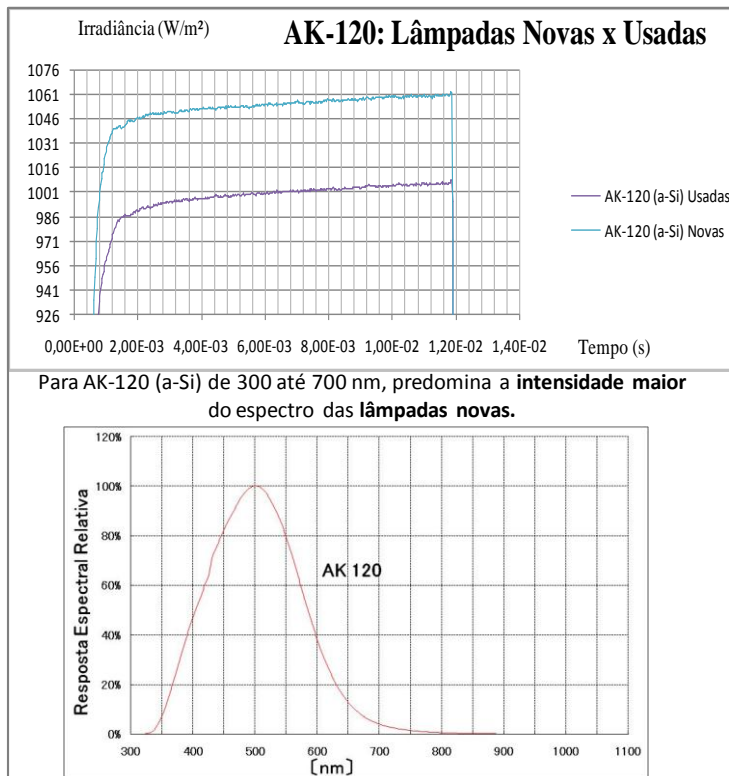
**Figura 35** –Irradiância espectral medida no simulador solar para lâmpadas novas e para lâmpadas com 8600 disparos. Fonte: Piccoli Júnior, Winck e Krenzinger (2020).



**Figura 36** –Comparativo das medições de irradiância do simulador. Célula AK-100.

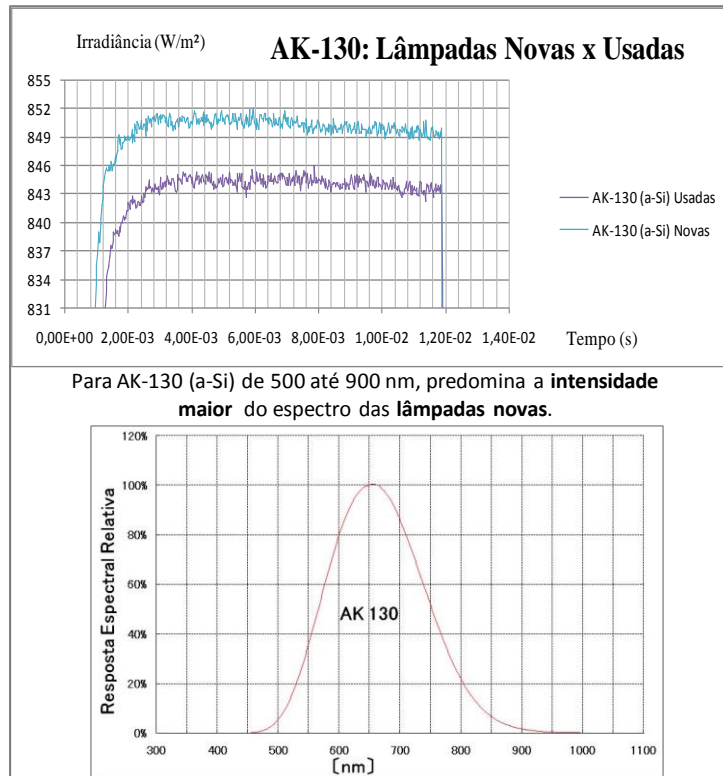


(a)

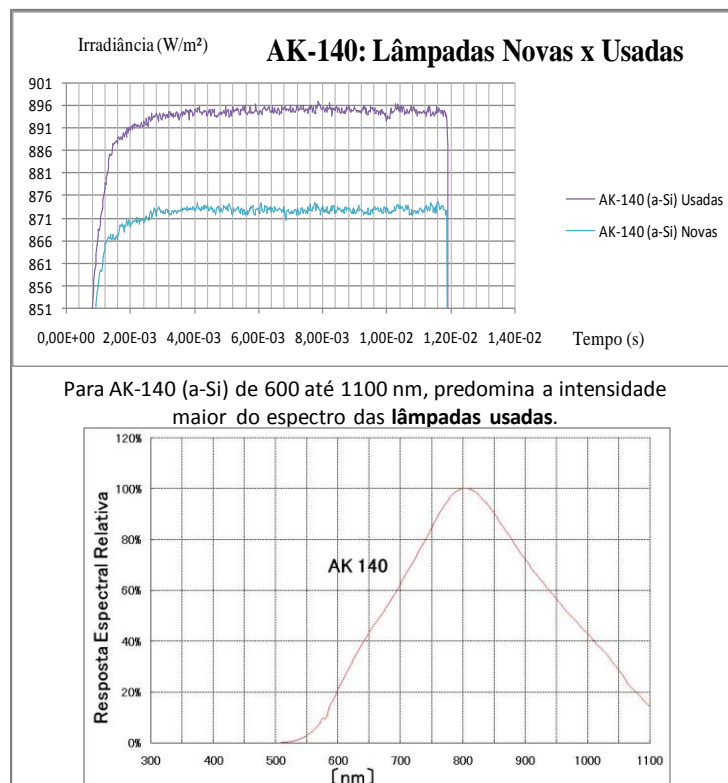


(b)

**Figura 37** –Comparativo das medições de irradiância do simulador. (a) Célula AK-110, (b) Célula AK-120.

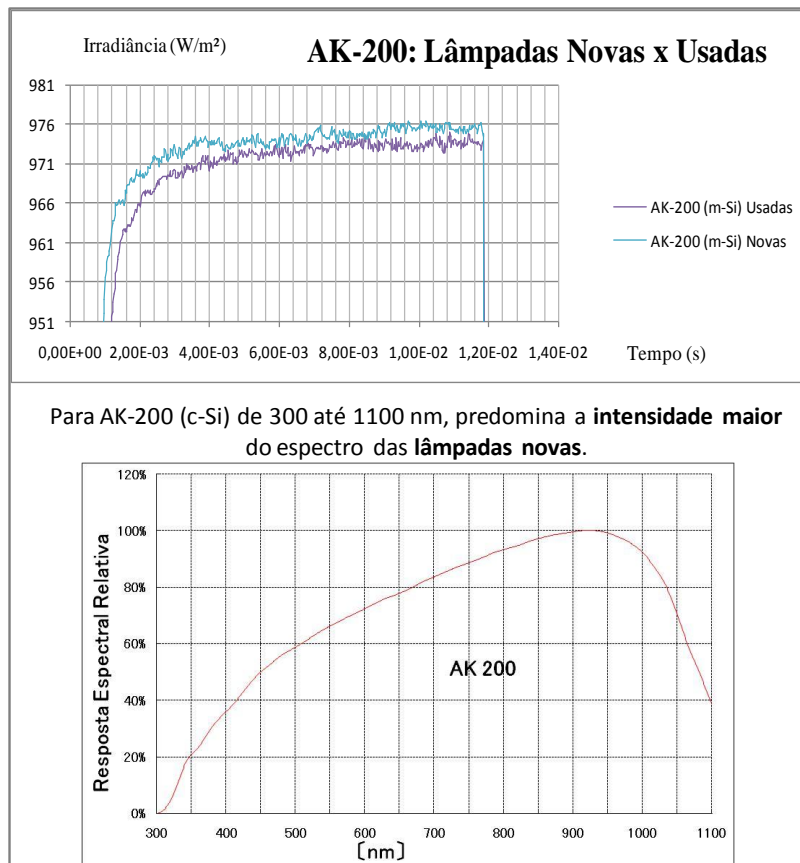


(a)



(b)

**Figura 38** –Comparativo das medições de irradiância do simulador. (a) Célula AK-130, (b) Célula AK-140



**Figura 39** –Comparativo das medições de irradiância do simulador. Célula AK-200.

A resposta de irradiância ao longo do tempo da célula de referência de silício monocristalino AK-200, Fig. 39, manteve-se praticamente a mesma tanto para as lâmpadas existentes (média de 973,3 W/m<sup>2</sup>) quanto para as lâmpadas novas (média de 974,6 W/m<sup>2</sup>). Na irradiância gerada no simulador (medida pela célula de referência de silício mono-cristalino do próprio simulador) os valores médios registrados para as lâmpadas existentes foram de 1003 W/m<sup>2</sup> e para as lâmpadas novas foram de 1004 W/m<sup>2</sup>. Com estes dados, tem-se um erro de 2,96% para as lâmpadas existentes e um erro de 2,92% para as lâmpadas novas.

Na Fig. 36, para a AK-100 (a-Si junção superior) de 300 até 700 nm, o espectro das lâmpadas novas apresenta maior intensidade. Na Fig. 37 (a), para AK-110 ( $\mu$ -Si junção inferior) de 600 até 1100 nm, o espectro das lâmpadas usadas apresenta maior intensidade. Na Fig. 37 (b), para AK-120 (a-Si junção superior) de 300 até 700 nm, predomina a intensidade maior do espectro das lâmpadas novas. Na Fig. 38 (a), para AK-130 (a-Si junção intermediária) de 500 até 900 nm, predomina a intensidade maior do espectro das lâmpadas novas. Na Fig. 38 (b), para AK-140 (a-Si junção inferior) de 600 até 1100 nm, predomina a intensidade maior do espectro das lâmpadas usadas.

Na Fig. 39 para AK-200 (c-Si) de 300 até 1100 nm, predomina a intensidade maior do espectro das lâmpadas novas. A partir destes dados, verifica-se que variações espectrais no simulador solar do Labsol existem, mas são variações mínimas e não interferem nos resultados pois como demonstrado por Piccoli Júnior, Winck e Krenzinger (2020), estão abaixo de  $\pm 12,5\%$  nas seis faixas de comprimento de onda, excedendo a classificação AAA definidas pela IEC 60904-9.

#### 4.4 CORRENTES DE CURTO CIRCUITO TEÓRICAS SOB O ESPECTRO DO SIMULADOR SOLAR

Na tabela 11 tem-se a corrente nominal de cada módulo juntamente com as correntes de referência teóricas de cada junção, calculadas pelo método descrito. Assim, para o módulo US-32 e para o módulo DA142-C1 as correntes utilizadas neste trabalho foram as das junções com menor corrente ou seja, respectivamente: 2,2795 A e 1,3819 A. Para os módulos FS-280 e TS-150-C2, ambos de junção única, realizou-se também a metodologia anteriormente descrita para determinação das respectivas correntes teóricas de curto-circuito.

**Tabela 11** –  $I_{sc}$  média, fornecida por cada fabricante, e correntes teóricas das junções dos módulos fotovoltaicos.

<b><math>I_{sc}</math> Fabricante (<math>I_{sc}</math> Calculada)</b>	<b>US-32</b>		<b>DA142-C1</b>		<b>FS-280</b>	<b>TS-150-C2</b>	
$I_{sc}$ Módulo FV (A)	1,94		1,34		1,22	2,62	
( $I_{sc}$ Teórica de Referência por junção (A))	2,4168	2,2795	2,3679	1,3901	1,3819	1,2864	2,6465

Osterwald (1986), Osterwald *et al.* (2015) e Pravettoni (2011) realizaram procedimentos semelhantes, utilizando o descasamento calculado de cada uma das junções do módulo e o valor da corrente de curto-circuito medida no simulador, para determinar e encontrar o valor da junção limitadora de corrente, em módulos com mais de uma junção.

#### 4.5 VERIFICAÇÃO AO AR LIVRE DA CÉLULA DE REFERÊNCIA APROPRIADA PARA CADA TECNOLOGIA DE MÓDULO FV

A Fig. 40 apresenta os resultados da razão, ao longo do dia, entre a corrente de curto circuito normalizada das diferentes células de referência, com filtros espectrais, e a corrente normalizada dos módulos FV de diferentes tecnologias



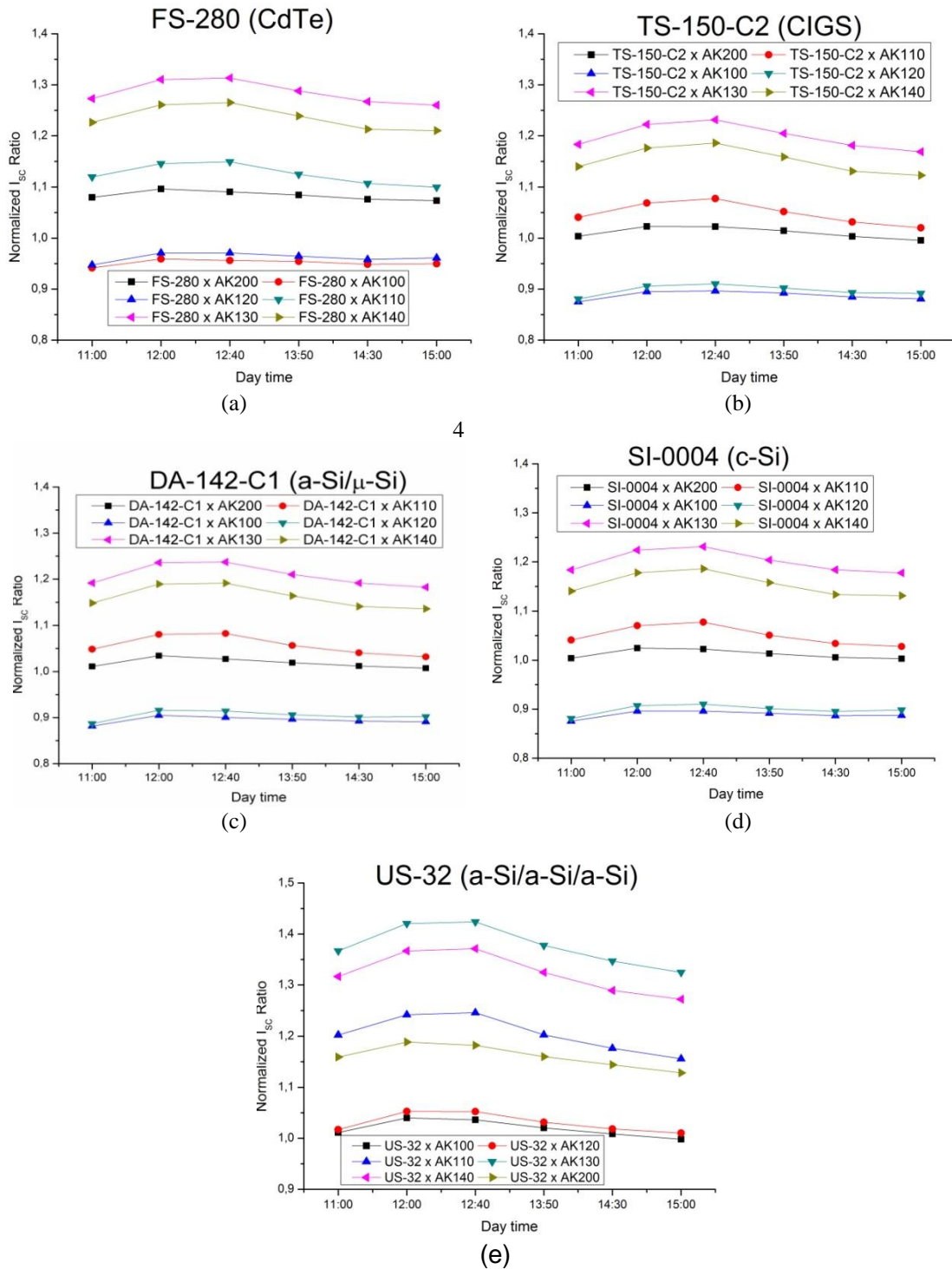
avaliados. Este procedimento descrito na metodologia permite, de maneira experimental, verificar o casamento espectral, sendo simples de implementar.

Ao verificar a partir de uma medição de  $I_{sc}$  ao ar livre qual a melhor célula de referência para cada tipo de tecnologia avaliada, pode-se perceber que na Fig.40 (a), para o módulo CdTe (FS-280), a referência de silício monocristalino AK-200 não oferece a melhor correspondência espectral ao longo do dia. Sua razão não é o valor unitário, contradizendo a dedução inicial de que a correspondência espectral seria semelhante à análise das curvas (Fig. 24). Assim, as células de referência AK-100 e AK120, que foram teoricamente projetadas para ter uma correspondência espectral com dispositivos fotovoltaicos de silício amorfo, oferecem uma combinação não ideal; mas ainda melhor do que a correspondência com a célula AK200, mesmo que suas curvas não estejam exatamente posicionadas no valor unitário das proporções de corrente normalizadas. Parece que a resposta da célula AK120 está mais próxima da unidade, oferecendo melhor correspondência espectral com o módulo CdTe. Portanto, esta célula não é ideal e embora ainda precise de correção por cálculo, apresentou uma combinação melhor com o CdTe do que a célula c-Si. Uma hipótese é que a resposta espectral utilizada para o módulo CdTe é uma curva genérica da tecnologia e conforme foi relatado por Silverman *et al.* (2014) e por Schweiger *et al.* (2017), diferenças significativas podem ocorrer entre respostas espectrais reais, mesmo em módulos FV da mesma tecnologia. Nesse caso, o teste para a amostra específica do CdTe mostrou que a AK200 não era a melhor opção entre o conjunto de células de referência avaliadas. O valor unitário ideal na Fig. 40 (a) se encontra quase na posição intermediária entre as repostas normalizadas das razões entre as correntes das células AK120 *versus* CdTe e AK200 *versus* CdTe. Assim, como alternativa empírica para solucionar a falta de referencia exata para o CdTe, foi realizada na Tab.13 uma soma algébrica entre os descasamentos experimentais medidos ao ar livre: AK120 *versus* CdTe e AK200 *versus* CdTe.

Para o módulo CIGS (TS-150-C2), para o módulo de dupla junção a-Si/ $\mu$ -Si (DA-142-C1) e também para a célula comum de silício monocristalino (SI0004), nas Figuras 40 (b), 40 (c) e 40 (d) respectivamente, a melhor célula de referência foi a de silício monocristalino AK200, com sua curva posicionada exatamente sobre o valor unitário da razão entre correntes. A célula AK110 não representou uma opção coerente para avaliação destes módulos.

Na Fig.40 (e), para o módulo a-Si (TJ) (US-32), as duas melhores opções de células de referência foram as células com casamento espectral adaptado ao silício amorfo (AK100 e AK120) com suas curvas da razão de corrente normalizada, posicionadas exatamente sobre o valor unitário. Entretanto, pode-se observar que a

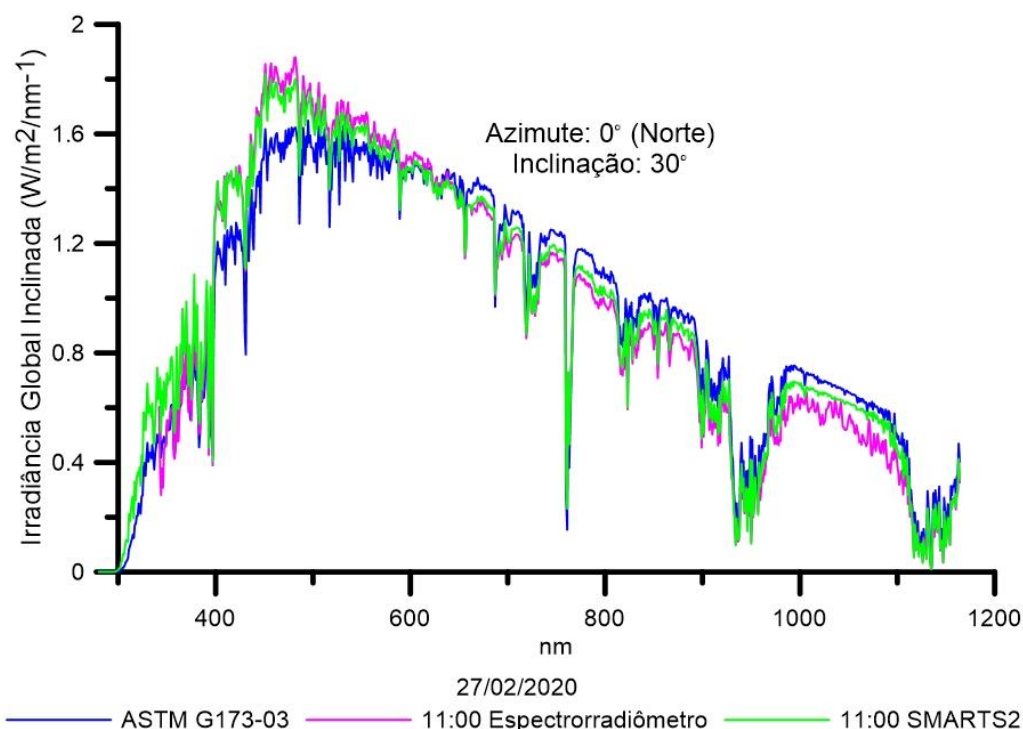
célula AK100 está ligeiramente mais próxima do valor unitário, sugerindo um casamento melhor com o módulo a-Si (TJ), tendo em vista o melhor casamento espectral com a junção limitadora de corrente.



**Figura 40** – Razão normalizada entre a corrente de curto circuito dos módulos FV avaliados e de um conjunto de células de referência com filtros espectrais.

#### 4.6 RESULTADOS MEDIDOS E CALCULADOS DOS EFEITOS ESPECTRAIS DA IRRADIÂNCIA EM MEDIÇÕES AO AR LIVRE

Na figura 41 tem-se a irradiância espectral simulada a partir do SMARTS2 tendo como entrada dados de satélites para Porto Alegre, no dia 27/02/2020 às 11:00, comparada com a irradiância medida localmente no mesmo dia e horário no Labsol. Na faixa de 300 até 630 nm os espectros, medido e simulado, apresentaram uma amplitude levemente maior que o espectro padrão. Já para a faixa de 630 até 1166 nm os espectros medidos e simulados demonstraram uma amplitude levemente menor que o espectro padrão. Estas características demonstram as diferenças locais, para o dia 27/02/2020 às 11:00, entre o espectro solar de Porto Alegre e o espectro ASTM G173-03. Foram utilizados como medidores de irradiância, a célula de referência comum de silício monocristalino (SI-0004) e também os módulos CIGS (TS-150-C2) e a-Si/ $\mu$ -Si (DA-142-C1). Esses dispositivos registraram, para este dia e horário, valores muito próximos de irradiâncias instantâneas integradas, com valor de 1018,14 / 1017,73 / 1025,22 W/m<sup>2</sup>, respectivamente. Estes dois módulos apresentaram nas medições ao longo do dia, variações proporcionais na irradiância medida em relação à variação da irradiância medida pela célula comum de silício monocristalino (SI0004).



**Figura 41** – Comparação de irradiância espectral medida *versus* irradiância espectral simulada para Porto Alegre no dia 27/02/2020 às 11:00.

Na tabela 12 são apresentados os descasamentos espectrais calculados a partir do espectro simulado com a utilização de dados de satélites para o dia 27/02/2020 às 11:00. Valores percentuais negativos representam descasamentos menores que o valor unitário, já valores percentuais positivos, indicam um descasamento maior que a unidade (Dirnberger *et al.*, 2015). Também são apresentados os descasamentos espectrais calculados a partir do espectro medido com o espectrorradiômetro EPP-2000. O descasamento experimental medido ao ar livre, determinado a partir das medições das correntes de curto-circuito realizadas na Câmara Climatizada do Labsol, quando comparado com os valores calculados apresentou variações menores que 1 % validando, desta forma, esta metodologia de medição ao ar livre. Pode-se observar que foram utilizadas apenas as células com os melhores casamentos espectrais com os módulos, selecionadas a partir da figura 40. Em alguns casos, a célula com melhor casamento espectral difere das escolhas iniciais de células de referência para os módulos de a-Si (TJ) (Fig.22), a-Si/ $\mu$ -Si (Fig.23) e CdTe (Fig.24).

Conforme o item 12.1 da IEC 60904-2, se a correção do descasamento espectral, determinada pelo procedimento indicado na IEC 60904-7, for menor que 1%, a correção de *MM* poderá ser omitida. Para o módulo de CdTe, as medições tem limitações e portanto seus valores de descasamento espectral são maiores que os demais, tendo em vista que a célula disponível com melhor casamento espectral ainda não é específica para este tipo de tecnologia.

**Tabela 12** – Comparação dos descasamentos espectrais com o descasamento experimental para o dia 27/02/2020 às 11:00.

<b>Módulo (Referência)</b>	<b>SMART2 <i>MM</i> (%) Eq. 3</b>	<b>Spectrorradiômetro <i>MM</i> (%) Eq. 3</b>	<b><i>Descasamento Outdoor Experimental (%)</i> Eq. 4</b>
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,14	0,26	0,34
FS-280 CdTe (AK120)	-2,52	-3,63	-5,28
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,16	0,75	1,09
US-32 a-Si Junção Tripla (AK100)	-0,75	0,48	1,11
SI0004 c-Si (AK200)	-0,22	-0,33	0,39

As células de referência com filtros espectrais são eficazes para medições externas, desde que haja uma incidência normal de irradiância solar. Mesmo com muitas variáveis é possível obter equivalência dos três métodos utilizados na faixa de 1%. Assim, na maioria dos casos avaliados, houve compatibilidade espectral entre os módulos e as células de referência, sem a necessidade de cálculos de correção espectral.

Conforme pesquisa realizada por Ishii *et al.* (2011), a influência do espectro solar no desempenho de vários tipos de módulos fotovoltaicos, sob condições de tempo nublado e bom tempo, foi avaliada quantitativamente através do cálculo do fator de descasamento espectral usando as respostas espectrais dos módulos, medidas no AIST (*Advanced Industrial Science and Technology*), e um conjunto de dados de espectros solares, medidos no Japão. Sob céu limpo, o *MM* demonstrou que o espectro solar teve pouca influência no desempenho de módulos pc-Si, a-Si:H/sc-Si e CIGS. Já em condições de céu encoberto, o *MM* dessas tecnologias é geralmente mais alto (10%) do que em condições de céu limpo. O *MM* do módulo a-Si:H e da camada superior do módulo a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H, em tempo nublado, foi muito maior do que em tempo bom, chegando a 30%.

A fim de avaliar o impacto do descasamento, sob a influência de diferentes coberturas de nuvens, são apresentadas na Tab.13 as comparações de medições do descasamento experimental, calculado a partir da Eq. 9 em condições ao ar livre com vários tipos de formação de nuvens. São apresentadas medidas no verão e no inverno a fim de ilustrar uma extensão dos parâmetros atmosféricos. Na maioria dos casos, as medições ocorreram próximas ao meio dia, com a temperatura dos módulos estabilizada em 25 °C e irradiância mínima de 800 W/m<sup>2</sup> (exceto para os dias levemente nublados onde a irradiância ficou em torno de 600 W/m<sup>2</sup>). A norma IEC 61215-2: 2016, no procedimento MQT2 de Determinação da Potência Máxima, com fonte de iluminação natural, determina que a temperatura do módulo deve estar entre 25 e 50 °C e a irradiância entre 700 e 1000 W/m<sup>2</sup>.

Fazendo-se a comparação do módulo a-Si (TJ) com células de referência de diferentes tecnologias, a célula de referência AK100 da Konica Minolta apresentou o melhor casamento espectral, para este modelo de módulo, em diversas medições em dias de céu limpo, sol livre entre nuvens e dias levemente nublados. Simultaneamente também foi utilizada e avaliada a célula de referência AK200 de silício monocristalino no que diz respeito ao casamento espectral com o módulo a-Si (TJ) (US-32), demonstrando que os valores de descasamento superam 10 % se uma célula de silício monocristalino for utilizada como referência.

**Tabela 13** – Descasamento experimental em medição ao ar livre de módulos de diferentes tecnologias, utilizando a referência mais apropriada. Foi introduzida também a comparação dos resultados do US-32 e do CdTe com a AK200 para ilustrar o descasamento experimental obtido sob diversas condições.

Módulo (Célula de Referência)	Inverno				Verão			
	08/07 2019 12:35 25,37 °C Parcialmente Nublado	01/08 2019 12:34 24,59 °C Parcialmente Nublado	31/07 2019 13:15 25,7 °C Céu Limp	23/09 2019 12:35 25,04 °C Céu Limp e Vento	02/09 2019 13:26 26,10 °C Sol com nuvens próximas	27/02 2020 11:00 25,21 °C Céu Limp	02/03 2020 11:00 25,10 °C Sol livre entre nuvens	09/03 2020 15:04 25,41 °C Sol com nuvens espaçadas
	Descasamento Experimental Medido ao ar livre (%)							
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0.10	-0.84	-0.97	1.31	-0.02	0.35	-0.22	-1.27
FS-280 CdTe (AK120)	-3.54	-2.70	-3.84	-4.36	-3.41	-5.28	-6.27	-2.73
FS-280 CdTe (AK200)	3.41	5.63	3.87	5.87	4.93	7.96	7.58	6.10
FS-280 CdTe (AK120 e AK200)	-0,13	2,93	0,03	1,51	1,52	2,68	1,31	3,37
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	0.67	-0.48	-0.28	1.34	0.12	1.09	0.21	0.13
US-32 a-Si Tripla Junção (AK100)	-1.02	-0.92	-1.61	1.93	0.92	1.11	-0.17	-0.15
US-32 a-Si Tripla Junção (AK200)	9.18	9.97	7.92	13.83	10.41	15.92	15.36	10.44
SI0004 c-Si (AK200)	0.46	-0.71	-0.77	0.23	0.95	0.39	-0.19	-0.42

O melhor resultado apresentado nas medições sincronizadas ao ar livre, em câmara climatizada, com módulo CdTe (FS-280) foi utilizando a célula AK120 como referência. Empiricamente, foi realizada uma soma algébrica entre os descasamentos experimentais medidos ao ar livre: AK120 versus CdTe e AK200 versus CdTe. Este

procedimento apresentou bons resultados ( $MM < 1\%$ ) para o dia 31/07/2019 (céu limpo) e para o dia 08/07/2019 (céu parcialmente nublado).

Para os módulos CIGS (TS-150-C2) e a-Si/ $\mu$ Si (DA-142-C1), a melhor célula de referência foi a de c-Si (AK200) sendo que ambos os módulos apresentam um comportamento estável, semelhante ao dispositivo c-Si, nos descasamentos experimentais para diferentes tipos de coberturas.

Silício monocristalino foi a base para o procedimento experimental, representando a expectativa de incerteza global de todas as variáveis. Conseqüentemente, se o descasamento dessa tecnologia for inferior a 1%, tem-se a certeza de que o azimute da câmara climatizada está correto e que a inclinação é normal, em relação à radiação incidente. A Tab. 14 mostra um resumo dos dados que foram relatados na Tab. 13.

**Tabela 14** – Descasamento experimental médio de módulos de diferentes tecnologias, para diferentes tipos de coberturas de nuvens, utilizando referência de c-Si.

Módulo FV (Célula de Referência)	Média do Descasamento Experimental no Inverno (%)	Média do Descasamento Experimental no Verão (%)	Desvio Padrão (Inverno)	Desvio Padrão (Verão)	Diferença (Verão- Inverno) (%)
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,12	-0,38	0,91	0,82	-0,26
FS-280 CdTe (AK200)	4,74	7,21	1,08	0,98	2,47
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	0,27	0,48	0,74	0,53	0,21
US-32 a-Si Tripla Junção (AK200)	10,26	13,91	2,21	3,02	3,65
SI0004 c-Si (AK200)	0,03	-0,07	0,75	0,42	-0,1

Choi *et al.* (2018) realizaram medições externas de módulos a-Si por dois anos e atribuíram variações sazonais (ganhos de 2% a 3,8% no verão em comparação com o inverno) aos efeitos do recozimento térmico e degradação induzida pela luz. Por outro lado, Rütther e Livingstone (1995) demonstraram que as maiores variações espectrais sazonais que atingem a superfície da terra ao longo do ano ocorrem justamente na faixa onde a tecnologia a-Si possui resposta espectral (de 300 nm até 780 nm). Nesta tese, foram realizadas medições ao ar livre, da tecnologia a-Si, com

temperatura controlada e curto período de exposição solar (por três minutos). Assim, pode-se afirmar que a tecnologia a-Si avaliada apresenta maior descasamento no verão, em relação ao inverno, devido apenas ao efeito espectral, ou seja, as diferenças sazonais nas respostas de silício amorfo são baseadas, neste caso, apenas no componente espectral. Ao contrário de outros autores, que descrevem ganhos sazonais no verão de a-Si por recozimento térmico (Makrides *et al.*, 2012), acredita-se que haja um componente espectral, para a latitude do Labsol em Porto Alegre, que proporciona ganhos de 3,65% no verão em relação ao inverno.

Comparando-se a coluna do inverno com a coluna do verão, tem-se que o módulo a-Si/ $\mu$ -Si, o módulo CdTe e o módulo de a-Si (TJ) convertem respectivamente 0,21 %, 2,47 % e 3,65 % a mais de radiação solar em energia elétrica no verão, comparados com os descasamentos encontrados no inverno, em relação à tecnologia c-Si. O módulo CIGS converte em média 0,26 % a mais de radiação solar em energia elétrica no inverno, comparado com o descasamento no verão, em relação à tecnologia c-Si (AK-200). Os módulos CIGS e a-Si/ $\mu$ Si apresentaram uma variação em torno de 0,2 % no inverno em relação ao verão, mostrando estabilidade próxima à do c-Si em relação a variações sazonais no espectro solar.

#### 4.7 SIMULAÇÃO DO EFEITO DA VARIAÇÃO ESPECTRAL DA IRRADIÂNCIA NAS CINCO REGIÕES DO BRASIL

Fazendo-se a avaliação das simulações por regiões de forma separada, observa-se que os valores analisados, para o verão e o inverno, são coerentes entre si pois o desvio padrão é baixo. Considerando a estação verão e duas medições em cada mês, nos dias com menor índice de água precipitável, (janeiro, fevereiro e março), tem-se na Região Norte (Tab.15), Região Nordeste (Tab.16) e Região Centro-Oeste (Tab.17) respectivamente nas cidades avaliadas de **Porto-Velho, Manaus, Santarém, Fortaleza, Natal e Cuiabá**, os maiores ganhos espectrais do Brasil ( $MM > 1$ ) para: **a-Si (TJ)** (5,30 %, 4,97 %, 4,85 %, 4,22 %, 3,90 % e 4,17 %) e **CdTe** (3,29 %, 3,08%, 2,98 %, 2,54 %, 2,31 % e 2,53 %). Por outro lado, nestas mesmas cidades respectivamente, ocorrem também, na estação verão, as maiores perdas espectrais ( $MM < 1$ ) para: **CIGS** (-0,65 %, -0,56 %, -0,58 %, -0,49 %, -0,46 % e -0,46 %), **a-Si/ $\mu$ -Si** (-1,01 %, -0,82 %, -0,93 %, -0,85 %, -0,89 % e -0,76 %) e **c-Si** (-0,42 %, -0,39 %, -0,39 %, -0,36 %, -0,34 % e -0,35 %). Pode-se também observar que nestas cidades os ganhos espectrais são tais que, mesmo nos meses de inverno (julho, agosto e

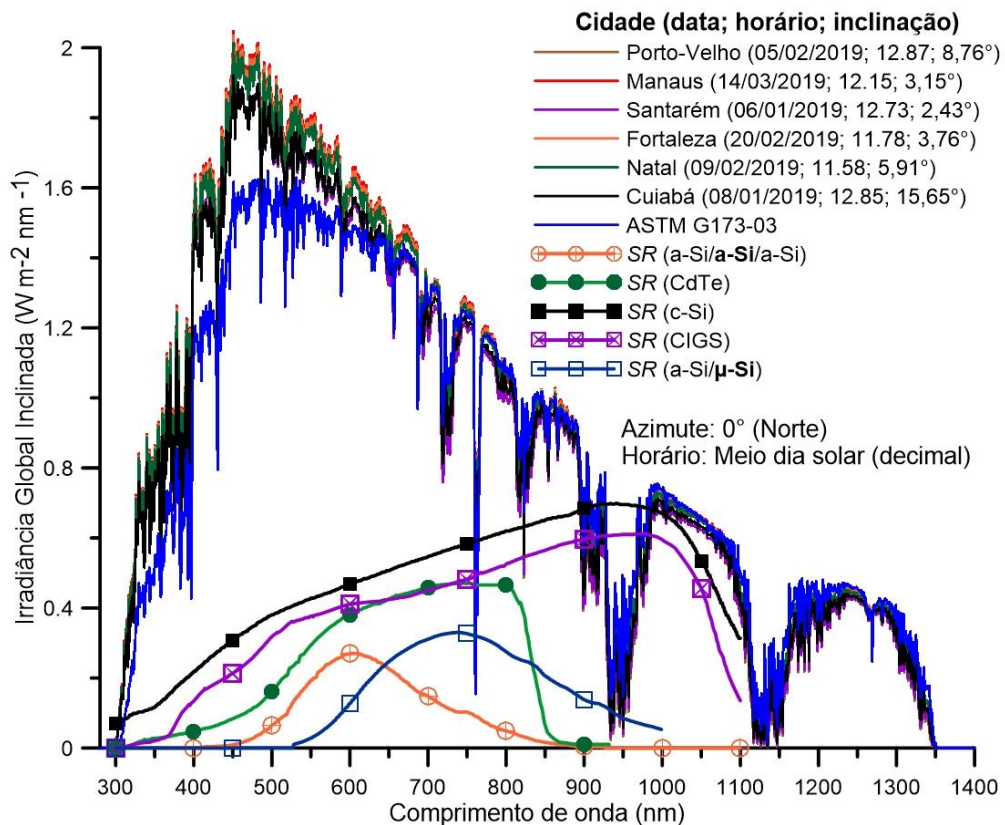


setembro), acabam sendo semelhantes aos ganhos obtidos no verão nas demais cidades avaliadas das Regiões Nordeste e Centro-Oeste (Tab. 16 e Tab. 17) e também são maiores que os ganhos espectrais das Regiões Sudeste e Sul (Tab. 18 e Tab. 19) obtidos no verão. Lembrando que, foram utilizadas as respostas espectrais dos módulos de dupla junção (a-Si/ $\mu$ -Si) e a-Si (TJ), correspondentes à junção com menor corrente, sendo em ambos os casos, a segunda junção de cada módulo.

**Tabela 15 – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Norte (Manaus, Porto Velho e Santarém) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável.**

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORTE (MANAUS) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	04/01 (2019)	26/01 (2019)	19/02 (2019)	25/02 (2019)	02/03 (2019)	14/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,58	-0,50	-0,50	-0,62	-0,58	-0,58	<b>-0,56</b>	0,05
FS-280 CdTe (AK200)	3,08	3,12	3,18	3,15	2,95	2,98	<b>3,08</b>	0,09
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,92	-0,60	-0,52	-0,97	-0,95	-0,94	<b>-0,82</b>	0,20
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	5,02	5,01	5,06	5,12	4,78	4,85	<b>4,97</b>	0,13
SI0004 c-Si (AK200)	-0,40	-0,37	-0,37	-0,41	-0,40	-0,40	<b>-0,39</b>	0,02
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORTE (MANAUS) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	24/07 (2019)	16/07 (2019)	27/08 (2019)	20/08 (2019)	12/09 (2019)	21/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,36	-0,41	-0,37	-0,38	-0,43	-0,43	<b>-0,40</b>	0,03
FS-280 CdTe (AK200)	2,06	2,39	1,93	2,03	2,19	2,15	<b>2,12</b>	0,15
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,71	-0,69	-0,80	-0,78	-0,85	-0,86	<b>-0,78</b>	0,06
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,52	3,99	3,37	3,51	3,73	3,69	<b>3,64</b>	0,20
SI0004 c-Si (AK200)	-0,30	-0,33	-0,30	-0,31	-0,33	-0,32	<b>-0,32</b>	0,01
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORTE (PORTO VELHO) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	30/01 (2019)	27/01 (2019)	05/02 (2019)	21/02 (2019)	08/03 (2019)	18/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,66	-0,67	-0,64	-0,65	-0,63	-0,63	<b>-0,65</b>	0,02
FS-280 CdTe (AK200)	3,33	3,34	3,24	3,30	3,27	3,26	<b>3,29</b>	0,04
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-1,05	-1,08	-1,03	-1,01	-0,95	-0,95	<b>-1,01</b>	0,05
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	5,37	5,38	5,24	5,31	5,27	5,22	<b>5,30</b>	0,07
SI0004 c-Si (AK200)	-0,43	-0,43	-0,42	-0,43	-0,42	-0,42	<b>-0,42</b>	0,01
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORTE (PORTO VELHO) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	01/07 (2019)	02/07 (2019)	12/08 (2019)	11/08 (2019)	09/09 (2019)	08/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,25	-0,28	-0,20	-0,24	-0,41	-0,44	<b>-0,30</b>	0,10
FS-280 CdTe (AK200)	1,94	2,10	1,84	1,88	2,22	2,42	<b>2,07</b>	0,22
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,41	-0,41	-0,26	-0,41	-0,74	-0,74	<b>-0,50</b>	0,20
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,37	3,58	3,17	3,27	3,74	4,03	<b>3,53</b>	0,32
SI0004 c-Si (AK200)	-0,27	-0,28	-0,24	-0,26	-0,32	-0,34	<b>-0,28</b>	0,04
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORTE (SANTARÉM) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	06/01 (2019)	05/01 (2019)	04/02 (2019)	05/02 (2019)	18/03 (2019)	02/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,57	-0,57	-0,61	-0,60	-0,56	-0,57	<b>-0,58</b>	0,02
FS-280 CdTe (AK200)	2,92	2,99	3,15	3,12	2,80	2,90	<b>2,98</b>	0,14
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,91	-0,91	-0,96	-0,94	-0,93	-0,94	<b>-0,93</b>	0,02
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	4,77	4,86	5,10	5,06	4,58	4,74	<b>4,85</b>	0,21
SI0004 c-Si (AK200)	-0,39	-0,39	-0,41	-0,41	-0,38	-0,39	<b>-0,39</b>	0,01
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORTE (SANTARÉM) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	24/07 (2019)	23/07 (2019)	20/08 (2019)	27/08 (2019)	12/09 (2019)	11/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,35	-0,37	-0,43	-0,39	-0,38	-0,41	<b>-0,39</b>	0,02
FS-280 CdTe (AK200)	1,98	2,16	2,26	2,04	1,90	2,12	<b>2,08</b>	0,12
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,71	-0,71	-0,79	-0,81	-0,83	-0,83	<b>-0,78</b>	0,05
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,44	3,70	3,82	3,51	3,35	3,65	<b>3,58</b>	0,17
SI0004 c-Si (AK200)	-0,30	-0,31	-0,33	-0,31	-0,30	-0,32	<b>-0,31</b>	0,01

Na Fig. 42 são demonstrados os espectros simulados das cidades do Brasil da Região Norte, Região Nordeste e Região Centro-Oeste, com maior ganho espectral do país ( $MM > 1$ ) para a-Si (TJ) e CdTe. Pode-se observar que os espectros destas cidades, na faixa de 300 nm até 700 nm possuem uma amplitude maior que a do espectro padrão e justamente nesta faixa, tanto o silício amorfo quanto o telureto de cádmio possuem grande parte de sua resposta espectral. Por outro lado, nestas mesmas cidades, ocorrem as maiores perdas espectrais ( $MM < 1$ ) para CIGS, a-Si/ $\mu$ -Si e c-Si. Observa-se que, neste caso, a partir de 700 nm a amplitude do espectro destas localidades fica abaixo do espectro padrão, exatamente onde estas tecnologias possuem a maior parte de sua resposta espectral. Este fato, também pode ser explicado por um excesso de fótons com energia de radiação muito maior que o gap do CIGS, a-Si/ $\mu$ -Si e c-Si (de 300 até 700 nm). Desta forma, os fótons absorvidos perdem energia rapidamente através de calor, justificando as perdas demonstradas nestas tecnologias.



**Figura 42** – Comparação dos espectros das cidades com maior ganho espectral no verão.

Na cidade de Petrolina (Tab.16) da Região Nordeste, foi observado que nos meses de inverno para a tecnologia CIGS o  $MM$  ficou em média -0,14 %, indicando um

espectro ao meio dia solar muito próximo do espectro padrão, pelo menos na faixa de comprimento de onda onde esta tecnologia possui resposta espectral.

**Tabela 16** – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Nordeste (**Fortaleza, Natal e Petrolina**) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável.

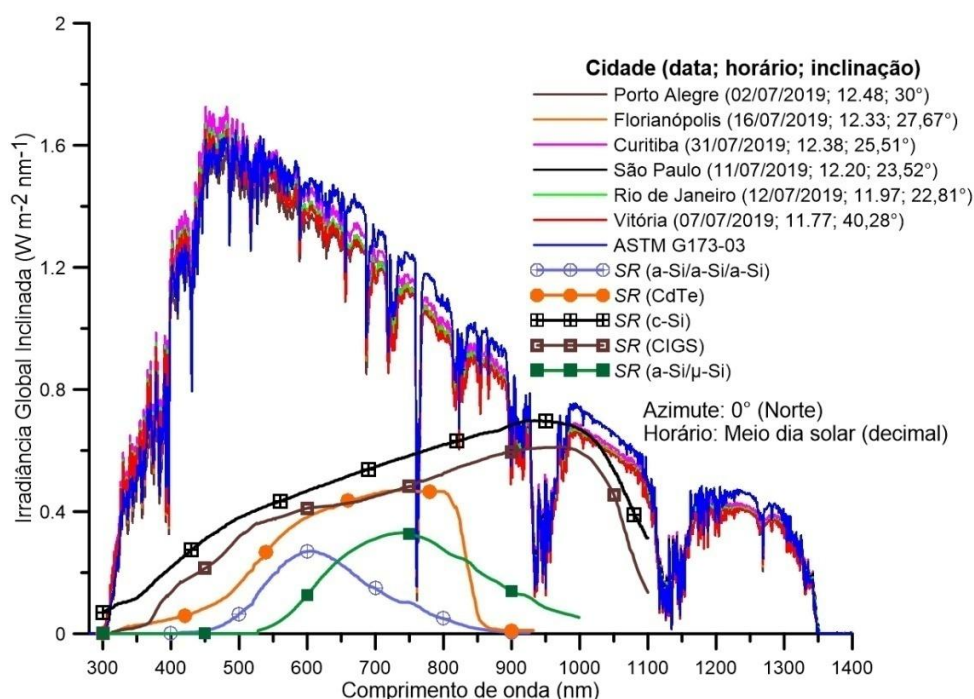
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORDESTE (FORTALEZA) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	02/01 (2019)	23/01 (2019)	20/02 (2019)	10/02 (2019)	18/03 (2019)	02/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,39	-0,44	-0,51	-0,49	-0,54	-0,56	<b>-0,49</b>	0,06
FS-280 CdTe (AK200)	2,37	2,22	2,56	2,48	2,80	2,83	<b>2,54</b>	0,24
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,63	-0,87	-0,90	-0,89	-0,89	-0,92	<b>-0,85</b>	0,11
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,98	3,77	4,23	4,15	4,59	4,62	<b>4,22</b>	0,34
SI0004 c-Si (AK200)	-0,32	-0,33	-0,36	-0,35	-0,38	-0,38	<b>-0,36</b>	0,03
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORDESTE (FORTALEZA) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	06/07 (2019)	23/07 (2019)	22/08 (2019)	23/08 (2019)	11/09 (2019)	30/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,34	-0,31	-0,28	-0,33	-0,34	-0,36	<b>-0,33</b>	0,03
FS-280 CdTe (AK200)	2,06	1,86	1,76	1,70	1,73	1,71	<b>1,80</b>	0,13
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,65	-0,68	-0,63	-0,79	-0,83	-0,89	<b>-0,74</b>	0,10
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,54	3,28	3,12	3,06	3,12	3,08	<b>3,20</b>	0,18
SI0004 c-Si (AK200)	-0,30	-0,28	-0,27	-0,28	-0,29	-0,29	<b>-0,29</b>	0,01
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORDESTE (NATAL) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	02/01 (2019)	22/01 (2019)	10/02 (2019)	09/02 (2019)	12/03 (2019)	20/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,40	-0,41	-0,43	-0,44	-0,54	-0,54	<b>-0,46</b>	0,06
FS-280 CdTe (AK200)	1,98	2,01	2,13	2,17	2,78	2,80	<b>2,31</b>	0,38
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,89	-0,89	-0,89	-0,89	-0,89	-0,87	<b>-0,89</b>	0,01
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,45	3,49	3,64	3,70	4,55	4,57	<b>3,90</b>	0,52
SI0004 c-Si (AK200)	-0,32	-0,32	-0,33	-0,33	-0,38	-0,38	<b>-0,34</b>	0,03
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORDESTE (NATAL) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	23/07 (2019)	06/07 (2019)	21/08 (2019)	22/08 (2019)	11/09 (2019)	06/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,27	-0,28	-0,29	-0,29	-0,31	-0,31	<b>-0,29</b>	0,02
FS-280 CdTe (AK200)	1,73	1,86	1,63	1,64	1,61	1,62	<b>1,68</b>	0,10
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,59	-0,54	-0,72	-0,72	-0,79	-0,78	<b>-0,69</b>	0,10
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,09	3,26	2,95	2,97	2,96	2,96	<b>3,03</b>	0,12
SI0004 c-Si (AK200)	-0,27	-0,27	-0,27	-0,27	-0,27	-0,27	<b>-0,27</b>	0,00
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORDESTE (PETROLINA) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	02/01 (2019)	03/01 (2019)	12/02 (2019)	21/02 (2019)	10/03 (2019)	09/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,36	-0,37	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36	<b>-0,36</b>	0,01
FS-280 CdTe (AK200)	1,64	1,68	1,67	1,68	1,81	1,83	<b>1,72</b>	0,07
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,94	-0,95	-0,90	-0,89	-0,82	-0,82	<b>-0,89</b>	0,05
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,01	3,03	3,04	3,04	3,22	3,25	<b>3,10</b>	0,10
SI0004 c-Si (AK200)	-0,29	-0,30	-0,29	-0,29	-0,29	-0,30	<b>-0,29</b>	0,00
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO NORDESTE (PETROLINA) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	01/07 (2019)	17/07 (2019)	16/08 (2019)	09/08 (2019)	20/09 (2019)	22/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,10	-0,07	-0,16	-0,18	-0,15	-0,17	<b>-0,14</b>	0,04
FS-280 CdTe (AK200)	1,00	0,91	1,09	1,28	0,67	0,76	<b>0,95</b>	0,26
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,50	-0,46	-0,64	-0,58	-0,87	-0,87	<b>-0,65</b>	0,17
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,11	2,01	2,24	2,50	1,74	1,84	<b>2,07</b>	0,33
SI0004 c-Si (AK200)	-0,19	-0,18	-0,22	-0,23	-0,20	-0,21	<b>-0,20</b>	0,02

Em todas as cidades avaliadas da Região Centro-Oeste, (Tab. 17), nos meses de inverno, para as tecnologias CIGS, a-Si/ $\mu$ -Si e c-Si, o *MM* ficou próximo de zero na maioria dos casos. Isso indica que nestas regiões, no inverno, o espectro no horário do meio dia solar se aproxima do espectro padrão ao menos nas faixas de comprimento de onda onde estas tecnologias possuem resposta espectral.

**Tabela 17 – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Centro-Oeste (Campo Grande, Cuiabá e Distrito Federal) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável.**

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO CENTRO-OESTE (CAMPO-GRANDE) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	31/01 (2019)	23/01 (2019)	21/02 (2019)	07/02 (2019)	24/03 (2019)	04/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,39	-0,41	-0,35	-0,39	-0,16	-0,25	<b>-0,32</b>	0,10
FS-280 CdTe (AK200)	1,97	2,04	1,95	2,04	1,29	1,51	<b>1,80</b>	0,32
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,81	-0,84	-0,68	-0,77	-0,46	-0,61	<b>-0,70</b>	0,14
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,41	3,51	3,38	3,49	2,48	2,81	<b>3,18</b>	0,43
SI0004 c-Si (AK200)	-0,31	-0,31	-0,29	-0,31	-0,22	-0,25	<b>-0,28</b>	0,04
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO CENTRO-OESTE (CAMPO-GRANDE) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	06/07 (2019)	09/07 (2019)	01/08 (2019)	25/08 (2019)	27/09 (2019)	30/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,19	0,19	0,07	0,01	-0,09	-0,14	<b>0,04</b>	0,13
FS-280 CdTe (AK200)	0,56	0,51	0,94	0,79	0,76	1,01	<b>0,76</b>	0,18
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	0,24	0,22	0,06	-0,24	-0,61	-0,59	<b>-0,15</b>	0,36
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,36	1,32	1,95	1,81	1,76	2,10	<b>1,72</b>	0,29
SI0004 c-Si (AK200)	-0,09	-0,09	-0,14	-0,15	-0,18	-0,20	<b>-0,14</b>	0,04
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO CENTRO-OESTE (CUIABÁ) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	08/01 (2019)	10/01 (2019)	01/02 (2019)	02/02 (2019)	05/03 (2019)	19/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,41	-0,53	-0,45	-0,46	-0,44	-0,49	<b>-0,46</b>	0,04
FS-280 CdTe (AK200)	2,54	2,62	2,29	2,33	2,47	2,90	<b>2,53</b>	0,22
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,56	-0,94	-0,85	-0,86	-0,70	-0,65	<b>-0,76</b>	0,14
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	4,16	4,32	3,85	3,90	4,11	4,69	<b>4,17</b>	0,31
SI0004 c-Si (AK200)	-0,33	-0,37	-0,34	-0,34	-0,34	-0,36	<b>-0,35</b>	0,02
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO CENTRO-OESTE (CUIABÁ) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	08/07 (2019)	09/07 (2019)	05/08 (2019)	08/08 (2019)	07/09 (2019)	10/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,06	0,04	-0,03	-0,04	-0,12	-0,08	<b>-0,03</b>	0,07
FS-280 CdTe (AK200)	0,89	1,04	1,04	1,09	1,40	1,33	<b>1,13</b>	0,19
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,01	0,01	-0,21	-0,23	-0,30	-0,13	<b>-0,14</b>	0,12
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,90	2,10	2,09	2,20	2,62	2,45	<b>2,23</b>	0,26
SI0004 c-Si (AK200)	-0,14	-0,15	-0,17	-0,18	-0,21	-0,19	<b>-0,17</b>	0,02
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO CENTRO-OESTE (DISTRITO FEDERAL) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	21/01 (2019)	30/01 (2019)	01/02 (2019)	03/02 (2019)	09/03 (2019)	30/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,28	-0,30	-0,26	-0,34	-0,35	-0,27	<b>-0,30</b>	0,04
FS-280 CdTe (AK200)	1,14	1,36	1,09	1,59	1,96	1,73	<b>1,48</b>	0,30
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,96	-0,90	-0,93	-0,87	-0,70	-0,55	<b>-0,82</b>	0,15
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,35	2,64	2,27	2,94	3,40	3,08	<b>2,78</b>	0,39
SI0004 c-Si (AK200)	-0,25	-0,26	-0,24	-0,28	-0,30	-0,26	<b>-0,26</b>	0,02
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO CENTRO-OESTE (DISTRITO FEDERAL) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	02/07 (2019)	13/07 (2019)	13/08 (2019)	14/08 (2019)	04/09 (2019)	15/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,11	0,09	0,00	-0,01	-0,05	-0,07	<b>0,01</b>	0,06
FS-280 CdTe (AK200)	0,54	0,49	0,65	0,67	0,60	0,52	<b>0,58</b>	0,08
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,11	-0,15	-0,39	-0,40	-0,60	-0,70	<b>-0,39</b>	0,19
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,48	1,42	1,67	1,69	1,62	1,53	<b>1,57</b>	0,11
SI0004 c-Si (AK200)	-0,12	-0,12	-0,15	-0,15	-0,17	-0,17	<b>-0,15</b>	0,02

Na Fig. 43 pode-se observar que, para a Região Sul (Tab.19): **Porto Alegre; Florianópolis e Curitiba** e Região Sudeste (Tab. 18): **São Paulo; Rio de Janeiro e Vitória**, nos meses de inverno, a partir de 525 nm, a amplitude dos espectros, das cidades avaliadas, ficou abaixo do espectro padrão. Desta forma, estas cidades respectivamente, apresentaram os seguintes valores de descasamento espectral: **CIGS** (0,46 %, 0,37 %, 0,24 %, 0,26 %, 0,23 % e 0,16 %); **a-Si/ $\mu$ -Si** (1,48%, 0,94%, 0,44%, 0,49%, 0,49%, e 0,57 %); **c-Si** (0,00%, -0,03 %, -0,07 %, -0,06 %, -0,08 % e -0,11 %). Neste contexto, para as tecnologias CIGS, a-Si/ $\mu$ -Si ocorreu um comportamento semelhante ao observado no hemisfério norte, ou seja ganhos espectrais positivos no clima frio ( $MM > 1$ ) para estas tecnologias. No entanto, a tecnologia c-Si, não apresentou este comportamento para as cidades avaliadas nos meses de inverno, apenas reduzindo as perdas espectrais ( $MM < 1$ ) para valores em torno de -0,05 %. Uma justificativa para este comportamento da tecnologia c-Si é a presença significativa de vapor de água na atmosfera do Brasil, mesmo nos dias de céu predominantemente ensolarado nos meses de inverno. Este vapor d'água tem a propriedade de absorver grandes quantidades de energia radiante na faixa do infravermelho (a partir de 700nm) causando, desta forma, perdas espectrais para a tecnologia c-Si nos meses de inverno.



**Figura 43** – Comparação dos espectros das cidades com menores perdas espectrais no inverno.

**Tabela 18 – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Sudeste (Rio de Janeiro, São Paulo e Vitória) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável.**

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUDESTE (RIO DE JANEIRO) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	12/01 (2019)	28/01 (2019)	09/02 (2019)	08/02 (2019)	24/03 (2019)	09/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,28	-0,28	-0,30	-0,33	-0,21	-0,27	<b>-0,28</b>	0,04
FS-280 CdTe (AK200)	1,29	1,41	1,58	1,80	1,86	1,86	<b>1,63</b>	0,25
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,85	-0,78	-0,70	-0,70	-0,29	-0,46	<b>-0,63</b>	0,21
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,48	2,66	2,87	3,17	3,24	3,23	<b>2,94</b>	0,32
SI0004 c-Si (AK200)	-0,25	-0,26	-0,26	-0,28	-0,25	-0,26	<b>-0,26</b>	0,01
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUDESTE (RIO DE JANEIRO) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	12/07 (2019)	13/07 (2019)	17/08 (2019)	16/08 (2019)	30/09 (2019)	12/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,22	0,23	0,12	0,12	-0,04	-0,04	<b>0,10</b>	0,11
FS-280 CdTe (AK200)	0,75	0,73	0,60	0,61	0,94	0,96	<b>0,77</b>	0,16
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	0,50	0,49	0,03	0,03	-0,30	-0,27	<b>0,08</b>	0,32
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,57	1,56	1,48	1,45	1,99	1,99	<b>1,67</b>	0,24
SI0004 c-Si (AK200)	-0,08	-0,08	-0,11	-0,11	-0,17	-0,17	<b>-0,12</b>	0,04
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUDESTE (SÃO PAULO) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	28/01 (2019)	01/01 (2019)	09/02 (2019)	02/02 (2019)	24/03 (2019)	29/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,28	-0,31	-0,26	-0,30	-0,15	-0,15	<b>-0,24</b>	0,07
FS-280 CdTe (AK200)	1,34	1,41	1,45	1,60	1,54	1,58	<b>1,49</b>	0,10
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,79	-0,87	-0,70	-0,74	-0,29	-0,24	<b>-0,60</b>	0,27
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,55	2,66	2,71	2,89	2,83	2,84	<b>2,75</b>	0,13
SI0004 c-Si (AK200)	-0,25	-0,26	-0,25	-0,27	-0,22	-0,22	<b>-0,25</b>	0,02
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUDESTE (SÃO PAULO) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	15/07 (2019)	11/07 (2019)	22/08 (2019)	25/08 (2019)	30/09 (2019)	29/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,26	0,26	0,10	0,11	-0,03	-0,07	<b>0,10</b>	0,14
FS-280 CdTe (AK200)	0,51	0,49	0,56	0,50	0,52	0,72	<b>0,55</b>	0,09
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	0,45	0,49	-0,07	-0,11	-0,55	-0,50	<b>-0,05</b>	0,45
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,26	1,19	1,41	1,38	1,45	1,67	<b>1,39</b>	0,17
SI0004 c-Si (AK200)	-0,06	-0,06	-0,12	-0,11	-0,16	-0,17	<b>-0,11</b>	0,05
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUDESTE (VITÓRIA) MM % SIMULADO (VERÃO)							
	05/01 (2019)	15/01 (2019)	01/02 (2019)	02/02 (2019)	31/03 (2019)	03/03 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,31	-0,33	-0,31	-0,32	-0,27	-0,31	<b>-0,31</b>	0,02
FS-280 CdTe (AK200)	1,44	1,56	1,58	1,61	2,09	1,86	<b>1,69</b>	0,21
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,89	-0,86	-0,79	-0,80	-0,34	-0,60	<b>-0,71</b>	0,20
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,71	2,88	2,90	2,92	3,50	3,25	<b>3,03</b>	0,26
SI0004 c-Si (AK200)	-0,27	-0,28	-0,27	-0,27	-0,27	-0,28	<b>-0,27</b>	0,00
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUDESTE (VITÓRIA) MM % SIMULADO (INVERNO)							
	08/07 (2019)	07/07 (2019)	26/08 (2019)	02/08 (2019)	12/09 (2019)	13/09 (2019)	Média	Desvio Padrão
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,11	0,16	-0,03	0,05	-0,07	-0,05	<b>0,03</b>	0,09
FS-280 CdTe (AK200)	1,13	1,18	1,03	1,14	0,97	0,83	<b>1,05</b>	0,13
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	0,34	0,57	-0,19	0,12	-0,39	-0,41	<b>0,004</b>	0,37
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,12	2,15	2,08	2,22	2,08	1,89	<b>2,09</b>	0,12
SI0004 c-Si (AK200)	-0,13	-0,11	-0,17	-0,15	-0,18	-0,17	<b>-0,15</b>	0,03

**Tabela 19 – Efeitos espectrais simulados em três cidades da Região Sul (Curitiba, Florianópolis e Porto Alegre) nos dias selecionados com menor índice de água precipitável.**

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUL (CURITIBA) MM % SIMULADO (VERÃO)							Média	Desvio Padrão
	27/01 (2019)	01/01 (2019)	17/02 (2019)	18/02 (2019)	03/03 (2019)	04/03 (2019)			
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,30	-0,32	-0,20	-0,21	-0,06	-0,17	<b>-0,21</b>	0,10	
FS-280 CdTe (AK200)	1,63	1,57	1,23	1,32	0,65	1,39	<b>1,30</b>	0,35	
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,71	-0,81	-0,60	-0,58	-0,54	-0,45	<b>-0,61</b>	0,13	
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,94	2,86	2,37	2,50	1,67	2,59	<b>2,49</b>	0,45	
SI0004 c-Si (AK200)	-0,27	-0,27	-0,22	-0,23	-0,16	-0,22	<b>-0,23</b>	0,04	
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUL (CURITIBA) MM % SIMULADO (INVERNO)							Média	Desvio Padrão
	29/07 (2019)	31/07 (2019)	30/08 (2019)	31/08 (2019)	26/09 (2019)	30/09 (2019)			
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,22	0,24	0,11	0,08	-0,01	-0,02	<b>0,10</b>	0,10	
FS-280 CdTe (AK200)	0,70	0,56	0,53	0,71	0,59	0,55	<b>0,61</b>	0,08	
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	0,49	0,44	-0,04	-0,03	-0,41	-0,44	<b>0,001</b>	0,37	
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,48	1,32	1,38	1,61	1,47	1,46	<b>1,45</b>	0,11	
SI0004 c-Si (AK200)	-0,08	-0,07	-0,11	-0,13	-0,15	-0,15	<b>-0,11</b>	0,03	
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUL (FLORIANÓPOLIS) MM % SIMULADO (VERÃO)							Média	Desvio Padrão
	22/01 (2019)	23/01 (2019)	08/02 (2019)	09/02 (2019)	24/03 (2019)	03/03 (2019)			
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,31	-0,32	-0,28	-0,30	-0,12	-0,20	<b>-0,25</b>	0,08	
FS-280 CdTe (AK200)	1,70	1,76	1,75	1,86	1,70	1,66	<b>1,74</b>	0,07	
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,66	-0,66	-0,54	-0,53	-0,05	-0,32	<b>-0,46</b>	0,24	
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	3,00	3,07	3,07	3,21	2,94	2,91	<b>3,03</b>	0,11	
SI0004 c-Si (AK200)	-0,27	-0,27	-0,26	-0,27	-0,21	-0,23	<b>-0,25</b>	0,02	
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUL (FLORIANÓPOLIS) MM % SIMULADO (INVERNO)							Média	Desvio Padrão
	18/07 (2019)	16/07 (2019)	14/08 (2019)	05/08 (2019)	22/09 (2019)	25/09 (2019)			
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,36	0,37	0,29	0,25	0,03	0,02	<b>0,22</b>	0,16	
FS-280 CdTe (AK200)	0,54	0,61	0,53	0,81	0,74	0,68	<b>0,65</b>	0,11	
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	0,92	0,94	0,63	0,63	-0,18	-0,23	<b>0,45</b>	0,53	
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,14	1,26	1,21	1,62	1,65	1,54	<b>1,40</b>	0,22	
SI0004 c-Si (AK200)	-0,02	-0,03	-0,05	-0,07	-0,14	-0,14	<b>-0,08</b>	0,05	
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUL (PORTO ALEGRE) MM % SIMULADO (VERÃO)							Média	Desvio Padrão
	20/01 (2019)	21/01 (2019)	27/02 (2019)	08/02 (2019)	27/03 (2019)	21/03 (2019)			
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,26	-0,28	-0,13	-0,22	0,00	-0,02	<b>-0,15</b>	0,12	
FS-280 CdTe (AK200)	1,53	1,71	1,40	1,58	1,32	1,25	<b>1,47</b>	0,18	
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	-0,59	-0,58	-0,27	-0,45	0,12	0,02	<b>-0,29</b>	0,28	
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	2,77	3,01	2,55	2,83	2,38	2,30	<b>2,64</b>	0,28	
SI0004 c-Si (AK200)	-0,25	-0,26	-0,21	-0,24	-0,17	-0,17	<b>-0,22</b>	0,04	
TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	REGIÃO SUL (PORTO ALEGRE) MM % SIMULADO (INVERNO)							Média	Desvio Padrão
	02/07 (2019)	18/07 (2019)	03/08 (2019)	04/08 (2019)	22/09 (2019)	02/09 (2019)			
TS-150-C2 CIGS (AK200)	0,46	0,43	0,36	0,36	0,10	0,20	<b>0,32</b>	0,12	
FS-280 CdTe (AK200)	0,90	0,76	0,60	0,58	0,51	0,49	<b>0,64</b>	0,09	
DA-142-C1 a-Si/μSi (AK200)	1,48	1,26	0,91	0,91	-0,07	0,27	<b>0,80</b>	0,50	
US-32 a-Si/a-Si/a-Si (AK200)	1,56	1,42	1,17	1,25	1,30	1,18	<b>1,31</b>	0,09	
SI0004 c-Si (AK200)	0,00	-0,01	-0,03	-0,03	-0,11	-0,08	<b>-0,04</b>	0,04	

Fazendo-se a avaliação por regiões agrupadas, para as simulação espectrais das cinco regiões do Brasil, na Região Norte, nas cidades de Manaus, Porto-Velho e

Santarém nos meses de janeiro, fevereiro e março (Tab.20), ocorreram os maiores ganhos espectrais médios ( $MM > 1$ ) para a-Si (TJ) (5,04 %) e para o CdTe (3,12 %). Por outro lado, nesta região ocorreram também as maiores perdas ( $MM < 1$ ) para CIGS (-0,60 %), a-Si/ $\mu$ -Si (-0,92 %) e c-Si (-0,40 %).

**Tabela 20** – Resumo dos efeitos espectrais da Região Norte.

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	RESUMO REGIÃO NORTE (MANAUS, PORTO VELHO E SANTARÉM)		
	MÉDIA MM % (VERÃO)	MÉDIA MM % (INVERNO)	VERÃO - INVERNO
	JANEIRO, FEVEREIRO E MARÇO (2019)	JULHO, AGOSTO E SETEMBRO (2019)	DIFERENÇA (%)
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,60	-0,36	-0,23
FS-280 CdTe (AK200)	3,12	2,09	1,03
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,92	-0,69	-0,23
US-32 a-Si Tripla Junção (AK200)	5,04	3,58	1,46
SI0004 c-Si (AK200)	-0,40	-0,30	-0,10

A Região Nordeste (Fortaleza, Natal e Petrolina) e a Região Centro-Oeste (Tab. 21 e Tab. 22), representada pelas cidades de Campo-Grande, Cuiabá e Brasília, apresentam ganhos e perdas espectrais de ordem intermediária. No verão, para o Nordeste e para o Centro-Oeste os descasamentos foram respectivamente: a-Si (TJ) (3,74 % e 3,38 %), CdTe (2,19 % e 1,93 %), CIGS (-0,25 % e -0,36 %), a-Si/ $\mu$ Si (-0,88 % e -0,76 %) e c-Si (-0,33 % e -0,30 %).

**Tabela 21** – Resumo dos efeitos espectrais da Região Nordeste.

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	RESUMO REGIÃO NORDESTE (FORTALEZA, NATAL E PETROLINA)		
	MÉDIA MM % (VERÃO)	MÉDIA MM % (INVERNO)	VERÃO - INVERNO
	JANEIRO, FEVEREIRO E MARÇO (2019)	JULHO, AGOSTO E SETEMBRO (2019)	DIFERENÇA (%)
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,44	-0,25	-0,18
FS-280 CdTe (AK200)	2,19	1,48	0,71
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,88	-0,70	-0,18
US-32 a-Si Tripla Junção (AK200)	3,74	2,77	0,97
SI0004 c-Si (AK200)	-0,33	-0,25	-0,08



**Tabela 22** – Resumo dos efeitos espectrais da Região Centro-Oeste.

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	MÉDIA REGIÃO CENTRO-OESTE (CAMPO-GRANDE, CUIABÁ E DF)		
	MÉDIA MM % (VERÃO)	MÉDIA MM % (INVERNO)	VERÃO - INVERNO
	JANEIRO, FEVEREIRO E MARÇO (2019)	JULHO, AGOSTO E SETEMBRO (2019)	DIFERENÇA (%)
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,36	0,01	-0,37
FS-280 CdTe (AK200)	1,93	0,82	1,11
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,76	-0,23	-0,53
US-32 a-Si Tripla Junção (AK200)	3,38	1,84	1,54
SI0004 c-Si (AK200)	-0,30	-0,15	-0,14

Já a Região Sudeste (Rio de Janeiro, São Paulo e Vitória) e a Região Sul representada pelas cidades de Curitiba, Florianópolis e Porto Alegre (Tab. 23 e Tab. 24), apresentaram os menores ganhos e perdas espectrais do Brasil, considerando a estação verão (janeiro, fevereiro e março). Os valores calculados de *MM*, para a Região Sudeste e Sul, no verão, foram respectivamente: a-Si (TJ) (2,9 % e 2,72%), CdTe (1,60 % e 1,50 %), CIGS (-0,28 % e -0,21%), a-Si/ $\mu$ -Si (-0,65 % e -0,46 %) e c-Si (-0,26 % e -0,23 %).

**Tabela 23** – Resumo dos efeitos espectrais da Região Sudeste.

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	RESUMO REGIÃO SUDESTE (RIO DE JANEIRO, SÃO PAULO E VITÓRIA)		
	MÉDIA MM % (VERÃO)	MÉDIA MM % (INVERNO)	VERÃO - INVERNO
	JANEIRO, FEVEREIRO E MARÇO (2019)	JULHO, AGOSTO E SETEMBRO (2019)	DIFERENÇA (%)
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,28	0,08	-0,35
FS-280 CdTe (AK200)	1,60	0,79	0,82
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,65	0,01	-0,66
US-32 a-Si Tripla Junção (AK200)	2,90	1,72	1,19
SI0004 c-Si (AK200)	-0,26	-0,13	-0,13

**Tabela 24** – Resumo dos efeitos espectrais da Região Sul.

TECNOLOGIA (REFERÊNCIA)	RESUMO REGIÃO SUL (CURITIBA, FLORIANÓPOLIS E PORTO ALEGRE)		
	MÉDIA MM % (VERÃO)	MÉDIA MM % (INVERNO)	VERÃO - INVERNO
	JANEIRO, FEVEREIRO E MARÇO (2019)	JULHO, AGOSTO E SETEMBRO (2019)	DIFERENÇA (%)
TS-150-C2 CIGS (AK200)	-0,21	0,21	-0,42
FS-280 CdTe (AK200)	1,50	0,63	0,87
DA-142-C1 a-Si/ $\mu$ Si (AK200)	-0,46	0,42	-0,87
US-32 a-Si Tripla Junção (AK200)	2,72	1,39	1,33
SI0004 c-Si (AK200)	-0,23	-0,08	-0,15

## 5 CONCLUSÕES

Na avaliação da estabilidade temporal do simulador solar, as curvas de corrente *versus* tempo, de cada uma das células de referência, possuem 5000 pontos estáveis durante todo o pulso do *flash*, demonstrando um funcionamento adequado das lâmpadas de xenon e uma instabilidade temporal da irradiância do simulador muito coerente para todas as sensibilidades espectrais relativas das células padrão de referência. Também foi confirmada a correta distribuição espacial da irradiância do *flash* do simulador nas posições onde se encontram instaladas as células de referência, pois nas medições em 14 posições a partir da borda esquerda de estrutura de fixação das células de referência, o valor mínimo e o valor máximo foram de 99,41 % e 100,46 % em relação à corrente de calibração da célula SI0004, gerando um desvio padrão pequeno, com valor de 0,28. Desta forma, conclui-se que variações espectrais no simulador solar do Labsol existem, mas são variações mínimas e não interferem nos resultados pois como demonstrado por Piccoli Júnior, Winck e Krenzinger (2020), estão abaixo de  $\pm 12,5$  % nas seis faixas de comprimento de onda, excedendo a classificação AAA definidas pela IEC 60904-9.

O descasamento espectral experimental medido ao ar livre, determinado a partir das medições feitas em uma câmara externa com temperatura controlada no Labsol, foi comparado com os valores calculados de *MM*, usando espectros medidos com espectrorradiômetro e usando espectros gerados a partir de dados de satélite com SMARTS2. Assim, a diferença entre os valores de descasamento (medidos, calculados e simulados) apresentou resultados coerentes, com variações médias abaixo de 1%, validando esta metodologia de medição externa simultânea. Na avaliação sincronizada ao ar livre de várias tecnologias FV, com várias células de referência, em câmara climatizada, o silício monocristalino foi base para o procedimento experimental, representando a expectativa de incerteza global de todas as variáveis. Consequentemente, mantendo o descasamento dessa tecnologia inferior a 1%, tem-se a certeza de que o azimute da câmara climatizada está correto e que a direção da radiação direta incidente pode ser considerada normal à superfície do

módulo. As células de referência com filtros espectrais são eficazes para medições externas, desde que haja uma incidência normal de irradiância solar. A célula de referência AK120 se comporta melhor do que a célula AK200 usada como referência para o módulo CdTe em medições externas, mas ainda não é a escolha ideal para medições dessa tecnologia, sendo necessário calcular o fator de correção espectral. A medição das tecnologias CIGS, a-Si/ $\mu$ -Si e c-Si pode empregar uma célula de referência de silício monocristalino (AK200) sem a necessidade de correção espectral. Além disso, para a tecnologia a-Si (TJ), a célula de referência AK100 pode ser usada e, para esta célula de referência, as disparidades médias apresentadas foram inferiores a 1% e, portanto, não requerem cálculo do fator de correção espectral nestes casos.

Os módulos a-Si/ $\mu$ -Si, CdTe e a-Si (TJ), nas medições ao ar livre realizadas no LABSOL converteram, nesta ordem, 0,21%, 2,47% e 3,65% a mais de radiação solar para energia elétrica no verão, em contraste com os descasamentos encontrados no inverno, quando comparadas com a tecnologia c-Si (AK200). Além disso, o módulo CIGS converteu em média 0,26% a mais de radiação solar em energia elétrica no inverno, em comparação com o descasamento no verão, correlacionada com a tecnologia c-Si. Além disso, os módulos CIGS e a-Si/ $\mu$ -Si apresentaram variação de cerca de 0,2% no inverno em relação ao verão, demonstrando estabilidade como o c-Si em relação às variações sazonais do espectro solar. A utilização de células de referência com construção idêntica ao módulo fotovoltaico não poderia ser viável, mas como opção tecnológica, a utilização de células c-Si com filtros espectrais representa satisfatoriamente a maioria das tecnologias avaliadas.

Relembrando, para avaliar o descasamento experimental ao ar livre, de diferentes dispositivos FV, de maneira inovadora foram utilizadas medições simultâneas da corrente de curto circuito de cinco tecnologias de módulos, em câmara climatizada, com exposição de apenas três minutos, juntamente com a  $I_{sc}$  de várias células de referência com filtros espectrais. Desta forma, pode-se afirmar que a tecnologia a-Si (TJ) avaliada apresenta maior descasamento no verão, em relação ao inverno, devido apenas ao efeito espectral, ou seja, as diferenças sazonais nas respostas de silício amorfo são baseadas, neste caso, apenas no componente espectral. Assim, acredita-se que haja um componente espectral para esta latitude que proporciona ganhos de 3,65% no verão em relação ao inverno, para a tecnologia a-Si (TJ).

Nas simulações dos efeitos espectrais da Região Norte, Região Nordeste e Região Centro-Oeste, respectivamente nas cidades avaliadas de **Porto-Velho, Manaus, Santarém, Fortaleza, Natal e Cuiabá**, ocorreram os maiores ganhos

espectrais do Brasil ( $MM > 1$ ) para: **a-Si (TJ)** (5,30 %, 4,97 %, 4,85 %, 4,22 %, 3,90 % e 4,17 %) e **CdTe** (3,29 %, 3,08%, 2,98 %, 2,54 %, 2,31 % e 2,53 %). Por outro lado, nestas mesmas cidades respectivamente, ocorrem também, na estação verão, as maiores perdas espectrais ( $MM < 1$ ) para: **CIGS** (-0,65 %, -0,56 %, -0,58 %, -0,49 %, -0,46 % e -0,46 %), **a-Si/ $\mu$ -Si** (-1,01 %, -0,82 %, -0,93 %, -0,85 %, -0,89 % e -0,76 %) e **c-Si** (-0,42 %, -0,39 %, -0,39 %, -0,36 %, -0,34 % e -0,35 %). Pode-se observar que os espectros destas cidades, na faixa de 300 nm até 700 nm possuem uma amplitude maior que a do espectro padrão e justamente nesta faixa, tanto o silício amorfo quanto o telureto de cádmio possuem grande parte de sua resposta espectral. Por outro lado, nestas mesmas cidades, ocorrem as maiores perdas espectrais ( $MM < 1$ ) para CIGS, a-Si/ $\mu$ -Si e c-Si. Observa-se que, neste caso, a partir de 700 nm a amplitude do espectro destas localidades fica abaixo do espectro padrão, exatamente onde estas tecnologias possuem a maior parte de sua resposta espectral.

Adicionalmente, pode-se observar que, nas simulações dos efeitos espectrais para diferentes tecnologias, para a Região Sul: **Porto Alegre; Florianópolis e Curitiba** e Região Sudeste: **São Paulo; Rio de Janeiro e Vitória**, nos meses de inverno, a partir de 525 nm, a amplitude dos espectros, das cidades avaliadas, ficou abaixo do espectro padrão. Desta forma, estas cidades respectivamente, apresentaram os seguintes valores de descasamento espectral: **CIGS** (0,46 %, 0,37 %, 0,24 %, 0,26 %, 0,23 % e 0,16 %); **a-Si/ $\mu$ -Si** (1,48%, 0,94%, 0,44%, 0,49%, 0,49%, e 0,57 %); **c-Si** (0,00%, -0,03 %, -0,07 %, -0,06 %, -0,08 % e -0,11 %). Neste contexto, para as tecnologias CIGS, a-Si/ $\mu$ -Si ocorreu um comportamento semelhante ao observado no hemisfério norte, ou seja ganhos espectrais positivos no clima frio ( $MM > 1$ ) para estas tecnologias. No entanto, a tecnologia c-Si, não apresentou este comportamento para as cidades avaliadas nos meses de inverno, apenas reduzindo as perdas espectrais ( $MM < 1$ ) para valores em torno de -0,05 %.

Buscou-se com este trabalho uma contribuição nos estudos da variação espectral da radiação solar e seus efeitos sobre alguns tipos de tecnologias FV. Os resultados foram validados através de comparações de medições, cálculos e simulações. Outro ponto abordado foi a simulação do espectro solar, no verão e no inverno, para os cinco estados do Brasil (três cidades de cada estado). Nestas simulações foram demonstrados o desempenho de diferentes tecnologias conforme a localização e estação do ano.

## REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Leilão de geração “A-4” termina com deságio de 59,07%**. Brasília – DF, abr. 2018. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPX\\_Sqd\\_MF\\_HrE/content/leilao-de-geracao-a-4-termina-com-desagio-de-59-07-/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPX_Sqd_MF_HrE/content/leilao-de-geracao-a-4-termina-com-desagio-de-59-07-/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em 05/04/2018.

Ahmed, R., Sreeram, V., Mishra, Y., Arif, M.D., 2020. A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: Techniques and optimization. **Renew. Sustain. Energy Rev.** 124, 109792. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109792>

Alonso-Abella, M.; *et al.* Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites. **Elsevier**. Amsterdam, 2014.

AlSkaif, T., Dev, S., Visser, L., Hossari, M., van Sark, W., 2020. A systematic analysis of meteorological variables for PV output power estimation. **Renew. Energy** 153, 12–22. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.150>

Amillo, A.M.G., Huld, T., Vourlioti, P., Müller, R., Norton, M., 2015. Application of satellite-based spectrally-resolved solar radiation data to PV performance studies. **Energies** 8, 3455–3488. <https://doi.org/10.3390/en8053455>

ASTM E973 – 16. Standard Test Method for Determination of the Spectral Mismatch Parameter Between a Photovoltaic Device and a Photovoltaic Reference Cell. American Society for Testing and Materials.

Automeris. Disponível em: < <https://apps.automeris.io/wpd/>>. Acesso em 22/05/2019.

Banik, U., Sasaki, K., Reininghaus, N., Gehrke, K., Vehse, M., Sznajder, M., Sproewitz, T., Agert, C., 2020. Enhancing passive radiative cooling properties of flexible CIGS solar cells for space applications using single layer silicon oxycarbonitride films. **Sol. Energy Mater. Sol. Cells** 209, 110456. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2020.110456>

Barbón, A., Fortuny Ayuso, P., Bayón, L., Fernández-Rubiera, J.A., 2020. Predicting beam and diffuse horizontal irradiance using Fourier expansions. **Renew. Energy** 154, 46–57. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.02.118>

Belusso, A.; *et al.* Análise do Espectro de Radiação Solar e sua Importância no Correto Dimensionamento de Tecnologias para Conversão Fotovoltaica de Energia. In: **15° Congresso Nacional de Iniciação Científica**. Ribeirão Preto. Anais do CONIC-SEMESP 2015.

Bezerra, F, D.; Santos, L, S. Energia Solar no Nordeste. **Caderno Setorial ETENE**. Ano 1, n. 1, setembro, 2016.

Braga, M., do Nascimento, L.R., Rüther, R., 2019. Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. **Sol. Energy** 188, 976–988. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.073>

Brito, T. R.; *et al.* Análise Da Curva I-V De Módulos Multicristalinos a Sol-Real. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

Bühler, A. J.; *et al.* Development of a Climatic Chamber for photovoltaic modules testing. **20<sup>th</sup> International Congress of Mechanical Engineering**. Gramado, November 15-20, 2009.

Bühler, A. J.; Dos Santos, F. H.; Gabe, I. J. Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

Bühler, A. J. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós processamento de curvas características de módulos**. 195 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2011.

Bühler, A. J.; *et al.* Influência do fator de correção espectral na caracterização de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**. v.4, p. 38- 51, Curitiba, 2015.

Bühler, A. J.; Krenzinger, A.; Souza, R. Metodologia para determinação do fator de correção espectral de módulos fotovoltaicos de multijunção. **XXXIV Reunión de Trabajo de Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente**. Termas de Rio Hondo, Argentina. 2011.

Cabral, D. E. C. **Análise da variabilidade espaço na atmosfera utilizando dados do ERA – INTERIM/ECMWF**. 60 f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Programa de Pós-Graduação em Meteorologia. Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas. Centro de tecnologia e recursos naturais. Universidade Federal de Campina Grande - PB. 2018.

Carrillo, J.M., Martínez-Moreno, F., Lorenzo, C., Lorenzo, E., 2017. Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. **Sol. Energy** 155, 880–892.

Cavalcanti, E.P., Mariano, E.B., 2016. Tendência do Vapor D'Água na Atmosfera Mediante Dados do NCEP/NCAR. **Rev. Bras. Meteorol.** 31, 564–569.

Chander, S.; *et al.* A Study on Spectral Response and External Quantum Efficiency of Mono-Crystalline Silicon Solar Cell. **International Journal of Renewable Energy Research**. Vol.5, N<sup>o</sup>.1, Sonapat, 2015.

Chantana, J., Horio, Y., Kawano, Y., Hishikawa, Y., Minemoto, T., 2019. Spectral mismatch correction factor for precise outdoor performance evaluation and description of performance degradation of different-type photovoltaic modules. **Sol. Energy** 181, 169–177.

Choi, S., Ishii, T., Sato, R., Chiba, Y., Masuda, A., 2018. Performance degradation due to outdoor exposure and seasonal variation in amorphous silicon photovoltaic modules. **Thin Solid Films** 661, 116–121. <https://doi.org/10.1016/j.tsf.2018.07.017>



Cornaro, C., Musella, D., 2013. Comparative analysis of crystalline and double-junction amorphous silicon modules performance in outdoor conditions. *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME* 135, 2–7. <https://doi.org/10.1115/1.4023968>

Costa, E. R.; Defferrari, C.; Krenzinger, A. Qualificação espectral de simuladores solares para ensaios de módulos fotovoltaicos. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar** – Belo Horizonte, 04 a 07 de abril de 2016.

Costa, E. R.; Oliveira, F.; Krenzinger, A. Desenvolvimento de simulador solar para exposição contínua de módulos fotovoltaicos. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

Costa, L. Energia solar deve crescer 44% no Brasil em 2019 com impulso de geração distribuída. **Reuters**, jan. 2019.

Cotfas, D.T., Cotfas, P.A., 2019. Comparative Study of Two Commercial Photovoltaic Panels under Natural Sunlight Conditions. *Int. J. Photoenergy* 2019, 1–10.

Dantas, S. G.; Pompermayer, F. M. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico. **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – Ipea**, Rio de Janeiro, maio, 2018.

De Moraes, E. L. **Energia Solar na eletrificação de escolas rurais**. Monografia (Especialização em Fontes Alternativas de Energia) - Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras. 43p. Lavras, 2003.

De Moura Ramos, C. **Procedimentos para caracterização e qualificação de módulos fotovoltaicos**. 141 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo. 2006.

De Souza Echer, M.P., Martins, F.R., Pereira, E.B., 2006. A importância dos dados de cobertura de nuvens e de sua variabilidade: Metodologias para aquisição de dados. **Rev. Bras. Ensino Fis.** 28, 341–352.

Deng, X.; Schiff, E. A. Amorphous silicon based solar cells in Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. **John Wiley & Sons**. p. 505 - 565. New Jersey, 2003.

Dirnberger, D., Blackburn, G., Müller, B., Reise, C., 2015. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. **Sol. Energy Mater. Sol. Cells** 132, 431–442.

Dróz, C.; *et al.* Evaluation of commercial large area Solar Simulator: features exceeding the iec standard class AAA. **5<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5<sup>th</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**. Valência, 6-10 September 2010.

Duenow, J.N., Metzger, W.K., 2019. Back-surface recombination, electron reflectors, and paths to 28% efficiency for thin-film photovoltaics: A CdTe case study. **J. Appl. Phys.** 125.

EERE. **Energy Efficiency & Renewable Energy – Solar Timeline**. Disponível em: < [https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar\\_timeline.pdf](https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf)>. Acesso em 04/11/2019.

Emery, K.; *et al.* Photovoltaic Spectral Responsivity Measurements. **2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion**. Vienna, 6-10 July 1998.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, maio. 2012.

Empresa de Pesquisa Energética EPE. **Balanco Energético Nacional 2020: Ano base 2019**. Rio de Janeiro, 2020.

Espinosa-Gavira, M.J., Agüera-Pérez, A., Palomares-Salas, J.C., González-de-la-Rosa, J.J., Sierra-Fernández, J.M., Florencias-Oliveros, O., 2020. Cloud motion estimation from small-scale irradiance sensor networks: General analysis and proposal of a new method. **Sol. Energy** 202, 276–293.

Fernández, E.F., Almonacid, F., Soria-Moya, A., Terrados, J., 2015. Experimental analysis of the spectral factor for quantifying the spectral influence on concentrator photovoltaic systems under real operating conditions. **Energy** 90, 1878–1886.

Ferreira, T. A.; Berni, L. A. **Montagem de um Sistema para Caracterização Espectral de Sensores de Radiação**. 35 f. Relatório (Iniciação Científica) – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos, Julho de 2012.

Flórez, J. S. Las energías renovables son el futuro. **World Watch**, p. 34-40, Madrid, 2004.

Fonseca, R. M. W. **Análisis del Comportamiento de Módulos Fotovoltaicos. Diagnostico, Modelado Matemático de Curvas I-V y P-V, y construcción de Prototipo de Trazador de Curvas I-V**. 84 f. Dissertação (Mestrado em Energías Renovables y Eficiencia Energética). Instituto Politécnico de Bragança – Escola Superior de Tecnologia e Gestão. Bragança. 2012.

Fraunhofer. Fraunhofer ISE Callab PV Cells changes to new spectral distribution in IEC60904-3 standard. Disponível em: <[https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/downloads/service/callab/IEC60904\\_3Ed1vs2\\_V2.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/downloads/service/callab/IEC60904_3Ed1vs2_V2.pdf)>. Acesso em 29/04/2020.

Frazão, M. S. **Eletroluminescência de células solares**. 84 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente) –Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Departamento de Engenharia Geográfica Geofísica e Energia. Lisboa, 2016.

Freire, W. Geração distribuída atinge a marca de 3 GW no Brasil. **Agência Canal Energia**, São Paulo, maio, 2020.

Fthenakis, V., Athias, C., Blumenthal, A., Kulur, A., Magliozzo, J., Ng, D., 2020. Sustainability evaluation of CdTe PV: An update. **Renew. Sustain. Energy Rev.** 123, 109776. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109776>.

Gasparin, F. P.; Bühler, A. J.; Krenzinger, A. Análise da importância do fator de descasamento espectral na caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Energia Solar**. Volume III, Número 2, p.94-101, Dezembro de 2012.

Gueymard, C., 1995. Professional Paper A Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine: Algorithms and performance assessment. **Florida Sol. Energy Cent.**

Haag, R. **Estimativa da distribuição espectral da radiação solar sobre o território brasileiro através de análise multiinstrumental**. 155 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2012.

Haag, R.; Krenzinger, A. Typical solar irradiance in the Amazonian region and his impact in photovoltaic devices of different Technologies. **IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simpósio Peruano de Energía Solar (XVII – SPES)**. Cusco, 1- 5.11.2010.

IEA-PVPS, 2020. Snapshot of Global PV Markets 2020. [www.ia-pvps.org](http://www.ia-pvps.org) 1–16.

IEC 61215-2: 2016. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures. **International Electrotechnical Commission**.

IEC 60904-2:2015 RLV. Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices. **International Electrotechnical Commission**.

IEC 60904-7:2019 RLV. Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices. **International Electrotechnical Commission**.

IEC 60904-9:2020. Photovoltaic devices - Part 9: Classification of solar simulator. **International Electrotechnical Commission**.

International Renewable Energy Agency - **IRENA**, 2019. Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, Irena.

IS 12762-9:2010. Photovoltaic Devices, Part 9: Solar Simulator Performance Requirements. **Bureau of Indian Standards**.

Ishii, T., Otani, K., Takashima, T., Xue, Y., 2011. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. **Prog. Photovoltaics Res. Appl.** 20, n/a-n/a. <https://doi.org/10.1002/pip.1210>

Kemerich, P. D. C. *et al.* Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, v.20, n. 1, p. 241-247, Santa Maria, jan.- abr. 2016.

Konica Minolta. Reference PV Cells AK Series. Disponível em: <[https://www.konicaminolta.com/instruments/download/catalog/solar/pdf/ak\\_catalog\\_eng.pdf](https://www.konicaminolta.com/instruments/download/catalog/solar/pdf/ak_catalog_eng.pdf)> . Acesso em 29/04/2020.

Krawczynski, M.; *et al.* Spectral influences on estimations of useful irradiance for different PV technologies. **Sixth Photovoltaic Science Application and Technology Conference (PVSAT-6)**. 24-26th Mar, Southampton, 2010.

Li, H., Hu, Y., Yang, Y., Zhu, Y., 2020. Theoretical investigation of broadband absorption enhancement in a-Si thin-film solar cell with nanoparticles. **Sol. Energy Mater. Sol. Cells** 211, 110529.

Litjens, G. **Investigation of spectral effects on photovoltaic technologies by modelling the solar spectral distribution**. 75 f. Thesis (MSc. Energy Science) – University of Utrecht. May 2013.

Makrides, G., Zinsser, B., Phinikarides, A., Schubert, M., Georghiou, G.E., 2012. Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. **Renew. Energy** 43, 407–417.

Mathur, A.S., Singh, B.P., 2020. Study of effect of defects on CdS/CdTe heterojunction solar cell. **Optik (Stuttg)**. 212, 164717.

Mambrini, T., Dubois, A.M., Longeaud, C., Badosa, J., Haeffelin, M., Prieur, L., Radivoniuk, V., 2015. Open Photovoltaic yield: correction method for the mismatch between the solar spectrum and the reference ASTM G AM1.5G spectrum 60701.

Marin, F. R.; Assad, E. D.; Pilau, F. G. Clima e ambiente : introdução à climatologia para ciências ambientais. **Embrapa Informática Agropecuária**. 127 p. Campinas, 2008.

Marion, B., Kroposki, B., Emery, K., Myers, D., del Cueto, J., Osterwald, C., 1999. Validation of a Photovoltaic Module Energy Ratings Procedure at NREL, Nrel.

Marion, B., 2011. Influence of atmospheric variations on photovoltaic performance and modeling their effects for days with clear skies. **IEEE** 978-1-4673-0066-7/12, 3402–3407.

Markauskas, E., Zubauskas, L., Račiukaitis, G., Gečys, P., 2020. Damage-free patterning of thermally sensitive CIGS thin-film solar cells: Can nanosecond pulses outperform ultrashort laser pulses? **Sol. Energy** 202, 514–521.

Marques, F. C. Minicurso de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos. **V CBENS**. Mar. Abr. Recife, 2014.

Mavromatakis, F.; Vignola F. Spectral Performance of PV Modules of Different Technologies. **Trivent Publishing - Power Systems, Energy Markets and Renewable Energy Sources in South-Eastern Europe**. Budapest, 2016.

Minemoto, T., Nagae, S., Takakura, H., 2007. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules. **Sol. Energy Mater. Sol. Cells** 91, 919–923.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Energia Solar no Brasil e Mundo. Ano de referência - 2016**. Brasília: MME, 2019.

Mocelin, A. R.; Zilles, R.; Novgorodcev, A. Programa brasileiro de etiquetagem: A utilização do Simulador Solar do IEE/USP na qualificação de módulos fotovoltaicos. **II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES** - Florianópolis, 18 a 21 de novembro de 2008.

Munshi, A. H.; *et al.* Thin-film CdTe photovoltaics – The technology for utility scale sustainable energy generation. **Solar Energy**. Volume 173, pages 511–516. Amsterdam, July, 2018.

Neves, D., Araújo, R., Aravéquia, J., 2013. Análise Da Água Precipitável E Dos Fluxos De Calor Latente/Sensível No Início Da Estação Chuvosa Das Regiões Sudeste E Centro-Oeste Do Brasil. **Ciência e Nat.** 0, 222–226.

Neves, G. **Influência do espectro da radiação solar em módulos fotovoltaicos**. 240 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia Espaciais / Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores) – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos, 2016.

Neves, G.; *et al.* Influência do espectro solar em módulos fotovoltaicos sob céu limpo, céu parcialmente nublado e céu nublado. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

Nishikawa, Y.; *et al.* Irradiance adjustment system developed for various types of solar cells and illumination conditions. **WILEY**. Volume 3, Issue 5, pages 456-467. New Jersey, September, 2015.

NREL. National Renewable Energy Laboratory – Efficiency Charts. Disponível em: <<https://pvdpc.nrel.gov/>>. Acesso em 20/01/2021.

Oliveira, R. A. M. S. G. **Desenvolvimento e otimização de células solares de filme fino de junção dupla (tandem) com silício amorfo nanocristalino**. 85 f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis – Conversão Eléctrica e Utilização Sustentável) – Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia. Setembro, 2013.

Osterwald, C. R., 1986. Translation of Device Performance Measurements to Reference Conditions / Device Performance. **Solar Cells**, 18, 3-4, Pages 269-279.

Osterwald, C.R., Campanelli, M., Moriarty, T., Emery, K.A., Williams, R., 2015. Temperature-Dependent Spectral Mismatch Corrections. **IEEE J. Photovoltaics** 5, 1692–1697.

Panasonic. **HIT history**. Disponível em: <<https://eu-solar.panasonic.net/en/panasonic-hit-sanyo-history.htm>>. Acesso em 04/11/2019.

Paulescu, M., Stefu, N., Gravila, P., Paulescu, E., Pop, N., Calinoiu, D., Boata, R., Pacurar, A., Mares, O., 2013. Atmospheric transmittance model for photosynthetically active radiation. **AIP Conf. Proc.** 1564, 188–193.

Peters, I.M., Liu, H., Reindl, T., Liu, H., Reindl, T., Buonassisi, T., 2018. Global Prediction of Photovoltaic Field Performance Differences Using Open-Source Satellite Data Global Prediction of Photovoltaic Field Performance Differences Using Open-Source Satellite Data. **Joule** 2, 307–322.

Philips, S.; Warmuth, W. Photovoltaics Report. **Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE**. Freiburg, 27 August 2018.

Philips, S.; Warmuth, W. Photovoltaics Report. **Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE**. Freiburg, 16 September 2020.

Piccoli Júnior, L. A. **Desenvolvimento de metodologia e bancada para ensaio de exposição solar prolongada de módulos fotovoltaicos de filmes finos**. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) –Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2015.

Piccoli Júnior, L. A.; Winck, A. L.; Krenzinger, A. Determinação da variação espectral da irradiância na substituição das lâmpadas de um simulador solar. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Fortaleza, 26 a 30 de outubro de 2020.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **CEPEL – CRESESB**. Rio de Janeiro – Março – 2014.

Polo, J., Alonso-Abella, M., Ruiz-Arias, J.A., Balenzategui, J.L., 2017. Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies. **Sol. Energy** 142, 194–203.

PVinsights. **Solar PV Cell Weekly Spot Price**. Disponível em: <<http://pvinsights.com/>>. Acesso em 21/03/2021.

Quan, H., Yang, D., 2020. Probabilistic solar irradiance transposition models. **Renew. Sustain. Energy Rev.** 125, 109814. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109814>

Rodrigo, P.M., Varona, J., Soria-Moya, A., Almonacid-Cruz, B., Fernández, E.F., 2019. Comparative assessment of simplified indexes for the spectral characterisation of photovoltaic systems. **Meas. J. Int. Meas. Confed.** 133, 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2018.09.077>



Rüther, R., Livingstone, J., 1995. Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. **Sol. Energy Mater. Sol. Cells** 36, 29–43. [https://doi.org/10.1016/0927-0248\(94\)00165-O](https://doi.org/10.1016/0927-0248(94)00165-O)

Samoilenko, Y., Yeung, G., Munshi, A.H., Abbas, A., Reich, C.L., Walker, M., Reese, M.O., Zakutayev, A., Walls, J.M., Sampath, W.S., Wolden, C.A., 2020. Stable magnesium zinc oxide by reactive Co-Sputtering for CdTe-based solar cells. **Sol. Energy Mater. Sol. Cells** 210, 110521. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2020.110521>

Sara, I. D.; Betts, T. R.; Gottschalg, R. Determining spectral response of a photovoltaic device using polychromatic filters. **IET Renewable Power Generation**. Special Section: 9th Photovoltaic Science, Application and Technology Conference (PVSAT-9). Vol. 8, Iss. 5, p. 467–473. Swansea, 2014.

Schubert, F., Spinner, D., 2016. Solar Simulator Spectrum and Measurement Uncertainties. **Energy Procedia** 92, 205–210. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.059>

Schweiger, M., Herrmann, W., Gerber, A., Rau, U., 2017. Understanding the energy yield of photovoltaic modules in different climates by linear performance loss analysis of the module performance ratio. **IET Renew. Power Gener.** 11, 558–565. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0682>

Shah, A. V.; et al. Thin-film Silicon Solar Cell Technology. **Progress in Photovoltaics : Research and Applications**. 12, 113-142, 2004.

Shen, K., Wang, X., Zhang, Y., Zhu, H., Chen, Z., Huang, C., Mai, Y., 2020. Insights into the role of interface modification in performance enhancement of ZnTe:Cu contacted CdTe thin film solar cells. **Sol. Energy** 201, 55–62. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.02.083>

Silverman, T.J., et.al., 2014. Characterisation of Performance of Thin-film Photovoltaic Technologies. Final Report **IEA-PVPS** T13-02:2014. ISBN 978-3-906042-17-6. May 2014.

SolarGIS GeoModel Solar, CC BY-SA 3.0. Disponível em: <<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=36732272>> Acesso em 20/01/2021.

Souza, R.; Prieb, C. W. M.; Krenzinger, A. Análise de Simuladores Solares para ensaios de módulos fotovoltaicos. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES** – São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012.

Sutterlueti, J., Kravets, R., Keller, M., Knauss, H., I. Sinicco, I., Huegli, A. 2010. Energy yield optimization and seasonal behavior of micromorph thin film modules 6–10. <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.88>

Taylor, N. Guidelines for PV Power Measurement in Industry. **JRC Scientific and Technical Reports**. Ispra, April 2010.

Tec5. **UV/VIS/NIR Spectrometer for Qualification of Pulsed Solar Simulators**. Application Notes – MultiSpec System Vol. 37. Germany. Disponível em: <[https://www.tec5usa.com/wpcontent/uploads/2015/12/an\\_37\\_pulsed\\_sunlight\\_simulators\\_t5u.pdf](https://www.tec5usa.com/wpcontent/uploads/2015/12/an_37_pulsed_sunlight_simulators_t5u.pdf)>. Acesso em 16/03/2019.

Tzamalís, G.; Müllejans, H. Calibration of multi-junction (tandem) thin film photovoltaic modules under natural sunlight. **Materials Research Society**. Vol. 1321. Pittsburgh, January 2011.

Vargas, T; Abrahamse, A. Trazador de curvas I-V de código abierto para monitoreo de rendimiento de paneles fotovoltaicos en Bolivia. **Investigación & Desarrollo**, No. 14, Vol. 1: 100 – 116 (2014).

Vicent, J., Verrelst, J., Sabater, N., Alonso, L., Rivera-Caicedo, J.P., Martino, L., Muñoz-Marí, J., Moreno, J., 2020. Comparative analysis of atmospheric radiative transfer models using the Atmospheric Look-up table Generator (ALG) toolbox (version 2.0). **Geosci. Model Dev.** 13, 1945–1957. <https://doi.org/10.5194/gmd-13-1945-2020>

Vijh, A. **Triple Junction Amorphous Silicon based Flexible Photovoltaic Submodules on Polyimide Substrates**. 93 f. Thesis (Doctor of Philosophy Degree in Engineering). University of Toledo, July, 2005.

Wyoming. University of Wyoming - College of Engineering - Department of Atmospheric Science. Available at: <<http://weather.uwyo.edu/upperair/sounding.html>>. Access in 24/03/2021.

Ye, J.Y., Reindl, T., Aberle, A.G., Walsh, T.M., 2014. Effect of solar spectrum on the performance of various thin-film PV module technologies in tropical Singapore. **IEEE J. Photovoltaics** 4, 1268–1274. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2328585>

Yu, P.; *et al.* Towards High-Efficiency Triple-Junction Solar Cells with Bio-Inspired Nanostructures. **SPIE**. Vol. 8620. Hsinchu, 2013.

Zdanowicz, T.; Rodziewicz, T.; Waclawek, M. Z. Effect of air mass factor on the performance of different type of PV modules. **3<sup>rd</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**. Osaka, Japan, 11-18 May 2003.

Zhang, Y., Lin, S., Hu, Z., Cheng, S., He, Z., Zhou, Z., Sun, S., Liu, W., Sun, Y., 2020. Towards an optimized gallium gradient for Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> thin film via an improved constant low-temperature deposition process. **Sol. Energy Mater. Sol. Cells** 209, 110425.

Zwelbel, K. Z.; Ullal, H. S. Thin Film Photovoltaics. **24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference**, Washington, D.C., 6-11 August 1989.

