

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA E BANCADA PARA ENSAIO DE
EXPOSIÇÃO SOLAR PROLONGADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE FILMES
FINOS

por

Luiz Antonio Piccoli Junior

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Abril de 2015

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA E BANCADA PARA ENSAIO DE
EXPOSIÇÃO SOLAR PROLONGADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE FILMES
FINOS

por

Luiz Antonio Piccoli Junior
Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da
Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Rafael Haag – Engenharia de Energia – UERGS

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin – Engenharia de Energia – UERGS

Prof. Dr. Paulo Otto Beyer – PROMEC – UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira Rocha
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 27 de abril de 2015

*Para meus pais Rozana e Luiz.
Para meu amor que sempre esteve do meu lado, Ludmila.*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Arno Krenzinger pela orientação, convivência e aprendizado ao longo deste mestrado.

A minha mãe Rozana e ao meu pai Luiz por serem tão apoiadores.

A minha namorada e companheira Ludmila, que em nenhum momento deixou de prestar apoio e carinho, mesmo nas horas mais difíceis.

A todos os colegas do Laboratório de Energia Solar da UFRGS que tive a oportunidade de conhecer e que de alguma forma ajudaram neste trabalho, em especial aos amigos: Eurides Costa, Cristiano Saboia, Camilo Ospina, Juan Naranjo, Fernando Schuck, Daniel Aguiar, César Prieb e Tiago Manea.

À comissão avaliadora pela disponibilidade.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica pelo ensino de qualidade.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

RESUMO

A geração de energia fotovoltaica continua em crescimento e por isso estudos relacionados à aplicação de diferentes tecnologias fotovoltaicas se tornam muito importantes. A tecnologia de células fotovoltaicas de silício cristalino representa a maior parte da aplicação de energia solar fotovoltaica atualmente. Os módulos com tecnologias de filmes finos foram apresentados ao mercado como uma nova geração de módulos e atualmente são referenciados como módulos fotovoltaicos de segunda geração. As tecnologias de filmes finos possuem algumas vantagens em relação ao silício cristalino, como por exemplo: menor quantidade de material, menor custo de produção e possibilidade de se produzir células e módulos flexíveis, embora em geral apresentem eficiências menores. Existem tecnologias de filmes finos aplicadas à geração fotovoltaica que apresentam instabilidade quando expostas à radiação solar, variando a potência gerada do módulo nas primeiras horas de exposição. Esses efeitos motivaram a padronização de um ensaio de exposição solar, do inglês *light-soaking*, que atualmente é previsto por uma norma internacional de qualificação de módulos fotovoltaicos (IEC 61646). Neste trabalho, desenvolveu-se uma metodologia para realizar o ensaio *light-soaking* e construiu-se uma bancada de testes para obter resultados experimentais a partir de módulos expostos na cobertura do prédio anexo do LABSOL. Para isso, foi realizada uma análise de área livre de sombra disponível, bem como montada a estrutura metálica de sustentação para os módulos. Também foram instaladas resistências elétricas para dissipação de potência dos módulos e montado painel elétrico dentro do prédio centralizando as conexões necessárias. O experimento também contou com o desenvolvimento de um programa em linguagem Visual Basic® para interagir com os instrumentos de medição e realizar o monitoramento do ensaio. Neste trabalho foram ensaiados quatro módulos com diferentes tecnologias de filmes finos, as quais: silício amorfo com tripla junção, silício amorfo com uma junção, CIGS (Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio) e por último dupla junção de silício amorfo com silício microcristalino. O experimento foi conduzido por 55 dias, sendo que a cada minuto o programa registrou dados de irradiância, irradiação acumulada e temperatura dos módulos. Ao final do experimento, os módulos receberam no total 347 kWh/m^2 de irradiação e, durante o ensaio, foram realizadas ao todo 8 medições de curva característica corrente versus tensão para verificar o desempenho dos módulos. Antes e

após a exposição, também foram realizadas medições em um simulador solar a fim de se obter medidas em condições controladas de temperatura e irradiância. Ao aplicar o critério de estabilização previsto na norma IEC 61646, verificou-se que todos os módulos o atenderam. Contudo, os módulos com tecnologia de uma junção de silício amorfo e com tecnologia de tripla junção de silício amorfo voltaram a apresentar degradação acima do máximo estabelecido pela norma IEC 61646 após continuarem expostos à radiação solar. Sendo assim, pode ser necessário alterar o critério para um maior valor de irradiação acumulada entre cada avaliação de degradação destes módulos, principalmente quando o ensaio é realizado com temperatura externa elevada. A metodologia mostrou que esse ensaio pode ser realizado em ambiente externo com luz natural de maneira prática e econômica, porém realizar as medições de curva característica com luz natural e temperatura não controlada implica em adicionar algumas incertezas ao ensaio.

Palavras-chave: Módulos fotovoltaicos; filmes finos; *light-soaking*.

ABSTRACT

The photovoltaic (PV) power generation continues to grow and so studies related to the application of different photovoltaic technologies become very important. The crystalline silicon solar cells technology is the most current application of PV power generation. The photovoltaic modules with thin film technologies were presented to the market as a new generation of modules and are currently referred to as second generation PV modules. The thin film technologies have some advantages compared to crystalline silicon, for example, less material, lower cost of production and ability to produce flexible cells and modules, although generally have lower efficiencies. There are thin film technologies for photovoltaic conversion that show instability when exposed to the sun, varying the power generated in the early hours of sun exposure. These effects led to the standardization of a sun exposure test, the light-soaking test, which is currently standardized by an international standard of qualification of photovoltaic modules (IEC 61646). In this study, we developed a methodology to perform the light-soaking test and built a workbench to obtain experimental results from PV modules set out in the LABSOL building. For this purpose, a shadow analysis was performed as well as the metal structure mounted to support the photovoltaic modules. Resistive loads were also installed in order to dissipate the power of the modules. An electrical panel was mounted inside the building to centralize the necessary connections. The workbench also included the development of a program in Visual Basic® to interact with the measuring instruments and carry out the monitoring of the experiment. In this work we tested four modules with different thin film technologies, including: triple junction amorphous silicon, single junction amorphous silicon, CIGS (Copper Indium Gallium Diselenide) and tandem junction of amorphous silicon and microcrystalline silicon. The experiment was conducted over 55 days, and every minute the program recorded irradiance data, accumulated irradiation and module temperature. At the end of the experiment, the modules received 347 kWh/m² of irradiation. During the test, there were a total of 8 characteristic curve (I x V) measurements to verify the performance of the modules. Before and after exposure, were also performed measurements in a solar simulator. By applying the stabilization criteria presented in IEC 61646 it was found that all the modules have been considered stabilized. However, after being exposed to more hours of sunlight, the single junction amorphous silicon module and the triple junction amorphous silicon module presented degradation above the maximum

established by IEC 61646 standard. Thus, it may be necessary to change the criteria for a higher value of accumulated irradiation between assessments of degradation of these modules, especially when the test is performed with high external temperature. The methodology showed that this test may be performed outdoors under natural light in a practical and economical way, but the characteristic curve measurements with natural light and uncontrolled temperature add some uncertainty to the test.

Keywords: Photovoltaic modules; thin films; light-soaking.

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 Objetivos | 3 |
| 2. GERADORES FOTOVOLTAICOS | 4 |
| 2.1. Histórico, expectativas e desafios | 4 |
| 2.1.1 Desafios das tecnologias de filmes finos em células fotovoltaicas | 7 |
| 2.2 Módulos fotovoltaicos | 8 |
| 2.2.1 Equação característica corrente versus tensão de módulos fotovoltaicos | 8 |
| 2.2.2 Curva característica corrente versus tensão de módulos fotovoltaicos | 9 |
| 2.2.3 Efeito da intensidade da radiação solar incidente na curva característica | 12 |
| 2.2.4 Efeito da temperatura do módulo fotovoltaico na curva característica | 13 |
| 2.2.5 Métodos para correção da curva característica I-V em função da temperatura e da irradiância | 15 |
| 2.3 Distribuição espectral da radiação solar | 15 |
| 2.3.1 Massa óptica de ar (AM) | 16 |
| 2.3.2 Estimativa da distribuição espectral através de dados de satélites | 16 |
| 2.3.3 Resposta espectral de módulos fotovoltaicos | 18 |
| 2.3.4 Fator de correção espectral | 20 |
| 2.3.5 Métodos para correção espectral da curva característica | 20 |
| 2.4 Módulos fotovoltaicos de segunda geração | 21 |
| 2.4.1 Introdução às tecnologias de filmes finos | 22 |
| 2.4.2 Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) | 23 |
| 2.4.3 Silício amorfo hidrogenado com junção em três camadas (PIN) | 24 |
| 2.4.4 Dupla junção e tripla junção de silício amorfo hidrogenado (a-Si/a-SiGe) e (a-Si/a-SiGe/a-SiGe) | 25 |
| 2.4.5 Dupla junção de silício amorfo com silício microcristalino (a-Si/ μ -Si) | 27 |
| 2.4.6 Disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) | 28 |
| 2.4.7 Telureto de cádmio (CdTe) | 31 |
| 2.5 Durabilidade e estabilização de módulos fotovoltaicos | 32 |
| 2.5.1 Degradação de módulos fotovoltaicos | 33 |

| | |
|--|-----------|
| 2.5.2 Efeito Staebler-Wronski em módulos com silício amorfo hidrogenado | 33 |
| 2.5.3 Outros efeitos metaestáveis intrínsecos aos semicondutores | 36 |
| 2.5.4 Estabilização de módulos fotovoltaicos | 36 |
| 3. NORMAS TÉCNICAS DE ENSAIOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 38 |
| 3.1 Condições padrão para ensaios de módulos fotovoltaicos | 38 |
| 3.2 Portaria nº 004/2011 INMETRO – Requisitos de avaliação de conformidade | 39 |
| 3.3 Norma IEC 61646 (2008) – Ensaio para módulos com tecnologia filmes finos | 40 |
| 3.3.1 Ensaio light-soaking | 40 |
| 4. DESENVOLVIMENTO EXPERIMENTAL | 43 |
| 4.1 Estrutura metálica de sustentação | 43 |
| 4.1.1 Análise da área útil disponível | 44 |
| 4.1.2 Modelo da estrutura de sustentação | 45 |
| 4.1.3 Montagem da estrutura metálica | 46 |
| 4.2 Instalação dos módulos fotovoltaicos | 48 |
| 4.3 Interligação com os equipamentos | 49 |
| 4.4 Aferição e calibração dos sensores de temperatura | 51 |
| 4.5 Características dos módulos fotovoltaicos a serem ensaiados | 52 |
| 4.6 Cálculo e instalação das cargas resistivas | 54 |
| 4.7 Instalação do painel elétrico e conexões | 56 |
| 4.8 Sistema para medição de curva característica | 56 |
| 4.9 Correção da curva característica | 58 |
| 4.9.1 Programa de pós-processamento de curvas I-V | 58 |
| 4.10 Programa de monitoramento desenvolvido | 59 |
| 4.11 Metodologia para o ensaio | 62 |
| 5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS | 64 |
| 5.1 Resultados preliminares | 65 |
| 5.2 Resultados da correção espectral | 68 |
| 5.3 Estimativa da incerteza total na determinação da potência em cada medição do experimento | 70 |
| 5.3.1 Incerteza do sistema de aquisição de curva I-V de Gasparin, 2009 | 70 |

| | |
|--|----|
| 5.3.2 Estimativa da incerteza devida ao descasamento espectral | 70 |
| 5.3.3 Estimativa da incerteza devido a utilizar condições não adequadas para medição da curva característica | 71 |
| 5.3.4 Combinação das estimativas de incerteza | 74 |
| 5.4 Resultados corrigidos – Módulo 1 – a-Si Tripla Junção | 74 |
| 5.5 Resultados corrigidos – Módulo 2 – a-Si | 76 |
| 5.6 Resultados corrigidos – Módulo 3 – CIGS | 78 |
| 5.7 Resultados corrigidos – Módulo 4 – a-Si/ μ -Si | 80 |
| 6. CONCLUSÕES | 83 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 85 |

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|-------------|---|----|
| Figura 2.1 | Evolução da capacidade de geração fotovoltaica instalada no mundo, dados retirados de EPIA, 2014b. | 05 |
| Figura 2.2 | Previsão da capacidade de geração fotovoltaica de tecnologias sem silício cristalino até 2017, adaptado de EPIA, 2013. | 07 |
| Figura 2.3 | Representação de uma célula fotovoltaica com circuito equivalente de um diodo. | 09 |
| Figura 2.4 | Exemplo curva I-V de um módulo fotovoltaico de filmes finos. | 11 |
| Figura 2.5 | Curva característica de módulo fotovoltaico com tecnologia de filmes finos para diferentes irradiâncias. | 13 |
| Figura 2.6 | Curva característica de módulo fotovoltaico com tecnologia de filmes finos para diferentes temperaturas. | 14 |
| Figura 2.7 | Distribuição espectral conforme referência ASTM G173-03. Adaptado de NREL, 2015. | 17 |
| Figura 2.8 | Programa SMARTS2. a) Tela inicial do programa. b) Tela de configuração para a entrada de parâmetros que influem na caracterização do espectro solar. | 18 |
| Figura 2.9 | Eficiência quântica externa (EQE) de módulos e células fotovoltaicas de alta eficiência e diferentes tecnologias: (a) comparação entre módulos fotovoltaicos com diferentes tecnologias de filmes finos; (b) comparação entre células de multijunção utilizadas em concentradores fotovoltaicos e tecnologias de filmes finos. Adaptado de Green et al, 2015. | 19 |
| Figura 2.10 | Módulos fotovoltaicos de a-Si:H flexíveis. Fonte: [IDEAL, 2014] | 24 |
| Figura 2.11 | Junção PIN com par elétron-lacuna sendo gerado na parte intrínseca composta de a-Si:H. Camada frontal composta de TCO e camada posterior composta de aço inoxidável. Adaptado de Schiff et al, 2011. | 25 |
| Figura 2.12 | Eficiência quântica das camadas de uma célula típica com tripla junção de silício amorfo hidrogenado, adaptado de Schiff et al, 2011. | 26 |
| Figura 2.13 | Ilustração de célula com tripla junção de silício amorfo hidrogenado | 26 |

e *spectrum-splitting*, adaptado de UNISOLAR, 2015.

- Figura 2.14 Estrutura típica de célula de silício amorfo hidrogenado de dupla junção. [Delahoy e Guo, 2011] 27
- Figura 2.15 Eficiência quântica, eficiência e densidade de corrente de células de dupla junção de a-Si/ μ -Si com diferentes espessuras. Adaptado de Schicho et al 2010. 27
- Figura 2.16 Estrutura típica de uma célula com tecnologia a-SiH/nc-Si:H (ou a-Si:H/ μ -Si:H). [Delahoy e Guo, 2011] 28
- Figura 2.17 Seção transversal de célula típica de Cu(InGa)Se₂ com o vidro como substrato, adaptada de Luque e Hegedus, 2011 29
- Figura 2.18 Imagem módulo fotovoltaico CIGS, retirada do *site* do fabricante [GlobalSolar, 2015]. 30
- Figura 2.19 (a) Gráfico da absorptividade do Cu(InGa)Se₂ e do CuInSe₂ em função do comprimento de onda da radiação incidente, para banda de valência igual a 1,18 eV e espectro solar com AM=1,5. (b) Gráfico da absorptividade relativa do Cu(InGa)Se₂ comparativamente ao silício cristalino, em função da espessura de material semiconductor, para valores de energia maiores que a banda de valência. Adaptado de Shafarman et al, 2011. 30
- Figura 2.20 Desenho esquemático célula de CdTe/CdS com superstrato de vidro, retirado de Gasparin, 2012. 31
- Figura 2.21 (a) Imagem módulo fotovoltaico com CdTe; (b) Imagem esquemática do mesmo módulo, com as camadas de material. Adaptado de FirstSolar, 2015. 32
- Figura 2.22 Dados de eficiência normalizada, calculadas para cada dia de exposição solar entre março de 1994 e fevereiro de 1996 de um módulo com tecnologia a-Si e outro com poli-Si, adaptado de Akhmad et al, 1996. 35
- Figura 3.1 Sequência de ensaios para avaliação da conformidade segundo portaria n° 004/2011 INMETRO, 2011. 39
- Figura 4.1 Fachada norte do prédio principal (a) e fachada sul do prédio anexo (b). 43

| | | |
|-------------|--|----|
| Figura 4.2 | Modelo tridimensional dos prédios do LABSOL com o software SkechtUp e incidência de radiação solar direta para 21/06 às dez horas da manhã. | 45 |
| Figura 4.3 | Modelo tridimensional da estrutura de perfis de alumínio. | 46 |
| Figura 4.4 | Atividades de montagem da estrutura metálica: a) barras de alumínio antes da montagem; b) união perpendicular entre duas barras com pinos; c) processo de corte em ângulo das barras verticais; d) processo de furação de uma barra vertical com gabarito de madeira. | 46 |
| Figura 4.5 | Imagens da estrutura metálica montada: a) chapa de alumínio para reforço; b) união em ângulo de perfil vertical com transversal; c) chapa de reforço instalada na estrutura; d) união entre barra transversal e barra longitudinal com cantoneira. | 47 |
| Figura 4.6 | Fotografia da estrutura montada e módulos fotovoltaicos instalados: (a) vista de fora do prédio anexo do LABSOL; (b) vista em cima do terraço do prédio. | 47 |
| Figura 4.7 | Fixação dos módulos fotovoltaicos: a) e b) fixação com peça de alumínio pela borda metálica do módulo; c) fixação com parafuso entre furo da estrutura metálica do módulo e perfil de alumínio. | 48 |
| Figura 4.8 | Instalação elétrica e instalação de sensores dos módulos fotovoltaicos: a) instalação do plugue metálico do conector MC4 ® em dois cabos; conectores MC4 ® instalados; c) sensor de temperatura PT100 montado em placa de cobre com encapsulamento; d) sensor de temperatura PT100 instalado no módulo fotovoltaico. | 48 |
| Figura 4.9 | Diagrama elétrico da instalação. | 49 |
| Figura 4.10 | Diagrama funcional da interligação dos equipamentos envolvidos. | 50 |
| Figura 4.11 | Layout do painel elétrico da instalação. M1, M2, M3 e M4 representam as conexões para cada módulo. | 51 |
| Figura 4.12 | Calibração dos sensores de temperatura por comparação com instrumento de banho térmico: a) fotografia aproximada com os quatro sensores; b) fotografia demonstrando a comparação realizada | 52 |

| | | |
|-------------|---|----|
| | no local que os sensores serão instalados. | |
| Figura 4.13 | Dispositivo de carga resistiva com seguidor do ponto de máxima potência. | 54 |
| Figura 4.14 | Resistências instaladas dentro do prédio do laboratório. | 55 |
| Figura 4.15 | Imagens painel elétrico: a) vista do interior do painel; b) plugues inseridos para medição da curva característica do módulo. | 56 |
| Figura 4.16 | Diagrama funcional do experimento desenvolvido por Gasparin, 2009. | 57 |
| Figura 4.17 | Tela do software traçador de curvas características [Gasparin, 2009]. | 57 |
| Figura 4.18 | Tela do software de pós-processamento. Curva azul: medida; Curva rosa: corrigida [Buhler, 2011]. | 59 |
| Figura 4.19 | Tela do programa de monitoramento desenvolvido. | 60 |
| Figura 4.20 | Fluxo de medição que o software solicita ao instrumento Agilent 34972A. | 62 |
| Figura 5.1 | Temperatura de cada módulo nos momentos das medições. | 72 |
| Figura 5.2 | Temperatura de cada módulo em cada minuto do dia 03/01/2015, dia em que a medição número 4 foi realizada. | 73 |
| Figura 5.3 | Irradiância medida em cada minuto do dia 03/01/2015, dia em que a medição número 4 foi realizada. | 73 |
| Figura 5.4 | Medições de potência máxima do Módulo 1 (UNISOLAR) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor (ver Tabela 5.1). A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida em com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada | 76 |
| Figura 5.5 | Medições de potência máxima do Módulo 2 (SUNGEN) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor. A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida com | 78 |

variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada.

- Figura 5.6 Medições de potência máxima do Módulo 3 (GE ENERGY) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor. A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada. 80
- Figura 5.7 Medições de potência máxima do Módulo 4 (DUPONT) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor. A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada. 82

LISTA DE TABELAS

| | | |
|------------|---|----|
| Tabela 2.1 | Crescimento na produção de geradores fotovoltaicos com diferentes tecnologias de 2003 para 2008, adaptado de Luque e Hegedus, 2011. | 06 |
| Tabela 3.1 | Condições padrão para ensaios de módulos fotovoltaicos | 38 |
| Tabela 3.2 | Classificações de eficiência segundo portaria nº 004/2011 INMETRO, 2011. | 40 |
| Tabela 4.1 | Estimativa da variação da irradiação solar global anual na superfície com o ângulo de inclinação [Piccoli et al, 2014]. | 44 |
| Tabela 4.2 | Valores para os coeficientes da reta de ajuste $y = ax+b$. | 52 |
| Tabela 4.3 | Parâmetros informados na placa e parâmetros medidos dos módulos. | 53 |
| Tabela 4.4 | Coefficientes térmicos dos módulos a serem ensaiados, retirado dos catálogos dos fabricantes. | 53 |
| Tabela 4.5 | Valor de resistência para o ponto de máxima potência e valor instalado. | 55 |
| Tabela 4.6 | Parâmetros mostrados na tela do programa desenvolvido. | 61 |
| Tabela 5.1 | Número de medições realizadas durante o experimento de exposição solar, data e hora. | 64 |
| Tabela 5.2 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 1, antes das correções. | 65 |
| Tabela 5.3 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 2, antes das correções. | 66 |
| Tabela 5.4 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 3, antes das correções. | 67 |
| Tabela 5.5 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 4, antes das correções. | 67 |
| Tabela 5.6 | Parâmetros atmosféricos LABSOL, 30S-51W Terra/Aqua - Omi/Aura SMARTS2, obtido por método de Haag, 2012. | 68 |
| Tabela 5.7 | Valores do fator de correção espectral (MM) para as medições | 69 |

realizadas. Obtido com a resposta espectral de cada tecnologia e com espectro estimado.

| | | |
|-------------|--|----|
| Tabela 5.8 | Valores de irradiância corrigidos com a Equação 2.11 para cada módulo e cada medição realizada com luz natural. | 69 |
| Tabela 5.9 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 1, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 W/m^2$ e $T= 60 ^\circ C$. | 74 |
| Tabela 5.10 | Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio <i>light-soaking</i> , para o Módulo 1, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m ² . | 75 |
| Tabela 5.11 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 2, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 W/m^2$ e $T= 60 ^\circ C$. | 77 |
| Tabela 5.12 | Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio <i>light-soaking</i> para o Módulo 2, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m ² . | 77 |
| Tabela 5.13 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 3, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 W/m^2$ e $T= 60 ^\circ C$. | 79 |
| Tabela 5.14 | Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio <i>light-soaking</i> para o Módulo 3, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m ² . | 79 |
| Tabela 5.15 | Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 4, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 W/m^2$ e $T= 60 ^\circ C$. | 80 |
| Tabela 5.16 | Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio <i>light-soaking</i> para o Módulo 4, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m ² . | 81 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

| | |
|----------|---|
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| AM | Massa de ar |
| ASTM | American Society for Testing and Materials |
| AOD | Profundidade óptica dos aerossóis |
| a-Si | Silício amorfo |
| a-Si:H | Silício amorfo hidrogenado |
| a-SiGe:H | Silício amorfo e germânio hidrogenado |
| CdTe | Telureto de Cádmio |
| CIGS | Disseleneto de cobre, índio e gálio |
| CIS | Disseleneto de cobre e índio |
| c-Si | Silício cristalino |
| DSS | Estado permanente degradado |
| EQE | Eficiência quântica externa |
| EPIA | European Photovoltaic Industry Association |
| IEA | International Energy Agency |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| IDEAL | Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina |
| INMETRO | Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia |
| LABSOL | Laboratório de Energia Solar |
| M1 | Módulo 1 |
| M2 | Módulo 2 |
| M3 | Módulo 3 |
| M4 | Módulo 4 |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| PROMEC | Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica |
| P+ | Polo positivo do módulo conectado na carga resistiva. Polo de potência. |
| P- | Polo negativo do módulo conectado na carga resistiva. Polo de potência. |
| Poli-Si | Silício policristalino |
| SMARTS | Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine |

| | |
|-------------|---|
| UFRGS | Universidade Federal do Rio Grande do Sul |
| TCO | Óxido condutor transparente |
| μ -Si | Silício micro cristalino |
| μ -Si:H | Silício micro cristalino hidrogenado |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | | |
|------------|--|---|
| AM | Massa de ar | [1] |
| c | Velocidade da luz | [m/s] |
| d | Espessura de absorção, inverso da absortividade | [m] |
| E_{QE} | Eficiência quântica externa | [1] |
| E_{ref} | Espectro solar de referência ou espectro solar padrão | [W/ μm] |
| E_{med} | Espectro solar medido | [W/ μm] |
| FF | Fator de forma | [1] |
| G | Irradiância global | [W/m ²] |
| G^S | Irradiância global padrão | [W/m ²] |
| G_{corr} | Irradiância corrigida para o espectro de referência | [W/m ²] |
| G_{med} | Irradiância medida pela célula de referência durante o ensaio | [W/m ²] |
| h | Constante de Planck | [m ² .kg/s] |
| I | Corrente elétrica | [A] |
| I_o | Corrente através do diodo | [A] |
| I_{FG} | Corrente fotogerada | [A] |
| I_{MP} | Corrente no ponto de máxima potência | [A] |
| I_P | Corrente de fuga | [A] |
| I_{SC} | Corrente de curto-circuito | [A] |
| I_{SC}^S | Corrente de curto-circuito para as condições padrão de temperatura e irradiância | [A] |
| k | Constante de Boltzmann | [m ² . kg/K.s ²] |
| m | Fator de idealidade do diodo | [1] |
| MM | Fator de correção espectral | [1] |
| N_S | Número de células em série no módulo fotovoltaico | [1] |
| P_{MP} | Potência máxima do módulo | [W] |
| $P_{máx}$ | Valor máximo da potência máxima entre duas medições consecutivas | [W] |
| $P_{mín}$ | Valor mínimo da potência máxima entre duas medições consecutivas | [W] |
| P_{med} | Valor médio entre $P_{máx}$ e $P_{mín}$ | [W] |
| q | Carga do elétron | [C] |

| | | |
|------------|---|--------------------------|
| QE | Eficiência quântica | [1] |
| R_{MP} | Resistência para ponto de máxima potência nas condições padrão de temperatura e irradiância | [Ω] |
| R_P | Resistência em paralelo do módulo fotovoltaico | [Ω] |
| R_S | Resistência em série do módulo fotovoltaico | [Ω] |
| SR | Resposta espectral | [A/W] |
| SR_{ref} | Resposta espectral da célula de referência | [A/W] |
| SR_{mod} | Resposta espectral do módulo | [A/W] |
| V | Tensão | [V] |
| V_{OC} | Tensão de circuito aberto | [V] |
| V_{OC}^S | Tensão de circuito aberto para as condições padrão de temperatura e irradiância | [V] |
| V_{MP} | Tensão do ponto de máxima potência | [V] |
| T_{cel} | Temperatura da célula | [K] |
| T | Temperatura | [$^{\circ}\text{C}$] |
| α | Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura | [A/ $^{\circ}\text{C}$] |
| β | Coefficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura | [V/ $^{\circ}\text{C}$] |
| λ | Comprimento de onda | [m] |
| ρ | Massa específica | [kg/m ³] |

1. INTRODUÇÃO

A demanda mundial de energia é crescente e com isso também aumenta a necessidade de se buscar tecnologias de geração que produzam menor impacto na natureza. A energia solar fotovoltaica transforma energia solar diretamente em energia elétrica e utiliza um recurso que pode ser considerado como inesgotável, o Sol. Segundo o último relatório publicado pela *European Photovoltaic Industry Association* [EPIA, 2014a], a capacidade acumulada de energia solar fotovoltaica no mundo atingiu 138,9 GW em 2013, sendo que somente neste ano o total instalado foi de 38,4 GW.

A história da conversão fotovoltaica iniciou no século 19, mais precisamente em 1883, sendo que a partir desta data e até os cem anos decorrentes, as tecnologias desenvolvidas foram quase que totalmente aplicadas em atividades espaciais ou de pesquisa apenas. Comercialmente, a energia solar começou a ganhar força a partir de 1980, quando a produção de células fotovoltaicas de silício cristalino (c-Si) se tornou mais eficiente e também dominada por um maior grupo de empresas. A fabricação de células com silício cristalino foi assistida pelos métodos já conhecidos de fabricação da indústria microeletrônica, vantagem que ajudou essa tecnologia a garantir 90% da produção de geradores fotovoltaicos em 2009 [Luque e Hegedus, 2011]. Atualmente, módulos com a tecnologia de silício cristalino são referenciados como módulos fotovoltaicos de primeira geração. Outras tecnologias também vêm sendo desenvolvidas desde o século 19, porém até hoje nenhuma delas foi capaz de superar a fatia correspondente ao silício cristalino, que em 2013 representou 80% da capacidade de produção de geradores fotovoltaicos [EPIA, 2014b].

Os módulos fotovoltaicos com a tecnologia de filmes finos ganharam interesse da indústria por possuírem algumas vantagens em relação aos com a tecnologia de silício cristalino, sendo as principais:

- Menor quantidade de material semicondutor necessário;
- Menor custo se produzido em grande quantidade;
- Maior flexibilidade na confecção de módulos para atender diferentes requisitos estéticos em algumas aplicações;
- Possibilidade de produção de módulos flexíveis.

Os filmes finos podem ser depositados em substratos flexíveis, o que, além de facilitar a fabricação em grandes quantidades, também possibilita criar módulos que tenham essa propriedade. Igualmente, os painéis de filmes finos geralmente apresentam coloração mais escura e possuem cor uniforme, pois o filme ocupa toda a parte superior do módulo. Essas características podem os tornar esteticamente favoráveis quando comparados aos módulos de silício cristalino para algumas aplicações. Os módulos fotovoltaicos com tecnologia de filmes finos são referenciados como módulos fotovoltaicos de segunda geração.

A grande desvantagem dos geradores fotovoltaicos com filmes finos é a baixa eficiência, que, para algumas tecnologias, é 40% inferior quando comparada aos módulos com c-Si. Analisando 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 pode ser compensada pelo seu menor custo. Contudo, para que a potência instalada seja a mesma, se faz necessário maior área para a instalação e isso traz novos custos ao comprador, como estrutura de sustentação dos módulos fotovoltaicos e área livre de sombras disponível, por exemplo.

Alguns tipos de módulos com tecnologia de filmes finos são reconhecidamente instáveis nas primeiras horas de exposição solar, sendo que algumas tecnologias apresentam aumento de potência e, outras, degradação de potência. Esse fato motivou a prática de pesquisas para estudar os efeitos que causam essa instabilidade e resultou na padronização de um ensaio de exposição solar, do inglês *light-soaking*, presente na norma internacional IEC 61646/2008 [IEC, 2008a]. Esse procedimento é utilizado em muitos países como um dos testes de conformidade para módulos fotovoltaicos com a tecnologia de filmes finos, sendo requisito para que o equipamento possa ser comercializado dentro do país.

Assim como os módulos de silício cristalino, os módulos com tecnologia de filmes finos são atualmente testados e certificados no Brasil segundo a portaria 004/2011 do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO [INMETRO, 2011]. Os ensaios previstos nesse documento ainda não contemplam o *light-soaking*. Todavia, existe a expectativa que nos próximos anos o Brasil venha a exigir esse tipo de ensaio, fato que motiva a elaboração do trabalho desenvolvido nessa dissertação.

1.1. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia de ensaio de *light-soaking*, construir a bancada de testes e obter resultados experimentais desses ensaios, mostrando a importância de submeter os módulos fotovoltaicos com tecnologias de filmes finos a este ensaio.

Para obter os objetivos principais, diferentes metas foram estabelecidas e são apresentadas como objetivos secundários e específicos:

- Montar estrutura metálica para exposição dos módulos fotovoltaicos à radiação solar;
- Estabelecer o procedimento básico de operação dos ensaios previstos;
- Desenvolver e operacionalizar o sistema de aquisição de dados para monitorar os parâmetros necessários no ensaio;
- Executar a instalação elétrica para operacionalizar o sistema;
- Aplicar a metodologia como forma de validar o procedimento.

2. GERADORES FOTOVOLTAICOS

O efeito fotovoltaico é a absorção dos fótons incidentes no material semicondutor e a consequente conversão desta energia em eletricidade. A célula fotovoltaica consegue aproveitar os fótons que incidem com energia suficiente para que os elétrons da banda de valência do semicondutor passem a um estado de energia superior, ou seja, passem para a banda de condução. Essa energia necessária é chamada de *gap* energético e é uma característica do material da célula fotovoltaica. Genericamente, os geradores fotovoltaicos são os dispositivos capazes de absorver a radiação solar e transformá-la em energia elétrica.

2.1. Histórico, expectativas e desafios

Atualmente, os diferentes tipos de tecnologias fotovoltaicas são classificados conforme a cronologia de sua utilização e importância no mundo. Os geradores fotovoltaicos de silício cristalino são ditos de primeira geração, pois esta foi a primeira tecnologia fotovoltaica aplicada em larga escala e ainda representa a maior parte da produção mundial de módulos fotovoltaicos. Já a tecnologia de filmes finos é referenciada como fotovoltaica de segunda geração, pois em termos de participação no mercado e em campos de pesquisa fica em segundo lugar. O ritmo desta última é de crescimento e na época de sua inserção no mercado foi apresentada como uma nova geração de módulos. Existe também a terceira geração de tecnologia fotovoltaica, que é composta por tecnologias ainda em desenvolvimento e, atualmente, não são comercialmente competitivas, como por exemplo, células orgânicas sensibilizadas por corantes.

O estudo realizado pela IEA, *International Energy Agency* [IEA, 2014] prevê que, em 2050, a capacidade mundial instalada de produção de energia fotovoltaica será de 4,6 TW, correspondendo a 16% do total da capacidade de produção de energia instalada no mundo. Para chegar nesse valor final, a capacidade anual de geração fotovoltaica precisará crescer em média 124 GW por ano, sendo que os anos em que será mais expressivo será entre 2025 e 2040, com valor de 200 GW ao ano.

O gráfico da Figura 2.13 mostra a evolução da capacidade instalada de energia fotovoltaica desde 2000 até 2013 [EPIA, 2014b]. Os países europeus mantêm a maior capacidade instalada desde 2005, contudo pode-se verificar que a capacidade instalada na

China cresceu expressivamente a partir de 2010, ultrapassando a capacidade instalada de todos os países das Américas e indicando que, no futuro próximo, pode assumir o maior peso nessa comparação. A capacidade total instalada atingiu 138.833 MW em 2013, sendo que no ano 2000 os registros mostravam 1.288 MW.

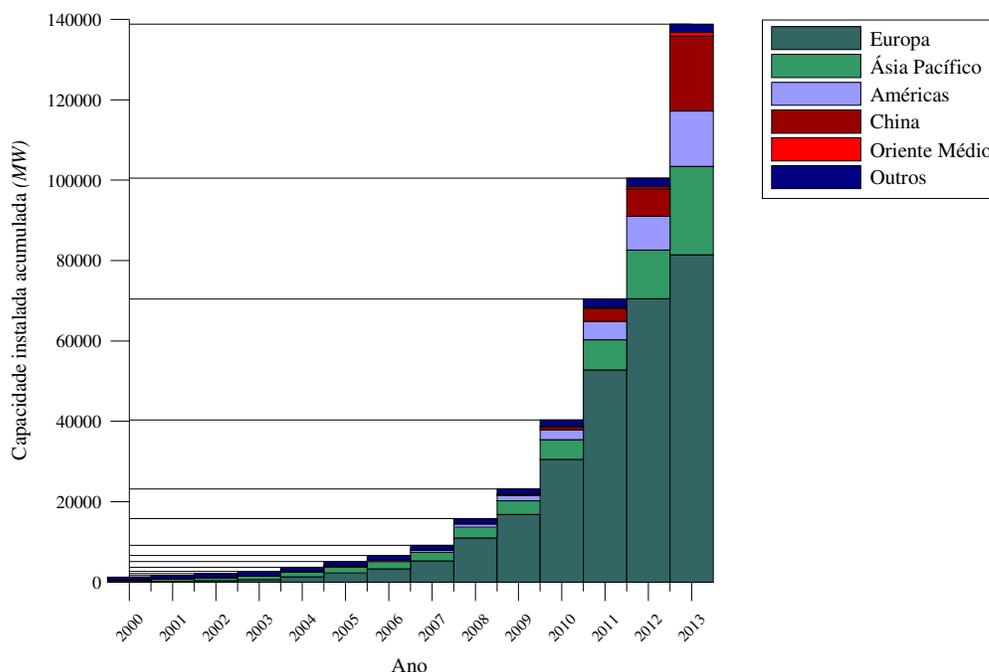


Figura 2.1 – Evolução da capacidade de geração fotovoltaica instalada no mundo, dados retirados de EPIA, 2014b.

A Tabela 2.1, adaptada de Luque e Hegedus, 2011, mostra o crescimento do mercado de produção para as diferentes tecnologias de geração fotovoltaica. Pode-se ver que a tecnologia de filmes finos avançou 2148% de 2003 até 2008 enquanto a tecnologia silício cristalino avançou 982%. Mesmo assim, em 2008 filmes finos representaram ainda apenas 13% do total da produção de geradores fotovoltaicos. O silício amorfo, gradativamente perde espaço para outras tecnologias de filmes finos por possuir menor eficiência.

O estudo *Global Market Outlook* [EPIA, 2013] faz uma projeção até 2017 do crescimento da capacidade de produção de energia fotovoltaica para diferentes tecnologias e conclui que o silício cristalino até 2017 ainda deve representar aproximadamente 80% do total da capacidade instalada de energia fotovoltaica no mundo. As principais razões para isso são:

elevada maturidade dessa tecnologia, grande capacidade de fabricação já instalada e produção a preços competitivos na China. Módulos de segunda geração ainda deverão representar de 10 a 20% da capacidade instalada de energia fotovoltaica até 2017, em razão do preço competitivo que o c-Si vem e continuará sendo comercializado.

Tabela 2.1 – Crescimento na produção de geradores fotovoltaicos com diferentes tecnologias de 2003 para 2008, adaptado de Luque e Hegedus, 2011.

| Tecnologia | 2003 | | 2008 | |
|-------------------------------|------|-----|------|-----|
| | MW | % | MW | % |
| <i>c-Si</i> | 704 | 93 | 6915 | 87 |
| <i>a-Si</i> | 34 | 4,5 | 403 | 5 |
| <i>CdTe</i> | 8 | 1 | 506 | 7 |
| <i>Cu(InGa)Se₂</i> | 4 | 0,5 | 79 | 1 |
| Total Filmes Finos | 46 | 7 | 988 | 13 |
| Total | 750 | 100 | 7910 | 100 |

Comparando-se as tecnologias de filmes finos, o a-Si:H carrega maior bagagem tecnológica do que as demais. Contudo, gradativamente, o silício amorfo vem sendo substituído por tecnologias que apresentam eficiências maiores, como Cu(InGa)Se₂, CdTe ou ainda por células de multijunção como, por exemplo, a junção de silício amorfo e silício microcristalino (μ -Si). A expectativa, para os próximos anos, é que a tecnologia de filmes finos que deve receber maior investimento em aumento de produção seja Cu(InGa)Se₂ [EPIA, 2013].

Células de multijunção com filmes finos também são utilizadas em concentradores fotovoltaicos. Esses dispositivos atingem eficiências maiores, contudo somente produzem energia com radiação solar direta, ou seja, não produzem em dias nublados. Além disso, precisam de um dispositivo seguidor solar para concentrar a radiação direta em células de área pequena. Esses fatores os tornam mais caros e ainda com pouca viabilidade para aplicações em instalações de grande e pequeno porte. Contudo, espera-se que nos próximos anos essa tecnologia conquiste um mercado específico atingindo aproximadamente 1 GW de capacidade instalada até 2017 [EPIA, 2013].

A Figura 2.2 mostra um gráfico adaptado de EPIA, 2013 com os dados de capacidade de geração fotovoltaica para as tecnologias que não utilizam silício cristalino. Esse estudo prevê que a capacidade total instalada destas tecnologias será de 13.385 MW em 2017. A

previsão é que tecnologias com nichos de mercado mais específicos, como concentradores fotovoltaicos e células de alta eficiência, ganhem mais investimento, enquanto o silício amorfo perde espaço para CdTe e, principalmente, para a tecnologia CIGS.

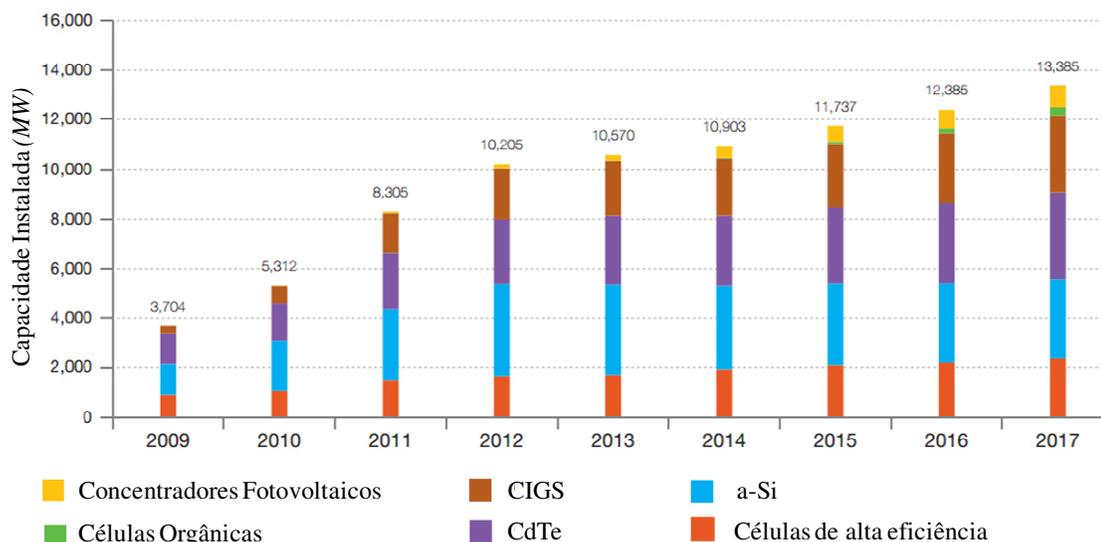


Figura 2.2 – Previsão da capacidade de geração fotovoltaica de tecnologias sem silício cristalino até 2017, adaptado de EPIA, 2013.

2.1.1. Desafios das tecnologias de filmes finos em células fotovoltaicas

Existem muitos desafios para essa tecnologia de segunda geração de módulos fotovoltaicos e esses obstáculos explicam porque que esses módulos nunca dominaram o mercado. A tecnologia de silício cristalino aproveitou os equipamentos e muitos processos de produção que já vinham sendo utilizados pela indústria microeletrônica, o que também ajudou para que o c-Si recebesse maior credibilidade dentre os investidores e, conseqüentemente, maior apoio financeiro para ser comercializado e aprimorado. Enquanto isso, a indústria de células fotovoltaicas de filmes finos precisou desenvolver seus próprios equipamentos e processos.

Comparativamente ao silício cristalino, os módulos com tecnologia de filmes finos são produzidos com menor custo e, em geral, comercializados a preços mais baixos, contudo apresentam eficiências menores. O menor preço de produção está diretamente ligado a

produção em grandes volumes e, com uma demanda abaixo do esperado, os módulos de filmes finos não atingiram preços competitivos a ponto de dominar o mercado.

As principais tecnologias são a-Si:H, Cu(InGa)Se₂ e CdTe, já possuem grande base de pesquisa e o comportamento de cada célula é conhecido. As células de silício amorfo possuem efeito de deteriorização da potência com a exposição solar, contudo esse efeito é previsível e pode ser parcialmente revertido em operação. As células com Cu(InGa)Se₂ e CdTe tem comportamento estável, desde que não sofram com penetração de umidade, o que pode gerar modos de degradação específicos, conforme descrito por Luque e Hegedus, 2011.

2.2. Módulos fotovoltaicos

As células, em geral, apresentam tensões relativamente baixas, aproximadamente 0,6 V para o silício cristalino, por isso são associadas em série em um módulo fotovoltaico. As células produzidas com a tecnologia de filmes finos apresentam tensões mais elevadas, em geral um pouco acima de 1,0 V.

2.2.1. Equação característica corrente versus tensão de módulos fotovoltaicos

A corrente gerada por uma célula fotovoltaica depende, entre vários outros parâmetros, da geração de portadores de cargas devido à absorção da luz e também dos efeitos de recombinação que ocorrem no material semiconductor.

É possível representar o módulo fotovoltaico ou a célula por um circuito equivalente. A Equação 2.1 mostra o modelo de um diodo para módulos fotovoltaicos e a Figura 2.3 o circuito equivalente com um diodo para uma célula fotovoltaica. Na Figura 2.3, I_p é a corrente de fuga, ou seja, é a corrente gerada que não é conduzida para a carga externa.

$$I = I_{FG} - I_o \left(e^{q(V+IR_S)/N_S m k T_{cel}} - 1 \right) - \frac{(V + IR_S)}{R_P} \quad (2.1)$$

onde I_o é a corrente que passa pelo diodo, I_{FG} é a corrente fotogerada; R_S é a resistência em série do módulo, R_P é a resistência em paralelo do módulo, N_S é o número de células em série no módulo fotovoltaico, q é a carga do elétron; V é a tensão nos terminais do módulo; k é a constante de Boltzmann, T_{cel} é a temperatura das células e m é o fator de idealidade do diodo.

A corrente fotogerada será igual à corrente de curto-circuito para o caso ideal onde não existam resistências parasitas. Na prática, pode-se considerar que a corrente fotogerada seja aproximadamente igual à corrente de curto-circuito, o que será demonstrado a seguir.

As células são desenvolvidas e instaladas em módulos de maneira que os valores de R_P sejam altos, ou seja, para que na prática ocorram valores muito baixos de fuga de corrente. Da mesma maneira, elas são produzidas para que a resistência em série, R_S , seja muito baixa, resultando em boa condução da corrente gerada e baixas perdas até os terminais dos módulos.

Pode-se ver que, fazendo-se $I=I_{SC}$ a tensão torna-se nula e, considerando que a relação R_S/R_P é muito pequena e que $I_{FG} \gg I_o (e^{q(IR_S)/N_S m k T_{cel}} - 1)$, a Equação 2.1 resulta em $I_{FG} = I_{SC}$.

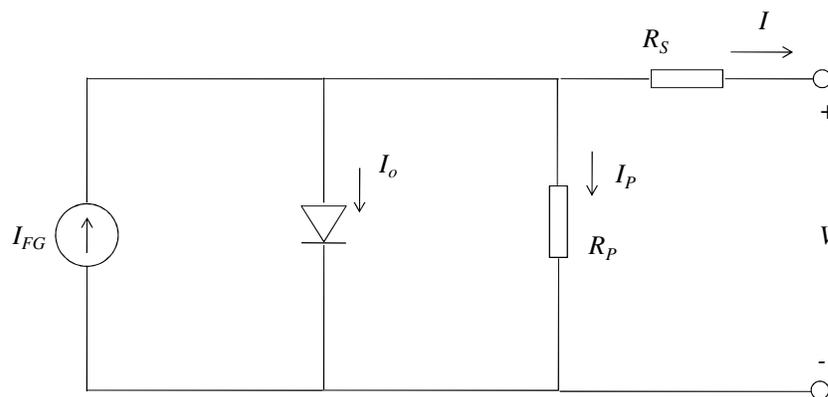


Figura 2.3 – Representação de uma célula fotovoltaica com circuito equivalente de um diodo.

No modelo de um diodo, o fator de idealidade do diodo geralmente é um valor entre 1 e 2. Existe também a representação do módulo fotovoltaico ou da célula por um modelo de dois diodos.

2.2.2. Curva característica corrente versus tensão de módulos fotovoltaicos

A curva característica tensão versus corrente de um gerador fotovoltaico é a soma das respostas que cada célula fotovoltaica apresenta, em tensão e corrente, para uma determinada condição de radiação solar incidente e temperatura das células. Essa curva representa o módulo fotovoltaico como um todo, ou seja, representa a qualidade e desempenho das células, da

fabricação dos componentes e da montagem do conjunto. Por isso, a curva I-V é muito importante na caracterização dos módulos fotovoltaicos.

A curva característica pode ser obtida matematicamente, através da representação de uma célula fotovoltaica por um circuito equivalente e informações referentes à junção PN da célula, como espessuras das camadas, densidade de dopagem, superfície de recombinação, difusividade, tempo de vida e comprimento de difusão. Igualmente, pode ser obtida experimentalmente, submetendo-se a célula ou o módulo fotovoltaico a uma exposição luminosa que represente a radiação solar e temperatura em determinada condição preestabelecida e realizando-se uma varredura de tensão e registrando os dados que compõem os pares I-V.

A Figura 2.4 mostra uma curva característica de um módulo fotovoltaico com a tecnologia de filmes finos. A partir desse gráfico podem-se obter parâmetros importantes na caracterização dos módulos, a saber:

- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): é a máxima corrente possível de se obter em um módulo fotovoltaico, porém é a corrente correspondente a situação em que não se tem nenhuma carga conectada nos terminais do módulo, apenas o curto entre os terminais. Sendo assim, para essa situação a tensão entre os terminais é nula. Esse ponto na curva aparece no canto esquerdo superior da curva I-V;
- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é a máxima tensão possível de se obter em um módulo fotovoltaico, porém ocorre quando os terminais do módulo estão em circuito aberto, ou seja, não estão conectados;
- Corrente de máxima potência (I_{MP}): é a corrente que corresponde ao par I-V cujo produto produz o maior valor possível de potência para essa curva característica;
- Tensão de máxima potência (V_{MP}): é a tensão que corresponde ao par I-V cujo produto produz o maior valor possível de potência para a referida curva característica;
- Potência máxima ou potência nominal (P_{MP}): é resultante do produto $I_{MP} \times V_{MP}$ e representa a potência máxima desse módulo fotovoltaico nessas condições de radiação e temperatura;

- Fator de forma (FF): mede o quanto o produto $I_{MP} \cdot V_{MP}$ se aproxima do produto entre os valores máximos de corrente e tensão, $I_{SC} \cdot V_{OC}$. As iniciais FF vêm do nome em inglês *fill factor*.

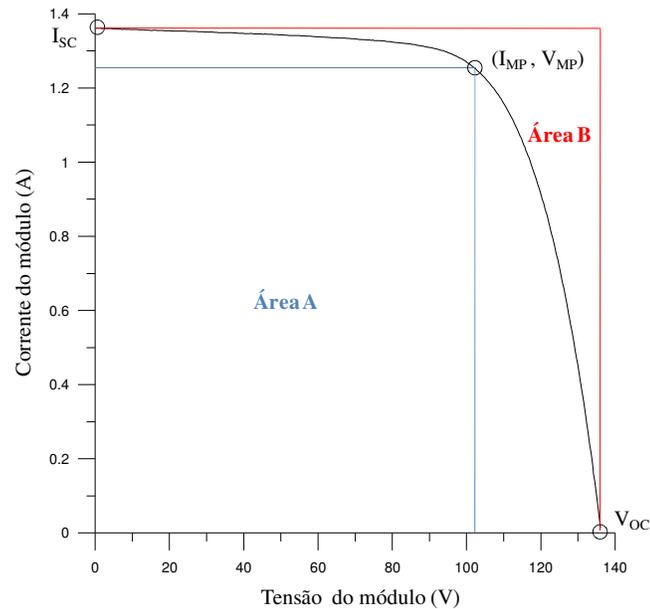


Figura 2.4 – Exemplo curva I-V de um módulo fotovoltaico de filmes finos.

Na curva I-V da Figura 2.4 as linhas em cor azul formam a área “A” e as linhas em cor vermelha formam a área “B”. O fator de forma da curva característica é a relação entre essas áreas, sendo que o cálculo desses valores nada mais é do que a multiplicação entre a corrente e a tensão nas extremidades de cada retângulo formado. A Equação 2.2 mostra a definição do fator de forma.

$$FF = \frac{(I_{MP}V_{MP})}{(I_{SC}V_{OC})} \quad (2.2)$$

É possível verificar que o fator de forma sempre será menor do que 1 e que quanto maior o seu valor melhor é o módulo fotovoltaico. Quanto maior o valor de FF , mais a curva se aproximará de uma forma retangular, ou seja, o retângulo A e B da Figura 2.4 terão áreas mais próximas.

Na curva I-V, para valores baixos de tensão, o módulo fotovoltaico apresenta valores de corrente que variam pouco, sendo que a partir de um determinado valor de tensão a corrente cai abruptamente. Próximo dessa curvatura está o ponto de máxima potência, ou seja, o ponto onde o produto da corrente e da tensão resulta no maior valor possível potência para esta curva I-V.

É importante ressaltar que a curva característica depende das condições de radiação e temperatura. Os fabricantes fornecem os dados de potência nominal para as condições padrão de radiação e temperatura do módulo, que são 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$ respectivamente, essas condições são favoráveis para se realizar testes em laboratórios com temperatura controlada e simuladores solares, porém, na prática dificilmente se consegue essa condição. Dessa maneira, devem-se conhecer os efeitos que a temperatura e a radiação causam na curva característica.

2.2.3. Efeito da intensidade da radiação solar incidente na curva característica

É intuitivo que a intensidade de radiação solar produz um efeito proporcional na geração de corrente da célula fotovoltaica, pois quanto maior for a incidência de fótons maior será a geração de pares elétrons lacunas, portadores de carga, dentro do semiconductor, desde que possuam energia suficiente para que o elétron passe da banda de valência para a banda de condução.

A tensão de circuito aberto varia com o logaritmo natural da incidência de radiação, visto que a relação entre corrente e tensão da célula é exponencial. As Equações 2.3 e 2.4 mostram essas relações para a corrente de curto-circuito e para a tensão de circuito aberto, respectivamente, considerando apenas o efeito da intensidade da radiação solar incidente [Araújo et al, 1985].

$$I_{SC} = I_{SC}^S \frac{G}{G^S} \quad (2.3)$$

$$V_{OC} = V_{OC}^S + (N_S m k T_{cel} / q) \ln(G / G^S) \quad (2.4)$$

onde I_{SC}^S é a corrente de curto-circuito para a condição padrão; G^S é o valor de irradiância padrão e G é a irradiância que o módulo está sendo submetido. V_{OC}^S é a tensão de circuito aberto para a condição padrão. A Figura 2.5 ilustra a influência da radiação na curva tensão

versus corrente de um módulo fotovoltaico de filmes finos, mantendo-se constante a temperatura do módulo.

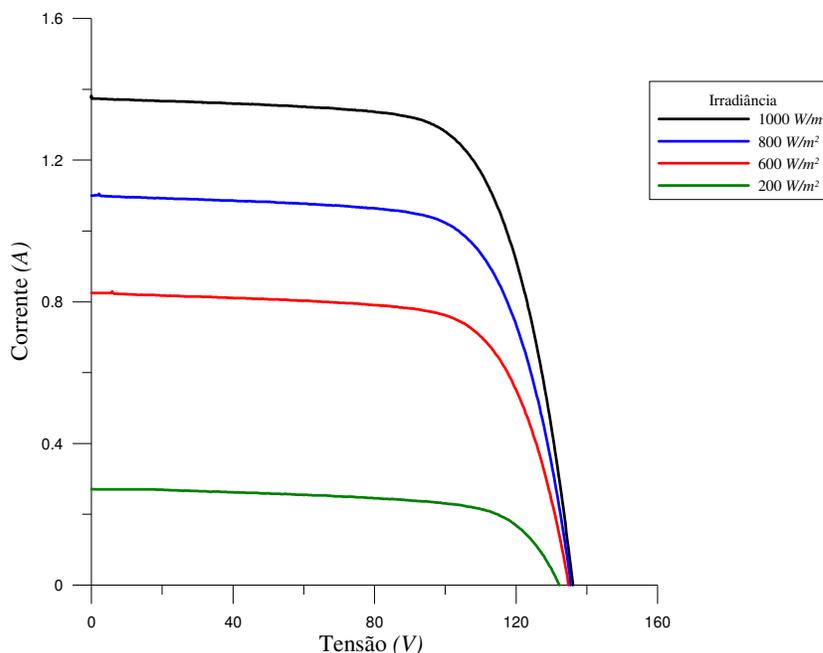


Figura 2.5 – Curva característica de módulo fotovoltaico com tecnologia de filmes finos para diferentes irradiâncias.

2.2.4. Efeito da temperatura do módulo fotovoltaico na curva característica

A temperatura das células fotovoltaicas ou do módulo como um todo também influenciam na resposta de tensão e corrente. Mantendo-se a irradiância constante e aumentando-se a temperatura das células, a corrente de curto-circuito apresenta um ligeiro aumento, que ocorre devido ao ganho de energia que os elétrons da banda de valência do material semiconductor apresentam. Com esse ganho, o *gap* energético reduz e os elétrons passam com mais facilidade para a banda de condução.

O efeito na tensão de circuito aberto é contrário, pois ela diminui com o aumento da temperatura. O aumento de corrente e a diminuição na tensão são caracterizados por coeficientes térmicos e são amplamente utilizados, principalmente para realizar as correções das curvas características quando estas forem obtidas em condições diferentes da que se deseja

obter. As Equações 2.5 e 2.6 mostram a definição desses coeficientes [CEPEL- CRESESB, 2014].

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T_{cel}} \quad (2.5)$$

$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T_{cel}} \quad (2.6)$$

onde α é o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura da célula, em A/°C e β é o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura da célula, em V/°C por célula.

O mesmo módulo fotovoltaico da Figura 2.5 tem sua curva característica novamente mostrada na Figura 2.6, porém dessa vez a irradiância é mantida constante e a temperatura da célula varia entre 25 e 65 °C. Em dias de verão é comum módulos fotovoltaicos que estejam expostos ao ambiente exterior funcionarem a temperaturas próximas a 60 °C. Por isso conhecer esses coeficientes é muito importante para calcular os parâmetros I_{SC} e V_{OC} em diferentes condições de temperatura.

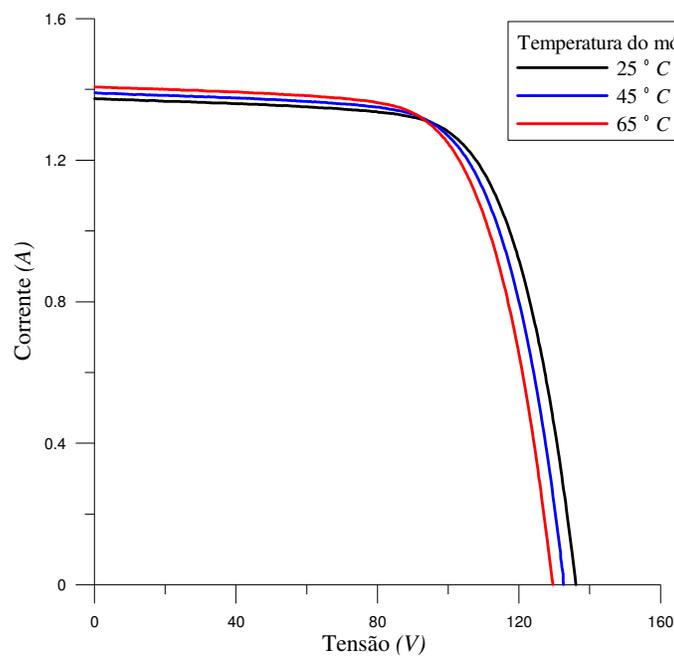


Figura 2.6 – Curva característica de módulo fotovoltaico com tecnologia de filmes finos para diferentes temperaturas e mesmas irradiâncias.

2.2.5. Métodos para correção da curva característica I-V em função da temperatura e da irradiância

Existe uma condição padrão de temperatura e irradiância para a medição da curva I-V de um módulo fotovoltaico. Quando a curva é obtida em ambiente não controlado, como ao ar livre, por exemplo, muito provavelmente a curva característica obtida precisará ser corrigida para as condições padrão para fins de avaliação de conformidade e comparação de resultados. Existem diferentes métodos para corrigir a curva característica, sendo alguns descritos em normas internacionais, como ASTM E 1036 [ASTM, 2012a] e IEC 891 [IEC, 1987] e brasileira NBR-12302 [ABNT, 1991a]. Conforme apresentado no trabalho de Buhler, 2011, os métodos propostos nas normas NBR-12302 e IEC 891 apresentam resultados satisfatórios, mas exigem a determinação de diversas curvas em condições controladas para obtenção de parâmetros utilizados nas equações de ajuste, o que os torna bastante trabalhosos. O método proposto pela norma ASTM E 1036 [ASTM, 2012a] também é consideravelmente trabalhoso porque indica a obtenção de uma matriz com ao menos 36 curvas características referentes a diferentes condições de temperatura e irradiância.

Com o objetivo de tornar a correção das curvas características mais prática e ao mesmo tempo precisa, um método de translação ponto a ponto da curva característica foi proposto por Alonso, 2002. Esse método é comumente referenciado como método de translação geométrica. Os pontos são deslocados igualmente com relação ao eixo tensão e corrente levando em conta os efeitos causados pela temperatura e pela irradiância descritos anteriormente e também levando em consideração o fator de idealidade.

Ainda segundo Buhler, 2011, resultados experimentais mostram que embora o acréscimo ou decréscimo na tensão e na corrente seja o mesmo ao longo da curva I-V, isso não evita que o fator de forma varie na translação. Buhler, 2011 também mostrou que o método por translação geométrica apresenta bons resultados quando as diferenças de temperatura e irradiância são pequenas, sendo que para diferenças maiores o método descrito na norma ASTM E 1036 é o mais preciso.

2.3. Distribuição espectral da radiação solar

A variação da intensidade de radiação solar com o comprimento de onda é a chamada distribuição espectral solar. Em aplicações fotovoltaicas terrestres, muitas vezes, é necessário

conhecer a distribuição de energia total que incide sobre uma unidade de área em função do comprimento de onda, que é a irradiância espectral solar global.

2.3.1. Massa óptica de ar (AM)

A irradiância espectral solar depende, dentre outros fatores, da composição da atmosfera, da massa óptica de ar (razão entre a massa da mesma substância no caminho óptico do feixe incidente e a massa da mesma substância no caminho óptico vertical) e também da quantidade de nuvens, que causam reflexão da radiação solar aumentando a parcela de radiação difusa.

A massa óptica de ar é definida pela Equação 2.7:

$$AM = \frac{\int_0^{\infty} \rho dl}{\int_0^{\infty} \rho dz} \cong \sec(Z) \quad (2.7)$$

onde AM é a massa de ar, ρ é a densidade do meio, dl é o caminho óptico de integração e Z é o ângulo zenital.

A norma americana ASTM G-173 [ASTM, 2012b] apresenta um espectro solar padrão para massa de ar igual a 1,5. Esse espectro padrão é o mesmo apresentado pela norma internacional IEC 60904-3 [IEC, 2008b], sendo amplamente utilizado como referência para ensaios de caracterização de módulos fotovoltaicos, inclusive no Brasil. A Figura 2.7 mostra a distribuição espectral padrão definida pela norma ASTM G-173.

2.3.2. Estimativa da distribuição espectral através de dados de satélites

O trabalho desenvolvido por Haag, 2012 apresentou uma metodologia para estimar a distribuição espectral da irradiância solar terrestre através de dados obtidos por instrumentos a bordo de satélites, radiômetros em superfície e radiossondagem. Com os dados atmosféricos que influem na caracterização do espectro, o modelo computacional SMARTS2 (*Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine*), Gueymard, 1995, pode ser utilizado para se obter a estimativa da distribuição espectral. A Figura 2.8a mostra uma imagem da tela inicial do programa SMARTS2 e a Figura 2.8b mostra a tela de configuração, que é utilizada para a inserção dos parâmetros de entrada atmosféricos.

ASTM G173-03 Espectro Referência

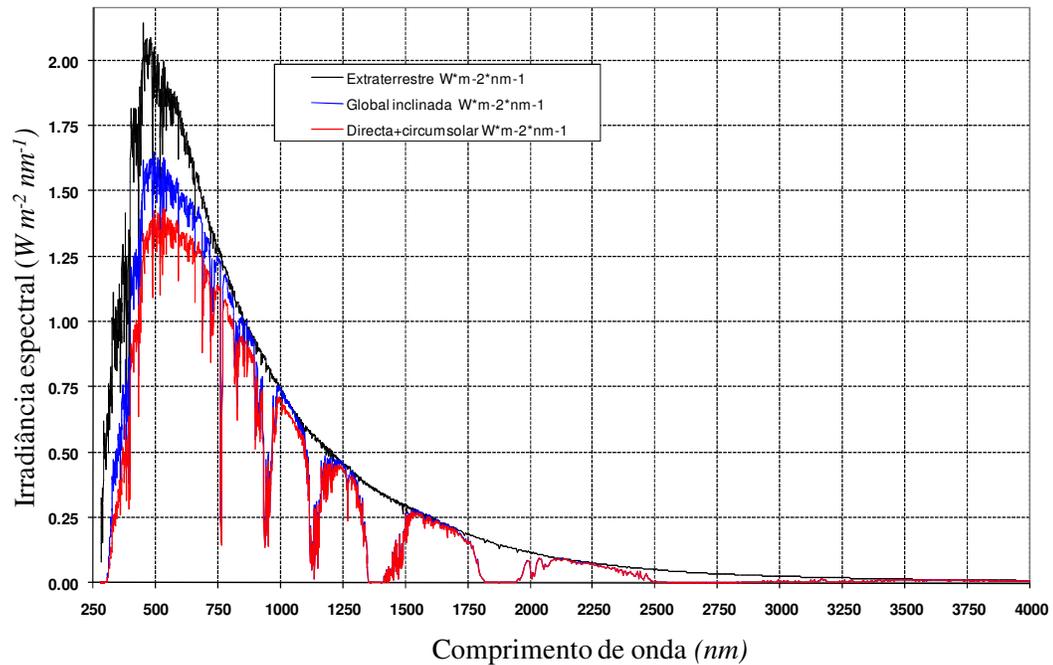


Figura 2.7 – Distribuição espectral conforme referência ASTM G173-03. Adaptado de NREL, 2015.

Para a aquisição dos dados de entrada do SMARTS2, Haag, 2012 utilizou dados dos sensores a bordo dos satélites TERRA e AQUA. O primeiro foi lançado pela NASA em 1999 com o objetivo de monitorar e estudar a atmosfera terrestre, terrenos, oceanos e energia radiante. O TERRA possui cinco sensores para realizar essas medições. Já o AQUA foi lançado em 2002 e possui seis sensores a bordo para medição do ciclo da água do planeta, vapor na atmosfera, nuvens, umidade no solo e outros parâmetros. Uma das vantagens de se aplicar essa metodologia é que se pode obter o espectro solar para determinada data e hora no passado, desde que o banco de dados para esse momento esteja disponível. Detalhes sobre como obter e interpretar os dados necessários pode ser visto em Haag, 2012 e Haag e Krenzinger, 2014.

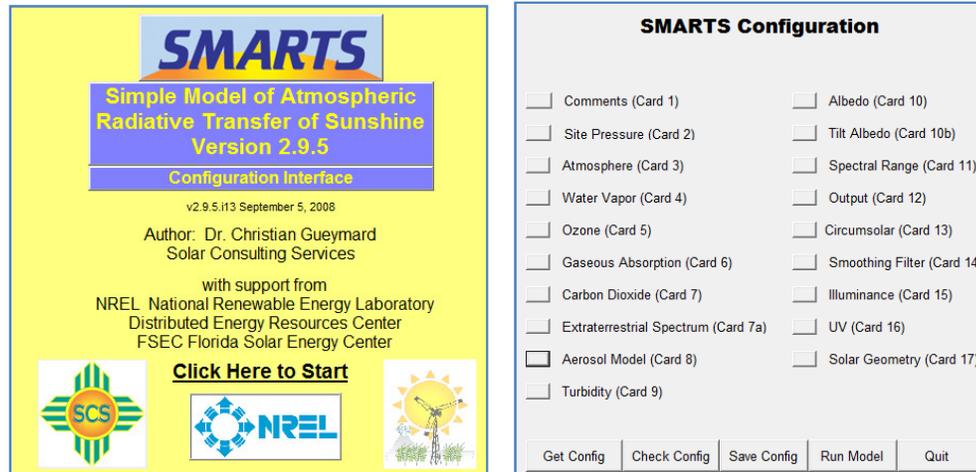


Figura 2.8 – Programa SMARTS2. a) Tela inicial do programa. b) Tela de configuração para a entrada de parâmetros que influem na caracterização do espectro solar.

2.3.3. Resposta espectral de módulos fotovoltaicos

Os fótons que não possuem energia suficiente para gerar o par elétron-lacuna na célula fotovoltaica não são aproveitados, já os fótons que possuem energia superior à mínima necessária podem ser absorvidos e, caso sejam, a energia excedente é transformada em calor. A resposta espectral mede esse aproveitamento de energia, pois é a razão entre a corrente gerada na célula fotovoltaica e a potência radiante que incide sobre a mesma, para cada comprimento de onda. A resposta espectral está relacionada com a eficiência quântica, que é a razão entre o número de elétrons capturados na célula e o número de fótons incidentes na célula fotovoltaica, para uma determinada energia ou comprimento de onda. A Equação 2.8 mostra essa relação:

$$SR(\lambda) = \frac{q\lambda}{hc} QE \quad (2.8)$$

onde SR é a resposta espectral, λ é o comprimento de onda, h é a constante de Planck, c é a velocidade da luz e QE é a eficiência quântica. A Equação 2.8 pode ser simplificada pela Equação 2.9 quando λ está expresso em nm:

$$SR(\lambda) = QE \cdot \lambda / 1239,84 \quad (2.9)$$

Os módulos fotovoltaicos com tecnologias distintas apresentam diferentes respostas espectrais, pois o material da célula tem influência direta na resposta espectral. A Figura 2.9 mostra a eficiência quântica externa, EQE , de módulos e células fotovoltaicas de diferentes tecnologias. A eficiência quântica externa inclui perdas ópticas como, por exemplo, as perdas por reflexão e transmissão do vidro frontal de uma célula.

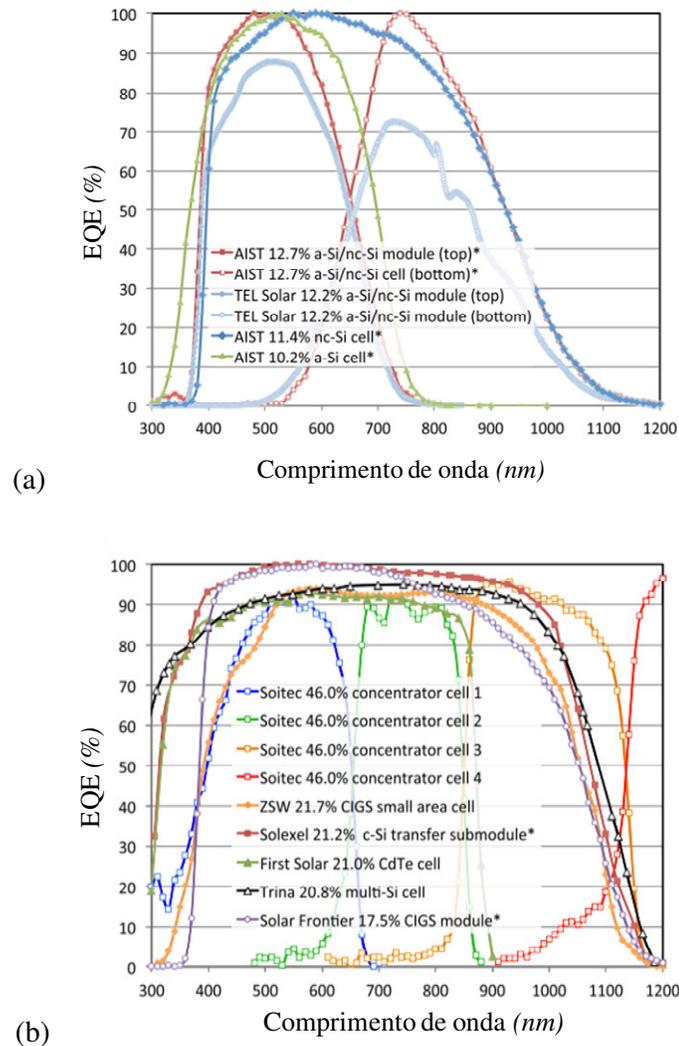


Figura 2.9 – Eficiência quântica externa (EQE) de módulos e células fotovoltaicas de alta eficiência e diferentes tecnologias: (a) comparação entre módulos fotovoltaicos com

diferentes tecnologias de filmes finos; (b) comparação entre células de multijunção utilizadas em concentradores fotovoltaicos e tecnologias de filmes finos. Adaptado de Green et al, 2015.

2.3.4. Fator de correção espectral

O fator de correção espectral é utilizado para se obter a curva I-V de um módulo fotovoltaico medida com um espectro solar diferente do padrão, corrigida para o espectro solar padrão ou outro espectro solar de referência. A correção espectral não é necessária se a resposta espectral do módulo for idêntica a resposta espectral da célula de referência utilizada na medição. Nesse caso, conforme descrito em [IEC, 2008c], a medição obtida na célula de referência especifica qual intensidade de corrente de curto-circuito no espectro padrão que irá gerar a mesma corrente de curto-circuito no módulo fotovoltaico no espectro medido durante o ensaio da curva I-V.

Quando a tecnologia da célula de referência é diferente da tecnologia do módulo fotovoltaico, existe um descasamento entre as respostas espectrais e uma correção espectral deve ser realizada, considerando que as medições sejam realizadas em espectro diferente do espectro padrão.

A Equação 2.10 mostra a definição do fator de correção espectral, conforme apresentado na norma internacional IEC 60904-7 [IEC, 2008c].

$$MM = \frac{\int E_{ref}(\lambda)SR_{ref}(\lambda)d\lambda \cdot \int E_{med}(\lambda)SR_{mod}(\lambda)d\lambda}{\int E_{med}(\lambda)SR_{ref}(\lambda)d\lambda \cdot \int E_{ref}(\lambda)SR_{mod}(\lambda)d\lambda} \quad (2.10)$$

onde MM é o fator de correção espectral, $E_{ref}(\lambda)$ é o espectro solar de referência ou o espectro solar padrão, $SR_{ref}(\lambda)$ é a resposta espectral da célula de referência, $E_{med}(\lambda)$ é o espectro solar medido no momento do ensaio e $SR_{mod}(\lambda)$ é a resposta espectral do módulo fotovoltaico ensaiado.

2.3.5. Métodos para correção espectral da curva característica

Para realizar a correção da curva I-V do módulo fotovoltaico para o espectro de referência, a norma IEC 60904-7 [IEC, 2008c] indica duas maneiras. O primeiro método apresentado é geralmente utilizado em simulador solar, já que indica qual a intensidade de irradiância que deve ser ajustada no simulador solar para compensar o efeito de descasamento

espectral. O segundo método apresentado é indicado para medições em ambientes externos e consiste em:

- a) Obter a curva característica I-V no espectro disponível;
- b) Determinar a irradiância corrigida no espectro de referência utilizando a Equação 2.11:

$$G_{corr} = MM \cdot G_{med} \quad (2.11)$$

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.

- c) Corrigir a curva característica I-V obtida, considerando a irradiância corrigida, para a condição de referência desejada.

A curva resultante I-V será a curva corrigida para a condição de referência, levando em consideração o descasamento espectral existente na distribuição espectral no momento em que foi realizada a medição e o espectro de referência.

Caso o módulo fotovoltaico apresente mais de uma junção PN com diferentes respostas espectrais, deve-se realizar o cálculo da integral da Equação 2.10 ($\int E_{med}(\lambda)SR_{mod}(\lambda)d\lambda$) e verificar qual a junção PN que possui a menor densidade de corrente no espectro medido. Como as camadas são dispostas em série nas células com mais de uma junção, a corrente menor será a corrente limite do circuito. Sendo assim, a resposta espectral que deve ser considerada é a resposta da tecnologia da camada de menor corrente.

2.4. Módulos fotovoltaicos de segunda geração

O presente trabalho tem ênfase nos módulos fotovoltaicos com a tecnologia de filmes finos, que são referenciados como módulos de segunda geração. Essa tecnologia consiste em produzir ou depositar na superfície de um substrato determinados elementos de maneira a obter um material com elevada área e espessura muito pequena, da ordem de 0,3 a 1 μm .

O material depositado ou produzido pode complementar o substrato para atribuir a ele determinadas propriedades ou pode apenas utilizá-lo como estrutura de fixação do filme. Os filmes finos são utilizados em diversas aplicações, como na melhoria de propriedades

superficiais de componentes mecânicos e ópticos, na composição de circuitos integrados e dispositivos eletrônicos e também na composição da junção PN de células fotovoltaicas.

2.4.1. Introdução às tecnologias de filmes finos

O alto custo na produção de silício com elevada pureza motivou a busca por novas tecnologias de produção de células fotovoltaicas utilizando pouco material semicondutor. As células de silício cristalino são produzidas em placas arredondadas de silício, chamadas de *wafers*, e por isso precisam de espessura relativamente grande para que possam ser manuseadas sem que ocorram quebras. Em geral, as células de c-Si possuem espessuras próximas de 0,3 mm. Enquanto isso, as células de filmes finos são produzidas com a deposição dos filmes em substratos, os quais são responsáveis por atribuir estrutura à célula. Dessa maneira, a espessura de material semicondutor, ou seja, do filme fino, pode ser muito menor.

Em outras palavras, nas células de c-Si, grande parte do silício está presente para reforço estrutural da célula. Na indústria microeletrônica, por exemplo, também se utilizam *wafers* de silício com elevada pureza para produção de circuitos e o mesmo fato ocorre. Após os processos de produção dos circuitos no silício, ocorrem processos de afinamento do *wafers*, onde o material excedente, que estava apenas servindo como suporte para o semicondutor, é descartado.

O substrato das células de filmes finos também pode ser um material flexível, possibilitando a criação de células flexíveis e facilitando a sua instalação. Essa aplicação se torna interessante principalmente por aspectos arquitetônicos, pois possibilita diversas maneiras de aproveitamento de espaço em edificações. Atualmente, a utilização de aço inoxidável flexível na produção de células fotovoltaicas com a tecnologia de filmes finos é bastante presente no mercado. A produção dessas células teve seu custo significativamente reduzido através de um processo de produção conhecido como *roll-to-roll*. Esse processo possibilita a produção em grande escala de maneira contínua e automatizada de células flexíveis com essa tecnologia, utilizando pouco material semicondutor.

Para absorver a radiação solar de maneira eficiente com espessuras tão pequenas, os materiais semicondutores depositados em filmes finos devem possuir alta absorvidade. Além dessa propriedade, alguns outros conceitos sobre o efeito fotovoltaico são importantes para entender a espessura de semicondutor necessária para o funcionamento da célula: o comprimento de difusão e o tempo de vida do portador de carga.

Atualmente, os tipos de células fotovoltaicas com tecnologia de filmes finos que mais se destacam são:

- a) Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H);
- b) Silício amorfo hidrogenado com junção em três camadas (PIN);
- c) Dupla junção e tripla junção de silício amorfo hidrogenado (a-Si/a-SiGe) e (a-Si/a-SiGe/a-SiGe);
- d) Dupla junção de silício amorfo com silício microcristalino (a-Si/ μ -Si);
- e) Disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto e cobre, índio e gálio (CIGS);
- f) Telureto de Cádmio (CdTe).

2.4.2. Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H)

A utilização do silício amorfo em células fotovoltaicas é resultado de inúmeras pesquisas realizadas com o objetivo de se obter materiais não cristalinos com boas características eletrônicas. Em 1973, Walter Spear e Peter LeComber apresentaram as boas características eletrônicas desse material depositado como um filme fino em substratos através de um processo que utiliza gás silano (SiH_4) por descargas de plasma. Posteriormente, descobriu-se que a condutividade do silício amorfo poderia ser significativamente aumentada com a utilização do gás fosfina (PH_3) ou diborano (B_2H_6) junto com o gás silano, durante a deposição do filme fino [Schiff et al, 2011]. Essas adições estavam dopando o silício, produzindo camadas de materiais com excesso de elétrons ou excesso de lacunas.

O processo de produção do filme fino por deposição a plasma se consolidou como a melhor maneira de se obter boas propriedades eletrônicas no silício amorfo. Uma das razões para isso é que nesse processo são depositados junto com o silício moléculas de hidrogênio, que desempenham a importante função de preencher ligações pendentes na estrutura do silício amorfo.

As ligações pendentes podem aumentar significativamente as perdas por recombinação numa célula fotovoltaica, pois “atraem” o par elétron-lacuna gerado dificultando sua extração da célula e favorecendo as chances de que esse par se recombine na estrutura do material. É muito comum se referir ao silício amorfo hidrogenado como simplesmente silício amorfo nas aplicações em células fotovoltaicas, visto que o hidrogênio se tornou essencial nessas aplicações. A Figura 2.10 mostra uma imagem de módulos com a tecnologia a-Si:H.



Figura 2.10 – Módulos fotovoltaicos de a-Si:H flexíveis. Fonte: [IDEAL, 2014]

As propriedades ópticas do silício amorfo hidrogenado, juntamente com o baixo preço de produção e simples tecnologia trouxeram grande visibilidade para esse material. Schiff et al, 2011 comparou a capacidade de absorção de uma célula de silício amorfo hidrogenado e de uma célula de silício cristalino, ambas com 500 nm de espessura. Os autores mostraram que, enquanto a célula de a-Si:H absorve 420 W/m^2 , a célula de c-Si absorve 200 W/m^2 , de um total de 1000 W/m^2 . Sendo assim, para absorver a mesma quantidade de energia que a célula de silício amorfo, a célula de silício cristalino precisa de espessura muito maior.

2.4.3. Silício amorfo hidrogenado com junção em três camadas (PIN)

As células de silício amorfo hidrogenado, atualmente, utilizam a chamada junção PIN, visto que utilizam uma camada de silício não dopado entre as regiões N e P. Essa camada de silício não dopado é chamada de camada intrínseca (I). A existência da camada I aumenta a zona de depleção da junção e melhora o desempenho do fotodiodo, pois possui boa absorção da radiação solar. A Figura 2.11 mostra a estrutura da junção PIN, um fóton sendo absorvido na região I e gerando um par elétron-lacuna.

Tipicamente, a célula de silício amorfo possui uma camada de um óxido condutor transparente (TCO – *transparent conducting oxide*) que faz o encapsulamento do material semiconductor. Frequentemente, também se utiliza vidro para proteger o módulo fotovoltaico.

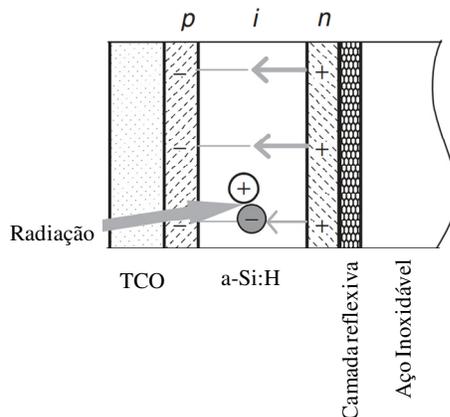


Figura 2.11 – Junção PIN com par elétron-lacuna sendo gerado na parte intrínseca composta de a-Si:H. Camada frontal composta de TCO e camada posterior composta de aço inoxidável. Adaptado de Schiff et al, 2011.

2.4.4. Dupla junção e tripla junção de silício amorfo hidrogenado (a-Si/a-SiGe) e (a-Si/a-SiGe/a-SiGe)

Geralmente as células fotovoltaicas com a tecnologia de filmes finos utilizam mais de uma junção PN em série para obter eficiências maiores. A vantagem de se utilizar mais de uma junção ocorre porque a resposta espectral da célula é aumentada, ou seja, a célula se torna capaz de absorver fótons em uma maior faixa de energia. As características desejáveis nos materiais semicondutores para aplicação em células fotovoltaicas são que possua alta absorvidade de radiação solar para boa parte do espectro solar e também seja capaz de absorver fótons de ampla faixa de energia.

As células com dupla ou 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, ou seja, as camadas posteriores capturam os fótons que não tinham energia suficiente para gerarem o par elétron-lacuna na cama de topo. Um exemplo de respostas espectrais típicas das camadas de uma célula de tripla junção de silício amorfo hidrogenado pode ser vista na Figura 2.12. A estratégia de utilizar diferentes camadas com respostas espectrais distintas chama-se *spectrum-splitting*, ou fracionamento de espectro. A Figura 2.13 mostra uma imagem que ilustra as diferentes camadas de uma junção tripla de silício amorfo hidrogenado.

As cores ilustram o fracionamento de espectro na Figura 2.13, que é montado para que a célula do topo absorva fótons com maior energia e a célula posterior absorva os com menor energia. A Figura 2.14 mostra uma imagem de estrutura típica de célula de dupla junção de silício amorfo hidrogenado a-Si:H/a-SiGe:H. Pode-se verificar que a camada a-Si:H, com maior energia de banda de valência, fica na parte superior da célula.

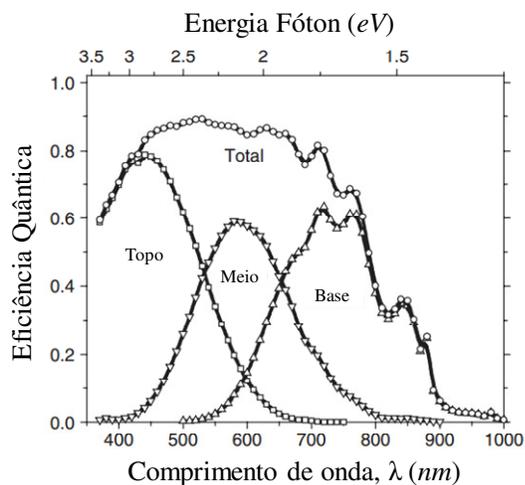


Figura 2.12 – Eficiência quântica das camadas de uma célula típica com tripla junção de silício amorfo hidrogenado, adaptado de Schiff et al, 2011.

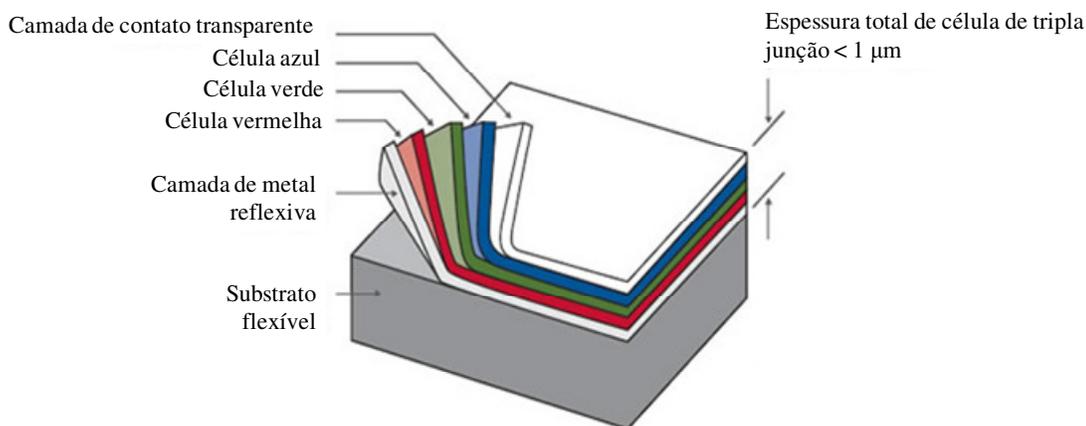


Figura 2.13 – Ilustração de célula com tripla junção de silício amorfo hidrogenado e *spectrum-splitting*, adaptado de UNISOLAR, 2015.

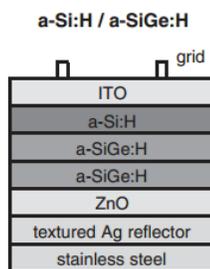


Figura 2.14 – Estrutura típica de célula de silício amorfo hidrogenado de dupla junção.

[Delahoy e Guo, 2011]

2.4.5. Dupla junção de silício amorfo com silício microcristalino (a-Si/ μ -Si)

As células de dupla junção (*tandem*) de silício amorfo com silício microcristalino são células que seguem o mesmo princípio de fracionamento da resposta espectral comentado anteriormente. O silício multicristalino se mostrou uma ótima opção para células de multijunção com silício amorfo por possuir energia de banda de valência baixa. As células com junção *tandem* a-Si/ μ -Si chegam a maiores eficiências quando comparadas a células de uma e dupla junção de silício amorfo hidrogenado. A Figura 2.15 mostra um exemplo de medição de eficiência quântica para as camadas de uma célula *tandem* de a-Si/ μ -Si. A Figura 2.15 foi adaptada do trabalho de Schicho et al 2010, que investiga os efeitos da variação da espessura das camadas de topo e de base em células com essa tecnologia.

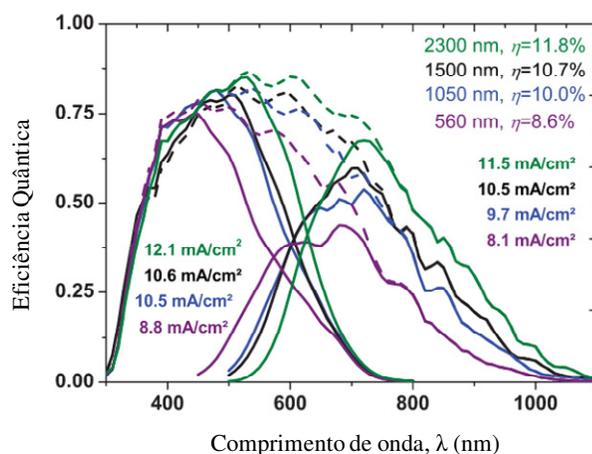


Figura 2.15 – Eficiência quântica, eficiência e densidade de corrente de células de dupla junção de a-Si/ μ -Si com diferentes espessuras. Adaptado de Schicho et al 2010.

A Figura 2.16 mostra uma estrutura típica de uma célula a-Si/ μ -Si. Esse tipo de célula também é referenciado como dupla junção de silício amorfo com silício nanocristalino a-Si:H/nc-Si:H. Verifica-se com a Figura 2.16 que a camada μ -Si (ou nc-Si) fica na base junto a camada refletora.

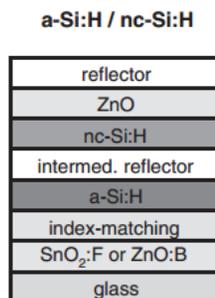


Figura 2.16 – Estrutura típica de uma célula com tecnologia a-SiH/nc-Si:H (ou a-Si:H/ μ -Si:H). [Delahoy e Guo, 2011]

2.4.6. Disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS)

A tecnologia CIS é uma das mais estudadas atualmente, pois comparativamente ao silício amorfo apresenta eficiências maiores e melhor estabilidade quando exposta ao sol. Além disso, comparativamente a tecnologia CdTe tem a vantagem de não possuir o cádmio, elemento bastante tóxico. O material base das células CIS é o disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂), porém em geral as células com essa tecnologia possuem o elemento gálio (Ga) e também pequenas concentrações de sódio (Na), sendo o último na ordem de 0,1% [Rockett et al, 1996]. As células fotovoltaicas com disseleneto de cobre, índio e gálio são referenciadas por CIGS.

Shafarman et al, 2011 citaram em seu trabalho que uma célula solar com tecnologia CIGS com 0,5 cm² foi fabricada e testada no *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) apresentando eficiência de 20,0%. Mesmo sendo um resultado obtido com uma célula pequena e em laboratório, comprova que essa tecnologia é bastante promissora. Atualmente, valores comuns de eficiência de módulos com tecnologia CIGS é entre 12 e 14%, maior do que os módulos com tecnologia silício amorfo.

Assim como as células com a-Si:H, as células com a tecnologia CIGS foram sendo aperfeiçoadas ao longo dos anos. Atualmente, o semiconductor formado pelo $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$ forma a camada tipo P e a camada tipo N é formada por uma fina camada de sulfeto de cádmio (CdS). Acima da camada tipo N é adicionado o óxido transparente condutor, geralmente óxido de zinco. A Figura 2.17 mostra um desenho esquemático de uma célula típica com esse material. A célula possui uma camada de molibdênio, responsável por estabelecer o contato eletrônico com a parte inferior da célula e também auxiliar na reflexão da luz que atravessa o material e não foi absorvida.

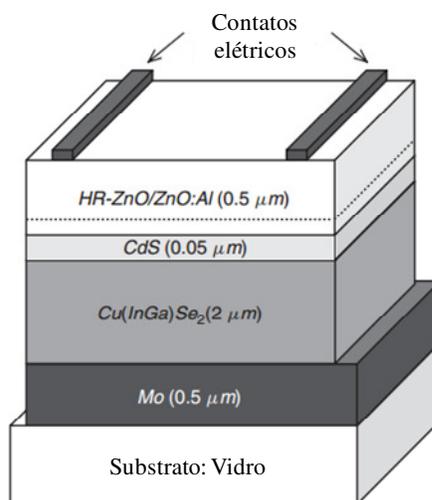


Figura 2.17 – Seção transversal de célula típica de $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$ com o vidro como substrato, adaptada de Luque e Hegedus, 2011.

A Figura 2.18 mostra uma imagem de um módulo com a tecnologia CIGS. No catálogo do fabricante [GlobalSolar, 2015], está declarado que esse módulo apresenta 50% mais eficiência do que módulos flexíveis de silício amorfo. A eficiência declarada está entre 10,4 a 12,7%. A Figura 2.19 mostra dois gráficos que demonstram propriedades ópticas do material CIGS em comparação com o silício cristalino. A propriedade absorptividade é expressa em $1/d$, sendo que d é a espessura de semiconductor necessária para absorver 100% dos fótons incidentes de determinado comprimento de onda.

É possível ver que conforme o comprimento de onda aumenta, aproximando-se da radiação infravermelha, o material precisa de maior espessura para absorver os fótons. Esse fato acontece porque os fótons com comprimentos de onda elevados possuem menor energia.

No gráfico da Figura 2.19b pode-se verificar que para 1 μm de espessura do material CIGS é capaz de absorver 95% dos fótons incidentes, enquanto o c-Si absorve somente aproximadamente 60% [Shafarman et al, 2011].



Figura 2.18 – Imagem módulo fotovoltaico CIGS, retirada do *site* do fabricante [GlobalSolar, 2015].

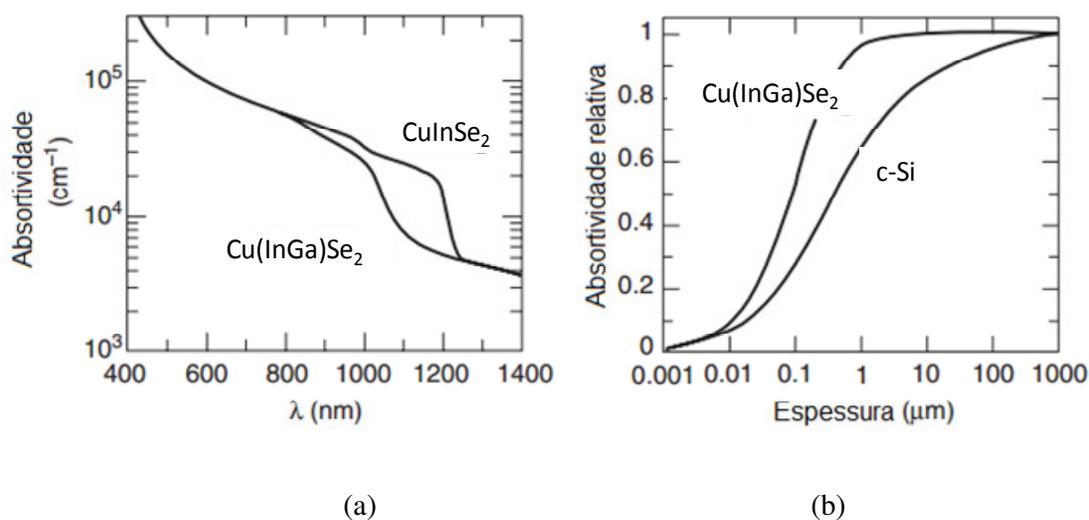


Figura 2.19 – (a) Gráfico da absorptividade do $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$ e do CuInSe_2 em função do comprimento de onda da radiação incidente, para banda de valência igual a 1,18 eV e espectro solar com $\text{AM}=1,5$. (b) Gráfico da absorptividade relativa do $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$ comparativamente ao silício cristalino, em função da espessura de material semiconductor, para valores de energia maiores que a banda de valência. Adaptado de Shafarman et al, 2011.

2.4.7. Telureto de cádmio (CdTe)

Durante muitos anos a tecnologia de telureto de cádmio foi considerada a mais promissora para aplicações em energia solar. Todavia, as dificuldades ambientais relacionadas ao cádmio foi um fator que fez com que o interesse por esse semiconductor diminuísse bastante nos últimos anos. Esse material ganhou visibilidade no ano 1947, quando se conseguiu sintetizar cristais de CdTe e medir a sua fotocorrente quando exposto à luz. As características eletrônicas e químicas desses materiais fazem com que sua produção seja relativamente simples. Esse fato, aliado a boa energia de valência e absorvidade desse material, impulsionou essa tecnologia. Para radiação incidente com comprimento de onda igual a 600 nm o coeficiente de absorção é de aproximadamente 5.10^5 cm^{-1} , ou seja, 2 μm . Isso significa que o material precisa de 2 μm para absorver os fótons dessa quantidade de energia. A energia de banda de valência para o CdTe fica próxima de 1,5 eV [Mitchell et al, 1977].

O CdTe constitui a camada P da junção PN e o sulfeto de cádmio é utilizado como camada tipo N. Assim como as demais tecnologias de filmes finos, a junção é coberta por um óxido transparente condutor e finalmente depositada em um substrato. Quando o substrato fica entre o material e radiação incidente, refere-se a essa estrutura como superstrato. A Figura 2.20 mostra a estrutura típica de uma célula de CdTe/CdS com um superstrato de vidro. É possível verificar que a camada de CdS é muito menor do que a camada de CdTe. Muitas vezes, antes do contato posterior se instala uma camada de material reflexivo condutor.

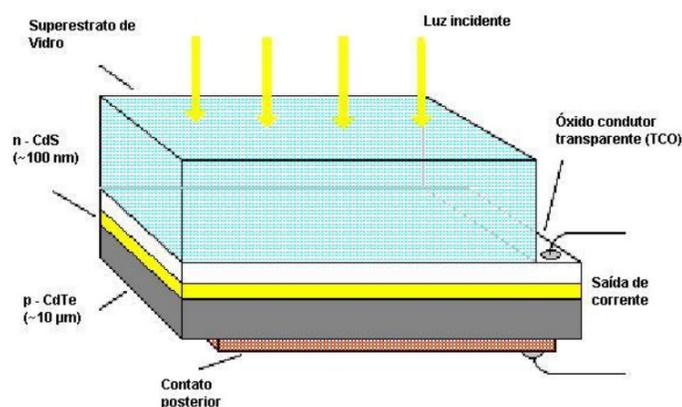


Figura 2.20 – Desenho esquemático célula de CdTe/CdS com superstrato de vidro, retirado de Gasparin, 2012.

A Figura 2.21 mostra imagens de um módulo fotovoltaico de CdTe. O módulo possui coloração escura, o que muitas vezes é desejável por motivos estéticos. Possui camada de vidro na parte frontal e posterior, o que torna o módulo mais pesado comparativamente com os módulos de silício cristalino.

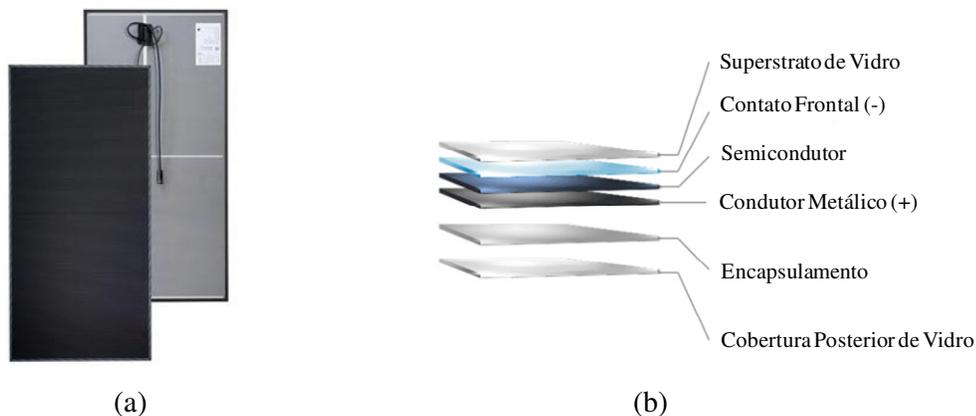


Figura 2.21 – (a) Imagem módulo fotovoltaico com CdTe; (b) Imagem esquemática do mesmo módulo, com as camadas de material. Adaptado de FirstSolar, 2015.

2.5. Durabilidade e estabilização de módulos fotovoltaicos

A durabilidade dos módulos fotovoltaicos está diretamente ligada à qualidade dos seus materiais e à qualidade da montagem e fabricação do módulo. O módulo fotovoltaico está sujeito aos efeitos do tempo, como umidade, intensa variação de temperatura, impactos mecânicos e incidência de radiação solar. Caso o módulo não tenha sido fabricado com a qualidade suficiente, pode apresentar degradação precoce de sua potência.

Atualmente, os fabricantes de módulos fotovoltaicos cristalinos fornecem, em geral, garantia de 90% da potência nominal do módulo por 10 anos de funcionamento e 80% da potência nominal para 25 anos de operação. Considera-se que a vida útil do módulo corresponde ao tempo em que este esteja a 80% de sua potência máxima, portanto cerca de 25 anos em geral. Existem poucos estudos que sobre a degradação de longo prazo em módulos fotovoltaicos, especialmente nos módulos de segunda geração, por serem de aplicação mais recente do que os de silício cristalino.

2.5.1. Degradação de módulos fotovoltaicos

Os modos de degradação de módulos fotovoltaicos podem ser classificados conforme:

- a) Corrosão;
- b) Descoloração;
- c) Delaminação;
- d) Quebra ou fissuras;
- e) Efeitos no interior do material das células.

O modo de degradação corrosão pode ocorrer principalmente devido a entrada de umidade dentro do módulo, o que acaba por promover corrosão nas conexões metálicas do módulo e aumentar a resistência em série R_s , reduzindo a potência produzida. Além disso, a umidade aumenta a corrente de fuga das células [Ndiaye et al, 2013], reduzindo também a resistência em paralelo R_p e, conseqüentemente, a potência gerada. A chamada descoloração, de maneira geral, ocorre com a perda de transmissividade do material encapsulante do módulo, geralmente o EVA, *Ethylene Vinyl Acetate*. A delaminação ocorre com o descolamento desse material encapsulante e as células fotovoltaicas. Segundo Munoz et al. 2011, essa degradação pode ocasionar aumento da reflexão de radiação e aumento de penetração de umidade na estrutura do módulo. Quebras ou fissuras podem ocorrer no vidro frontal do módulo, quando existir, e podem deixá-lo vulnerável à entrada de umidade. Mais detalhes sobre esses modos de degradação podem ser vistos em Ndiaye et al, 2013. Existem diversos trabalhos publicados que estudam esses modos de degradação, como por exemplo: Munoz et al. , 2011; Skoczek et al. 2008 e Radue e Dyk, 2009.

Existe também a degradação de potência por efeitos específicos que podem ocorrer no interior do material semicondutor das células fotovoltaicas. Os módulos com tecnologia de silício amorfo hidrogenado, por exemplo, sofrem redução de potência após as primeiras horas de exposição solar, o que é conhecido como efeito Staebler-Wronski.

2.5.2. Efeito Staebler-Wronski em módulos com silício amorfo hidrogenado

Esse efeito foi identificado pela primeira vez por Staebler e Wronski, 1977 e é descrito por esses autores como um efeito foto-eletrônico reversível que ocorre nas células

fotovoltaicas fabricadas com filmes finos de silício amorfo por descarga de SiH_4 (a-Si:H). Segundo os autores, esse efeito ocasiona:

- a) Decaimento da fotocondutividade e da condutividade no escuro do material, e
- b) Restauração do estado natural a temperaturas acima de 150 °C.

Desde 1977, diversos autores vêm estudando esse efeito [Ruther e Livingstone, 1994; Ruther, 1995; Pearce et al., 2002; Pearce et al. 2005; Kruger, 2006; Vora et al. 2014], buscando entender os mecanismos envolvidos na degradação através de experimentos e modelos matemáticos. Segundo Vora et al, 2014, atualmente, é consenso que o efeito Staebler Wronski ocorre por aumento da densidade de múltiplos defeitos no material da célula fotovoltaica, que alcançam a saturação, ou seja, estabilização, após aproximadamente 100 horas de exposição solar correspondente a 1 Sol de iluminação, ou seja, 1000 W/m^2 . Esse estado estabilizado é conhecido como regime permanente degradado, do inglês *Degraded Steady State – DSS*.

A restauração do estado natural também é objeto de estudo, pois foi verificado que os efeitos de degradação são reversíveis e essa restauração depende da temperatura de operação das células. Esse processo é chamado de *annealing effect*, ou efeito de recozimento. Pearce et al., 2002 realizaram experimentos com células fotovoltaicas de a-Si:H e mostraram que, expondo-as a temperatura igual a 170 °C por 4 horas, foi possível obter o estado original de geração de energia, ou seja, reverter por completo o efeito Staebler Wronski.

Os mecanismos que envolvem o efeito de degradação e o efeito de restauração dependem de muitos fatores intrínsecos à qualidade do material semiconductor da célula fotovoltaica, a temperatura de operação em que a exposição solar ocorreu e, principalmente, a concentração de defeitos que existem na camada intrínseca e também da espessura dessa camada, no caso de junção PIN de célula fotovoltaica de silício amorfo, conforme apresentado por Carlson et al, 2000.

Devido a esses efeitos, ainda segundo Carlson et al, 2000, as células fotovoltaicas com tecnologia de silício amorfo hidrogenado não são bem caracterizadas por um único coeficiente de temperatura. Isso ocorre porque quando as células operam em temperaturas típicas de verão, entre 50 e 65 °C, os efeitos de degradação podem ser parcialmente revertidos e a célula obter um aumento efetivo de sua eficiência nesse curto período. Esse tipo de

módulo, então, apresenta coeficientes de variação de potência com a temperatura positivos em determinados períodos. Kondo et al, 1997 propuseram a utilização de isolamento térmico em módulos de a-Si:H para aumentar o efeito de reversão da degradação e com isso conseguiu valores de coeficientes de variação de potência com a temperatura positivos de até 3% em alguns períodos. Os autores Radue e Dyk, 2009 realizaram experimentos com módulos fotovoltaicos de silício amorfo e obtiveram resultados que mostraram rápida degradação de potência nas primeiras 100 horas de exposição solar, em torno de 14%. Após 200 horas de exposição, a velocidade de degradação diminuiu consideravelmente. Os autores verificaram também que, durante os meses de verão, a velocidade de degradação reduziu ainda mais em relação aos meses de inverno.

Akhmad et al, 1996, compararam o desempenho de módulos fotovoltaicos de silício amorfo hidrogenado e de silício policristalino (poli-Si) expostos ao ambiente externo, sendo que a temperatura média diária dos módulos fotovoltaicos variou entre 15 e 45 °C. Os autores mostram que a eficiência normalizada, ou seja, a razão entre a eficiência do módulo fotovoltaico exposto à radiação solar no ambiente externo e a eficiência medida em laboratório nas condições padrão – 1.5 ATM, 25 °C e 1000 W/m², sofre aumento no caso dos módulos com silício amorfo nos dias em que a temperatura média se aproxima de 40 °C, já os módulos com silício policristalino apresentam comportamento contrário. A Figura 2.22 mostra os resultados obtidos no trabalho de Akhmad et al, 1996. O gráfico apresentado ilustra o efeito Staebler-Wronski, com o decaimento ao longo do tempo da eficiência normalizada para o módulo com tecnologia a-Si:H, juntamente com o efeito de recozimento que causa recuperação parcial de potência.

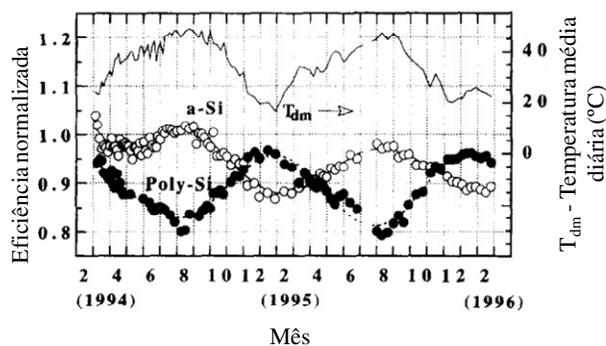


Figura 2.22 – Dados de eficiência normalizada, calculadas para cada dia de exposição solar entre março de 1994 e fevereiro de 1996 de um módulo com tecnologia a-Si e outro com poli-Si, adaptado de Akhmad et al, 1996.

2.5.3. Outros efeitos metaestáveis intrínsecos aos semicondutores

Além do a-Si:H, outras duas dominantes tecnologias de filmes finos, CdTe e CIGS também apresentam efeitos específicos que ocorrem no interior do material semicondutor, que alteram seu desempenho. Esses efeitos são ditos metaestáveis, pois são naturalmente revertidos em condições de operação, sendo que podem ocorrer em períodos curtos como segundos ou em dias. É importante conhecer esse comportamento para não confundir as variações dos parâmetros elétricos dos módulos devidos a esses efeitos com outras razões, como, por exemplo, uma degradação real de desempenho devido à penetração de umidade no módulo.

As células com tecnologia CIGS e CdTe, em geral, apresentam aumento de potência gerada após as primeiras horas de exposição solar. Ruberto e Rothwarf, 1987, mostraram esse efeito através de experimentos em que as células com tecnologia Cu(InGa)Se₂ apresentaram aumento na tensão de circuito aberto, V_{oc} quando expostas à radiação solar. Os autores também comprovaram que esse efeito é causado pela polarização do módulo numa tensão próxima da tensão de circuito aberto e não pela exposição solar, pois o mesmo efeito ocorre quando o módulo é polarizado no escuro.

Para a tecnologia CdTe, o efeito de aumento na potência gerada também ocorre com o aumento da tensão de circuito aberto e também pode ser obtido no escuro com a polarização do módulo numa tensão próxima à V_{oc} . Tanto para a tecnologia CIGS quanto para a CdTe, se observa que o efeito é revertido quando a polarização é retirada.

Experimentos em módulos comerciais de CdTe foram apresentados por Cueto e Roedern, 2006 para até 1000 horas de exposição solar. Um grupo de módulos apresentou de 6 a 8% de aumento na eficiência para o total de horas exposto, sendo esse aumento quase totalmente revertido após serem deixados guardados no escuro. Outro grupo de módulos da mesma tecnologia apresentou de 7 a 15% de redução de eficiência, mostrando as diferenças que podem ocorrer devido a detalhes de fabricação dos módulos [Gostein e Dunn, 2011].

2.5.4. Estabilização de módulos fotovoltaicos

A perda de potência do módulo fotovoltaico é constante no tempo e a sua velocidade depende da qualidade do material, da fabricação dos componentes, da montagem do módulo e de efeitos específicos que podem ocorrer no semicondutor. É a perda de potência no tempo

que determina a sua durabilidade. Já o termo estabilização se refere à propriedade do módulo em assumir comportamento, quando em operação normal, aceitável em termos de degradação de potência.

A norma internacional IEC 61646 [IEC, 2008a], que normatiza ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos terrestres com tecnologia de filmes finos, indica um critério para obter essa estabilização, que será discutido adiante. Faz mais sentido falar sobre estabilização em módulos com tecnologia de filmes finos, pois estes apresentam efeitos que mudam rapidamente a potência gerada e dependem de fatores como exposição solar e temperatura. Todavia, testes de exposição solar podem ser feitos com outras tecnologias com a finalidade de detectar defeitos que não puderam ser verificados em laboratório.

3. NORMAS TÉCNICAS DE ENSAIOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As normas técnicas têm o objetivo de fornecer recomendações técnicas para caracterização de módulos fotovoltaicos, estabelecendo procedimentos de ensaio e critérios de qualidade. Existem inúmeros ensaios previstos em normas para a completa caracterização de módulos fotovoltaicos, que se dividem em ensaios mecânicos, elétricos e ambientais. As principais entidades que normatizam esses ensaios atualmente são a IEC (*International Electrotechnical Commission*) e a ASTM (*American Society for Testing and Materials*).

3.1. Condições padrão para ensaios de módulos fotovoltaicos

Como a curva característica de um módulo fotovoltaico varia com a temperatura e com a intensidade de radiação incidente, existe a necessidade de padronizar determinada condição para se obter os parâmetros elétricos dos módulos.

As normas ASTM E-1036 *Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells* [ASTM, 2012a]; IEC 6125 *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules – Design Qualification and Type Approval* [IEC, 2006]; e também a NBR 12136 *Módulos fotovoltaicos – Determinação de características fotoelétricas* [ABNT, 1991b]; consideram as mesmas condições padrão de irradiância, temperatura e massa de ar para ensaios de módulos fotovoltaicos da Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Condições padrão para ensaios de módulos fotovoltaicos.

| Grandeza | Valor |
|-------------------------|-----------------------|
| Irradiância | 1000 W/m ² |
| Temperatura das células | 25 °C |
| Massa de ar (AM) | 1,5 |

Através de trabalhos experimentais sabe-se que a condição padrão não ocorre em condições normais de operação de um módulo fotovoltaico exposto no ambiente externo, pois o módulo dificilmente ficará a 25 °C quando exposto ao sol, especialmente recebendo 1000 W/m². Contudo, a condição padrão facilita medições em laboratórios, onde são

utilizados equipamentos para simular a radiação solar e a temperatura do módulo é controlada.

3.2. Portaria n° 004/2011 INMETRO – Requisitos de avaliação de conformidade

Atualmente, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO é a autarquia federal responsável por avaliação de conformidade de produtos comercializados no Brasil. Por isso, essa autarquia criou a portaria n° 004/2011 [INMETRO, 2011], que estabelece requisitos mínimos de desempenho e segurança dos equipamentos envolvidos na produção de energia solar e também classifica esses equipamentos quanto a sua eficiência. A portaria abrange não só módulos fotovoltaicos, mas também controladores de carga, inversores e baterias.

A portaria estipula que, para módulos fotovoltaicos, devem-se realizar os ensaios conforme a norma internacional IEC 61215 [IEC, 2006]. Dentre os diversos tipos de ensaios existentes nesta norma, alguns são apontados como obrigatórios para a avaliação da conformidade de módulos fotovoltaicos. A Figura 3.1 mostra um fluxograma com os ensaios previstos pela portaria n° 004/2011 e uma indicação da referência que normatiza a realização de cada procedimento.

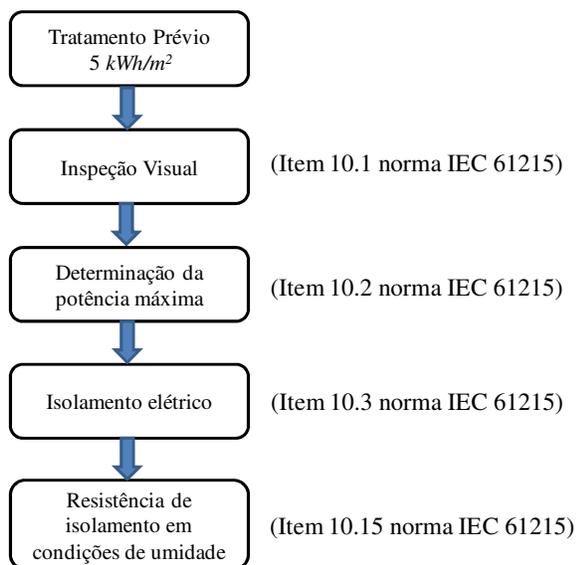


Figura 3.1 – Sequência de ensaios para avaliação da conformidade segundo portaria n° 004/2011 INMETRO, 2011.

O ensaio de determinação da potência máxima do módulo fotovoltaico ocorre nas condições padrão da Tabela 3.1. A eficiência dos módulos, que é definida como a razão entre a potência elétrica máxima fornecida pelo módulo nas condições padrão e o produto da área do módulo pela irradiância nas condições padrão, é medida para que sejam classificados conforme a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Classificações de eficiência segundo portaria nº 004/2011 INMETRO, 2011.

| Classe de eficiência | Tecnologia | |
|----------------------|----------------------------|--------------------------|
| | Silício cristalino | Filmes finos |
| A | $A > 13,5 \%$ | $A > 9,5 \%$ |
| B | $13,0 \% < B \leq 13,5 \%$ | $7,5 \% < B \leq 9,5 \%$ |
| C | $12,0 \% < C \leq 13,0 \%$ | $6,5 \% < C \leq 7,5 \%$ |
| D | $11,0 \% < D \leq 12,0 \%$ | $5,0 \% < D \leq 6,5 \%$ |
| E | $E < 11,0 \%$ | $E < 5,0 \%$ |

Apesar da defasagem das tabelas com a realidade atual das eficiências dos módulos, fica evidente o fato de que os módulos de filmes finos possuem menor eficiência quando comparados aos módulos de silício cristalino se forem verificados os intervalos estipulados para cada classe de eficiência na Tabela 3.2.

3.3. Norma IEC 61646 (2008) – Ensaio para módulos com tecnologia filmes finos

A necessidade de se normatizar ensaios específicos para módulos com a tecnologia de filmes finos se deve, principalmente, aos efeitos específicos de degradação que ocorrem com esses módulos. Em comparação com a norma IEC 61215, que descreve ensaios para módulos com a tecnologia de silício cristalino, a norma IEC 61646 possui um ensaio a mais, que é o chamado ensaio de exposição solar, ou do inglês *light-soaking*.

3.3.1. Ensaio light-soaking

O ensaio de exposição solar foi desenvolvido para padronizar um procedimento de se obter as características do módulo fotovoltaico após a sua estabilização, ou seja, quando sua

degradação de potência atinge valores aceitáveis com o tempo. A exposição solar pode ser realizada tanto com radiação natural ou com simulador solar.

A norma IEC 61646 [IEC, 2008a] estabelece que, para realizar o ensaio são necessários:

- a) Simulador solar classe CCC ou luz solar natural;
- b) Célula de referência para medição de radiação e dispositivo capaz de integrar e registrar os valores para monitoramento;
- c) Equipamentos e/ou estrutura para instalação dos módulos no mesmo plano que a célula de referência;
- d) Instrumentação para medição de temperatura dos módulos, com incerteza de no máximo 1 °C;
- e) Carga resistiva dimensionada de maneira que os módulos operem próximos ao seu ponto de máxima potência.

O procedimento para realização do ensaio é [IEC, 2008a]:

- a) Conectar as cargas resistivas aos módulos fotovoltaicos e instalá-los;
- b) Caso um simulador solar seja utilizado, o valor de irradiância deve ser entre 600 e 1000 W/m². Registrar dados de irradiância;
- c) Caso um simulador solar seja utilizado, controlar temperatura do módulo entre 40 e 60 °C;
- d) Submeter cada módulo a radiação solar até que o valor de máxima potência se estabilize.

A potência máxima do módulo é medida a cada exposição solar de 43 kWh/m², que é integrada no tempo quando o módulo está com temperatura entre 40 e 60 °C. A estabilização ocorre quando duas medições consecutivas de máxima potência satisfazem o critério da Equação 3.1.

$$\frac{P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}}{P_{m\acute{e}d}} < 2\% \quad (3.1)$$

onde $P_{m\acute{a}x}$ e $P_{m\acute{i}n}$ s\~{a}o os valores m\~{a}ximos e m\~{i}nimos registrados para a pot\~{e}ncia m\~{a}xima do m\~{o}dulo, $P_{m\acute{e}d}$ \acute{e} o valor m\~{e}dio entre os dois valores.

e) Registrar a irradia\~{c}\~{a}o acumulada para a qual a estabiliza\~{c}\~{a}o ocorreu.

As medi\~{c}\~{o}es para monitoramento da pot\~{e}ncia m\~{a}xima e determina\~{c}\~{a}o de sua estabiliza\~{c}\~{a}o podem ser realizadas em qualquer temperatura, desde que com varia\~{c}\~{a}o de no m\~{a}ximo ± 2 °C. Uma vez verificada a estabiliza\~{c}\~{a}o, o valor de pot\~{e}ncia m\~{a}xima nas condi\~{c}\~{o}es padr\~{a}o para ensaio n\~{a}o deve ser inferior a 90% da m\~{a}xima pot\~{e}ncia informada na placa do equipamento.

4. DESENVOLVIMENTO EXPERIMENTAL

A bancada experimental foi projetada e executada no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Atualmente, o LABSOL conta com um prédio principal, que pode ser visto na Figura 4.1(a) e com um prédio anexo, cuja construção foi finalizada em 2014, conforme Figura 4.1(b).

Esta bancada de testes deve ser capaz de comportar módulos fotovoltaicos e submetê-los ao teste de exposição solar, com monitoramento de temperatura e radiação. Igualmente, deve disponibilizar os módulos fotovoltaicos, de maneira prática, para medição da curva característica corrente versus tensão e obtenção da potência máxima.

Para a realização do ensaio foi utilizada radiação solar natural, expondo os módulos no ambiente exterior e monitorando os dados necessários. O espaço definido para instalação da estrutura de suporte dos módulos foi o terraço do prédio anexo do LABSOL.



(a)



(b)

Figura 4.1 – Fachada norte do prédio principal (a) e fachada sul do prédio anexo (b).

4.1. Estrutura metálica de sustentação

A estrutura metálica necessária para expor os módulos à radiação solar precisa ser adaptável a fim de fixar módulos com dimensões variadas e em diferentes posições. Por isso, foram escolhidos perfis metálicos de alumínio que possuem pontos de fixação em todo o comprimento. O alumínio também é recomendável por ser relativamente leve e possuir boa resistência à corrosão.

Foi realizado um estudo para a escolha do melhor ângulo de inclinação da estrutura de sustentação dos módulos [Piccoli, et al, 2014]. No referido trabalho, foram realizadas simulações para o cálculo da irradiação global na superfície inclinada, em diferentes ângulos, situada em Porto Alegre e orientada para o norte geográfico. Conforme se pode ver na Tabela 4.1, os dados mostraram que a irradiação global na superfície varia apenas 1% no ano se modificarmos o ângulo de inclinação de 30° para 20°. Igualmente, varia apenas 4,5% se modificarmos de 40° para 30°. A inclinação 20° resultou em maior irradiação global em um ano típico considerado. Considerando também que esse ângulo facilita a montagem da estrutura, foi o valor escolhido.

Tabela 4.1 – Estimativa da variação da irradiação solar global anual na superfície com o ângulo de inclinação [Piccoli et al, 2014].

| Inclinação superfície (graus) | Irradiação Solar (MJ.m ⁻² .ano ⁻¹) |
|----------------------------------|--|
| 40 | 4210 |
| 30 | 4354 |
| 20 | 4398 |
| 10 | 4344 |

4.1.1. Análise da área útil disponível

Os dois prédios do LABSOL foram modelados no software SketchUp para que fosse possível verificar o sombreamento no terraço do prédio anexo e determinar a dimensão e a posição da estrutura. Esse programa mostra o caminho do sol para a localização geográfica indicada, possibilitando visualizar a incidência da radiação solar direta em um modelo tridimensional para diferentes localizações, data e hora.

A Figura 4.2 mostra o modelo tridimensional e o sombreamento nos prédios do Laboratório de Energia Solar, que está localizado nas coordenadas geográficas a 30°04'28,82'' Sul e 51°07'31,89'' Oeste, para o solstício de inverno (21/06) às dez horas da manhã. O plano inclinado a 20° foi desenhado para analisar a incidência de sombras na estrutura. Esse plano, orientado para o norte, ficou posicionado com 1,7 m de seu comprimento em balanço para a parte sul do prédio. Com essa breve análise, foi possível excluir a área do plano que apresenta maior incidência de sombras e concluiu-se que aproximadamente 5,4 m da largura desse plano projetado pode ser aproveitada totalmente na

recepção da radiação solar direta a partir das 10 horas da manhã no dia 21 de junho, dia mais curto do ano e dia em que a posição aparente do Sol no céu para um observador na Terra atinge sua máxima inclinação.



Figura 4.2 – Modelo tridimensional dos prédios do LABSOL com o software SkechtUp e incidência de radiação solar direta para 21/06 às dez horas da manhã.

4.1.2. Modelo da estrutura de sustentação

Com base na análise da área útil disponível, adotou-se uma área de 5,1 m de comprimento por 5,0 m de largura, o que corresponde a 25,5 m² de área. Foi estimado que ao menos 15 módulos fotovoltaicos possam ser fixados nessa estrutura para a realização dos testes de exposição solar.

A Figura 4.3 mostra um desenho tridimensional do projeto da estrutura metálica de sustentação dos módulos. O desenho conta com 4 perfis longos de 45 mm x 60 mm no sentido longitudinal, 1 perfil longo de 45 mm x 60 mm no sentido transversal na parte superior da grelha, 3 perfis de 45 mm x 60 mm no sentido transversal na parte inferior da grelha, 12 perfis de sustentação no sentido vertical também com 45 mm x 60 mm e por fim 24 perfis 30 mm x 30 mm transversais entre cada par de barras longitudinais.

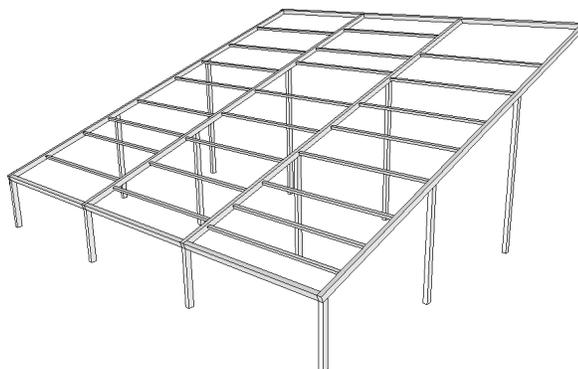


Figura 4.3 – Modelo tridimensional da estrutura de perfis de alumínio.

4.1.3. Montagem da estrutura metálica

A montagem da estrutura envolveu atividades de usinagem, como por exemplo furação e corte das barras. Todas as barras verticais precisaram ser cortadas com 20° de inclinação e furadas para que pinos de fixação fossem instalados. As imagens da Figura 4.4 mostram algumas atividades de montagem realizadas.

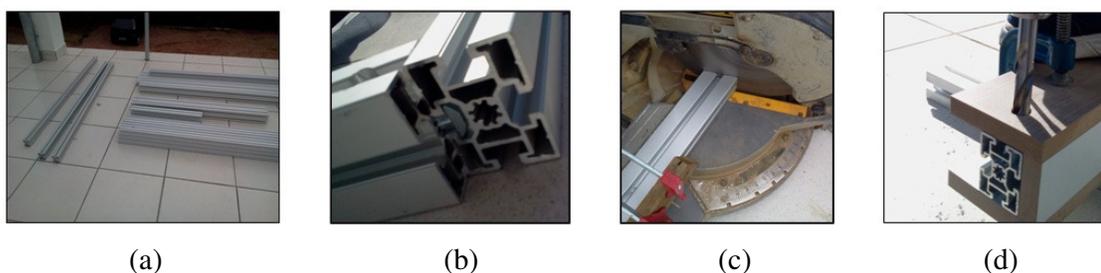


Figura 4.4 – Atividades de montagem da estrutura metálica: a) barras de alumínio antes da montagem; b) união perpendicular entre duas barras com pinos; c) processo de corte em ângulo das barras verticais; d) processo de furação de uma barra vertical com gabarito de madeira.

Na Figura 4.4b é possível ver o pino de fixação entre duas barras de alumínio. O formato desse perfil permite flexibilidade na fixação das barras, pois é possível escolher qual a posição ao longo do comprimento que ela será fixada. A Figura 4.5a e 4.5c mostram uma chapa de alumínio utilizada como reforço nas uniões em ângulo.

Na Figura 4.5b é possível verificar a união em ângulo e fica evidente o corte em ângulo na barra vertical. A Figura 4.5d mostra uma barra transversal fixada por cantoneira e pinos. A estrutura foi fixada no piso com quatro chumbadores e os furos foram preenchidos com silicone para minimizar efeitos de infiltração de água da chuva. A estrutura também foi presa com abraçadeiras no guarda corpo do prédio.

A Figura 4.6 mostra uma imagem da estrutura montada. Foram instalados cabos de aço tensionados na extremidade em balanço da estrutura e fixados na parede sul do prédio, conforme mostra a Figura 4.6a. Verificou-se a necessidade da instalação de barras na forma de treliça nos perfis verticais, conforme pode ser visto na Figura 4.6b.

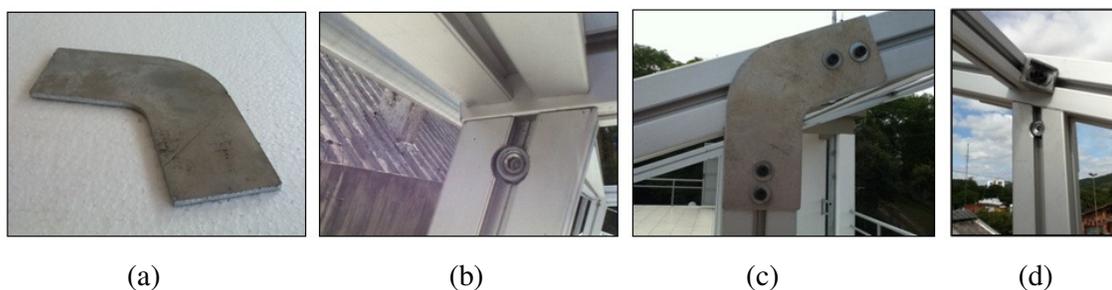


Figura 4.5 – Imagens da estrutura metálica montada: a) chapa de alumínio para reforço; b) união em ângulo de perfil vertical com transversal; c) chapa de reforço instalada na estrutura; d) união entre barra transversal e barra longitudinal com cantoneira.



Figura 4.6 – Fotografia da estrutura montada e módulos fotovoltaicos instalados: (a) vista de fora do prédio anexo do LABSOL; (b) vista em cima do terraço do prédio.

4.2. Instalação dos módulos fotovoltaicos

Na prática verifica-se que a maioria dos módulos fotovoltaicos possui armação metálica, que normalmente possui furos para que se possa fixá-la em alguma estrutura. Nesse trabalho, três dos quatro módulos utilizados possuem a armação. A Figura 4.7 mostra imagens da fixação dos módulos.

Foram utilizados conectores do tipo MC4® para a instalação elétrica dos módulos. Os cabos foram prensados na parte metálica dos conectores. Todas as conexões elétricas entre cabos foram soldadas com estanho para melhor contato. A Figura 4.8 mostra algumas imagens desta instalação.

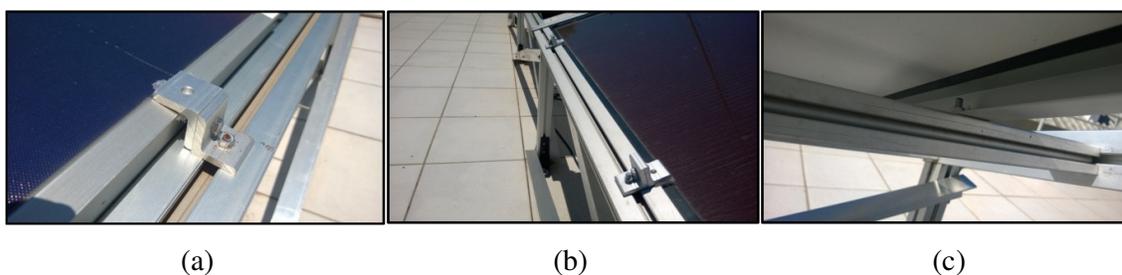


Figura 4.7 – Fixação dos módulos fotovoltaicos: a) e b) fixação com peça de alumínio pela borda metálica do módulo; c) fixação com parafuso entre furo da estrutura metálica do módulo e perfil de alumínio.

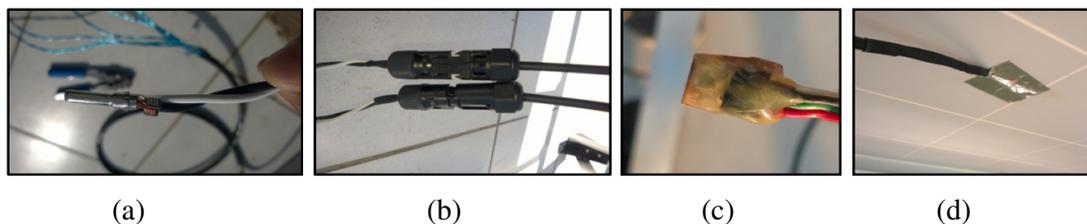


Figura 4.8 – Instalação elétrica e instalação de sensores dos módulos fotovoltaicos: a) instalação do plugue metálico do conector MC4® em dois cabos; conectores MC4® instalados; c) sensor de temperatura PT100 montado em placa de cobre com encapsulamento; d) sensor de temperatura PT100 instalado no módulo fotovoltaico.

4.3. Interligação com os equipamentos

De cada módulo fotovoltaico devem sair quatro fios para que sejam conectados ao sistema de monitoramento, sistema de medição da curva característica e também às cargas resistivas. Dois fios elétricos são conectados em cada polo do módulo, sendo que um dos pares positivo e negativo foi definido como par de potência e o outro como par de sinal. Além destes cabos, são necessários fios para os medidores de temperatura e radiação solar. Toda a fiação foi projetada para ser conduzida do terraço até o interior do prédio em um painel elétrico, de onde derivam outros cabos para as demais conexões.

A Figura 4.9 mostra um diagrama elétrico da instalação para quatro módulos fotovoltaicos, que é a quantidade definida para este trabalho. Os fios de potência de cada módulo são conectados na respectiva carga resistiva, sendo que a fiação do polo positivo passa por um disjuntor bipolar, que funciona como um interruptor e também protege o circuito.

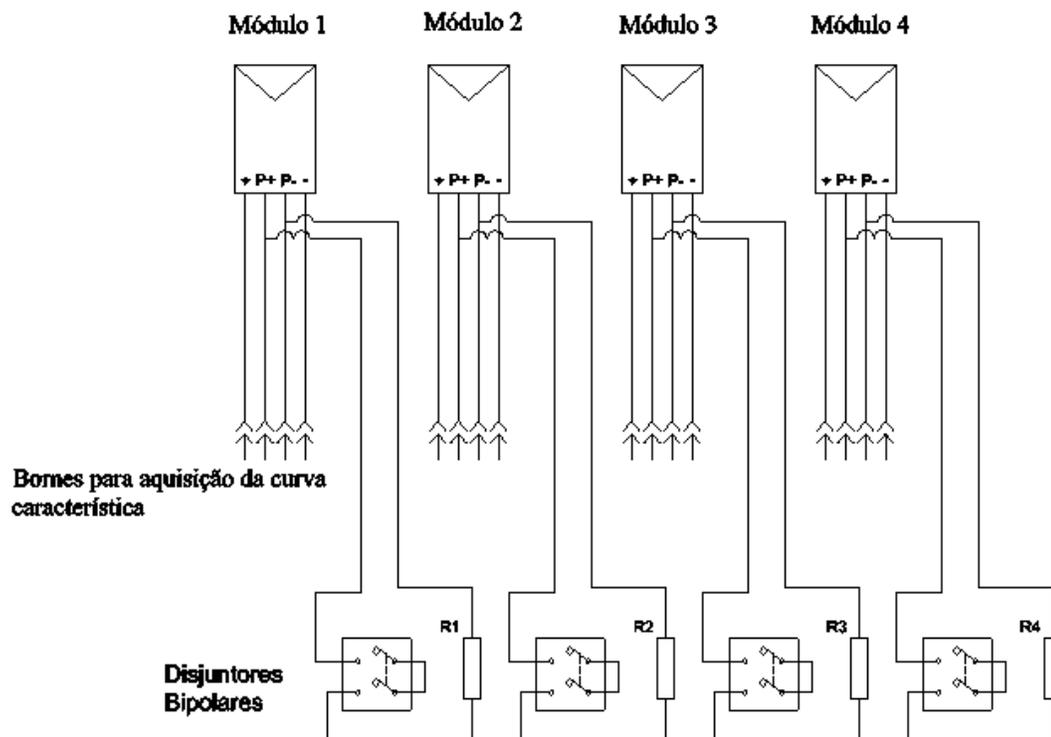


Figura 4.9 – Diagrama elétrico da instalação.

A escolha do disjuntor bipolar se deu para reduzir a formação do arco elétrico no chaveamento em cada contato, evitando ou reduzindo possíveis faíscas, já que a corrente gerada é contínua e os módulos de filmes finos apresentam tensões mais altas que os de silício cristalino, geralmente próximas ou até acima de 100 V. Os bornes serão utilizados para que o usuário possa escolher qual o módulo que será conectado ao sistema de aquisição de dados para a curva característica. Esse sistema de aquisição necessita de quatro fios para obter a curva com melhor precisão, conforme será apresentando adiante na estimativa de incertezas.

A Figura 4.10 mostra um diagrama funcional com os instrumentos envolvidos no monitoramento e também na medição da curva característica dos módulos. Esse diagrama prevê a instalação de um PT100 em cada módulo. Os sinais de cada medidor de temperatura e também da célula de referência são enviados para uma unidade de aquisição de dados multicanais. O computador gerencia e registra as medições para que o monitoramento do ensaio seja realizado. O sistema para medição de curva característica é conectado nos módulos e os dados são enviados para o computador para registro e monitoramento.

O layout do painel elétrico que fica dentro do prédio pode ser visto na Figura 4.11. Os quatro fios provenientes de cada módulo são conectados dentro do painel em bornes. Assim como mostrado no diagrama elétrico da Figura 4.9, o cabo de potência do polo positivo se divide, sendo que uma ramificação passa por um disjuntor bipolar e então conecta nas resistências e a outra ramificação vai diretamente para o borne.

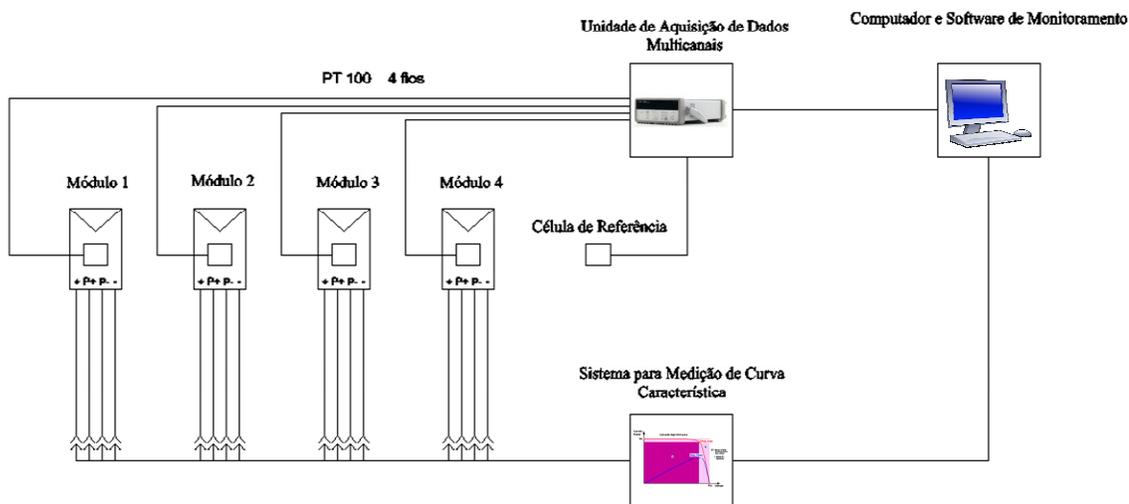


Figura 4.10 – Diagrama funcional da interligação dos equipamentos envolvidos.

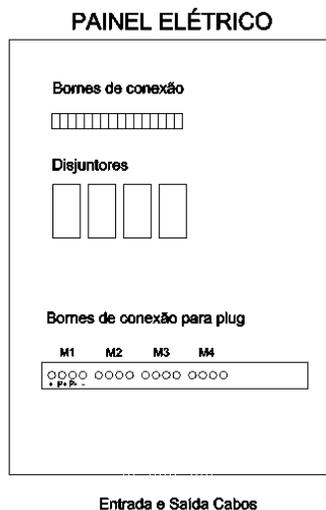


Figura 4.11 – Layout do painel elétrico da instalação. M1, M2, M3 e M4 representam as conexões para cada módulo.

4.4. Aferição e calibração dos sensores de temperatura

Os sensores de temperatura foram montados em placas de cobre e encapsulados com silicone. Todos os sensores foram instalados com quatro fios, sendo assim, dois fios foram soldados em cada terminal de cada PT100. O encapsulamento foi feito para proteger e isolar os contatos metálicos do sensor. Igualmente, o silicone ajuda a isolar termicamente a parte posterior do PT100 montado, fazendo com que o sensor meça com maior precisão a temperatura do módulo.

Com o objetivo de verificar se a preparação dos sensores foi capaz de mantê-los com precisão satisfatória, foi realizada uma aferição e calibração por comparação com um equipamento de banho térmico LAUDA, modelo ECO RE 620. De acordo com o manual do fabricante, esse equipamento possui incerteza de medição de $\pm 0,2$ K para medição de temperatura da água do banho térmico.

Os sensores foram imersos no banho térmico no terraço do prédio do LABSOL. Foi configurada no equipamento LAUDA uma programação de temperaturas para a realização da calibração por comparação. Essa programação consiste em obter e manter durante 15 minutos no banho térmico as seguintes temperaturas, sequencialmente: 35, 45, 55, 65, 75 °C. A Figura 4.12 mostra uma imagem dos sensores sendo calibrados no terraço do prédio anexo do LABSOL.



Figura 4.12 – Calibração dos sensores de temperatura por comparação com instrumento de banho térmico: a) fotografia aproximada com os quatro sensores; b) fotografia demonstrando a comparação realizada no local que os sensores serão instalados.

As resistências elétricas dos sensores PT100 foram obtidas a quatro fios em Ω . Foram traçadas curvas com os valores medidos para cada sensor e equações de ajuste lineares puderam ser obtidas. A Tabela 4.2 mostra os valores dos coeficientes de ajuste encontrados, considerando eixo y representando os valores de resistência em Ω e o eixo x representando os valores de temperatura de referência medido pelo LAUDA, em $^{\circ}\text{C}$.

Com esses resultados espera-se minimizar alguns erros que pudessem vir a ocorrer na medição de temperatura com os sensores PT100 devido a conexões, soldas e grande comprimento de fio.

Tabela 4.2 – Valores para os coeficientes da reta de ajuste $y = ax + b$.

| Sensor | a ($\Omega/^{\circ}\text{C}$) | b (Ω) |
|----------------|-----------------------------------|------------------|
| PT100 Módulo 1 | 0,383 | 100,2 |
| PT100 Módulo 2 | 0,382 | 100,2 |
| PT100 Módulo 3 | 0,383 | 100,1 |
| PT100 Módulo 4 | 0,381 | 100,2 |

4.5. Características dos módulos fotovoltaicos a serem ensaiados

Os módulos fotovoltaicos escolhidos para a instalação são os mostrados na Tabela 4.3. Antes da instalação, a curva característica desses módulos foi medida em um simulador solar na condição padrão de temperatura e irradiação. A Tabela 4.3 mostra os parâmetros obtidos no ensaio no simulador e também os dados que constam na placa de identificação dos

módulos. A Tabela 4.3 mostra que o módulo 2 e o módulo 4 apresentaram potências 29,6 e 6,4% maiores do que o valor de placa, respectivamente. Esse fato é comum nos módulos de filmes finos, visto que os fabricantes já prevêm que ocorrerá degradação da potência após as primeiras horas de exposição solar.

O valor obtido para o Módulo 1 foi menor do que o declarado em placa, todavia esse módulo já foi exposto ao sol anteriormente no LABSOL, portanto provavelmente já está estabilizado, fato que será verificado no ensaio. O módulo 3, com a tecnologia CIGS, apresentou valor 4,1% menor no ensaio do simulador em comparação com o valor de placa, todavia, sabe-se que essa tecnologia apresenta um efeito metaestável que, quando polarizado em uma tensão próxima à tensão de circuito aberto, apresenta aumento de potência. Essa propriedade do CIGS também será verificada nesse ensaio. Os coeficientes térmicos dos módulos foram retirados dos catálogos de fabricante e podem ser vistos na Tabela 4.4.

Tabela 4.3 – Parâmetros informados na placa e parâmetros medidos dos módulos.

| Identificação | Tecnologia | Placa de Identificação ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cel}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) | | | | | Medição no simulador ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cel}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) | | | | |
|-----------------------|---------------------------|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | P_{mp} (W) | I_{mp} (A) | V_{mp} (V) | I_{sc} (A) | V_{oc} (V) | P_{mp} (W) | I_{mp} (A) | V_{mp} (V) | I_{sc} (A) | V_{oc} (V) |
| Módulo 1 UNISOLAR | Tripla-Junção a-Si | 32 | 1,94 | 16,5 | 2,40 | 23,8 | 31,9 | 1,79 | 17,84 | 2,17 | 23,27 |
| Módulo 2 SUNGEN | 1-junção a-Si | 100 | 1,42 | 70,5 | 1,74 | 92 | 129,6 | 1,78 | 72,88 | 2,05 | 93,23 |
| Módulo 3 GE ENERGY | CuInGaSe ₂ | 150 | 1,90 | 79,0 | 2,10 | 110 | 143,9 | 1,91 | 75,38 | 2,16 | 108,06 |
| Módulo 4 DUPONT | Tandem a-Si/ μ -Si | 142 | 1,13 | 126,2 | 1,34 | 161,95 | 151,1 | 1,21 | 124,69 | 1,40 | 157,33 |

Tabela 4.4 – Coeficientes térmicos dos módulos a serem ensaiados, retirado dos catálogos dos fabricantes.

| | α (% $I_{sc}/^\circ\text{C}$) | β (% $V_{oc}/^\circ\text{C}$) | γ (% $P_{MP}/^\circ\text{C}$) |
|----------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| Módulo 1 - UNISOLAR | 0,10 | -0,38 | 0,21 |
| Módulo 2 - SUNGEN | 0,13 | -0,36 | 0,27 |
| Módulo 3 - GE ENERGY | 0,01 | -0,30 | 0,31 |
| Módulo 4 - DUPONT | 0,09 | -0,35 | 0,30 |

4.6. Cálculo e instalação das cargas resistivas

Conforme descrito pela norma IEC 61646 [IEC, 2008a], os módulos fotovoltaicos devem ser conectados a cargas resistivas de maneira que funcionem próximos do ponto de máxima potência para as condições padrão de irradiação e temperatura dessa norma. Analisando a descrição do ensaio de *light-soaking* previsto na norma IEC 61646, é possível verificar que o ensaio objetiva simular a operação real dos módulos de filmes finos. Na maioria das aplicações de geração fotovoltaica o módulo irá operar próximo do ponto de máxima potência, seja por estar conectado a um conversor CC/CA com seguidor de ponto de máxima potência ou por estar conectado diretamente a uma carga, considerando que o seu dimensionamento tenha sido feito corretamente.

Existem módulos de carga eletrônicos com seguidor do ponto de máxima potência que são desenvolvidos para testes de desempenho de módulos fotovoltaicos. Com esses dispositivos, a carga resistiva é ajustada com um programa para que o módulo sempre fique próximo do ponto de máxima potência, mesmo com variação da irradiação solar. A Figura 4.13 mostra uma imagem deste dispositivo.



Figura 4.13 – Dispositivo de carga resistiva com seguidor do ponto de máxima potência.

Nesse trabalho, foram utilizados resistores fixos calculados para os módulos a serem ensaiados. Com base nos parâmetros I_{mp} e V_{mp} medidos em simulador solar de cada módulo, mostrados na Tabela 4.3, e também com base na potência máxima que cada resistor disponível para instalação pode dissipar, as cargas resistivas foram calculadas e os resistores escolhidos, conforme mostra a Tabela 4.5.

Para os Módulos 3 e 4 os valores de resistência ficaram relativamente maiores por causa da capacidade de dissipação de potência das resistências. No caso do Módulo 3, uma das resistências a ser instalada possui potência máxima igual a 100 W e valor nominal de

33 Ω . Sendo assim, a corrente máxima que poderia passar por esse dispositivo é igual a 1,73 A. Como a curva I-V dos módulos foi medida para a condição padrão no simulador solar, sabe-se que para 1,73 A o Módulo 3 apresenta tensão de aproximadamente 81 V. Para que a corrente, portanto, não ultrapasse 1,73 A, a carga resistiva desse circuito precisa ser de no mínimo aproximadamente 46 Ω . Pode-se verificar que esse ponto de operação é muito próximo do ponto de máxima potência, pois 81 V multiplicado por 1,73 A é igual a 140,13 W, que é próximo dos 143,9 W, conforme medido no simulador solar.

Tabela 4.5 – Valor de resistência para o ponto de máxima potência e valor instalado.

| Identificação | $R_{mp} = V_{mp} / I_{mp}$ (Ω) | Valor instalado (Ω) |
|---------------|--|---------------------------------|
| Módulo 1 | 9,97 | 9,4 |
| Módulo 2 | 40,94 | 42,4 |
| Módulo 3 | 39,47 | 47,1 |
| Módulo 4 | 103,05 | 117,5 |

Para o Módulo 4, foram utilizadas quatro resistências em paralelo com valor nominal igual a 470 Ω . Também se verificou que o ponto de operação nesse caso é muito próximo do ponto de máxima potência desse módulo, pois o valor de potência para essa carga é aproximadamente igual a 148 W, com valores aproximados de corrente e tensão iguais a 1,13 A e 131,4 V, respectivamente. A Figura 4.14 mostra uma imagem das resistências instaladas, fixadas na parede da parte interior do laboratório. Para melhorar a capacidade de dissipação de calor, as resistências foram instaladas em placas metálicas com aletas.

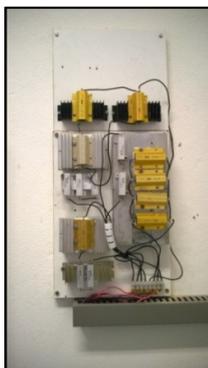


Figura 4.14 – Resistências instaladas dentro do prédio do laboratório.

4.7. Instalação do painel elétrico e conexões

O painel elétrico foi instalado ao lado das cargas resistivas, dentro do laboratório. A Figura 4.15 mostra imagens do painel instalado. Na Figura 4.15b os plugues estão inseridos para a medição da curva característica com o traçador de curvas. Na Figura 4.15a são mostrados os quatro disjuntores bipolares acionados, um para cada módulo. Foi instalado um quinto disjuntor bem como cinco conjuntos de bornes para futura expansão desse experimento.

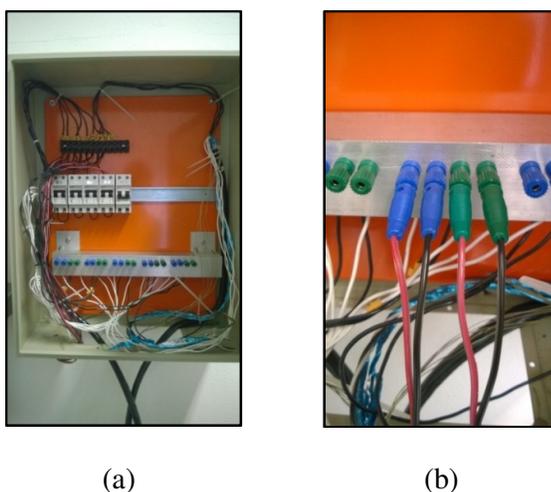


Figura 4.15 – Imagens painel elétrico: a) vista do interior do painel; b) plugues inseridos para medição da curva característica do módulo.

4.8. Sistema para medição de curva característica

O sistema para medição da curva característica utilizado foi o desenvolvido por Gasparin, 2009. Esse sistema utiliza uma fonte de 100 V para polarizar os módulos e multímetros para medida simultânea de corrente e tensão. Também são utilizados multímetro e célula de referência de silício cristalino para medição de irradiância solar e multímetro para medição da temperatura dos módulos por meio de sensor PT100. A Figura 4.16 mostra o diagrama funcional do experimento montado por Gasparin, 2009 e utilizado nesse trabalho.

No trabalho de Gasparin 2009, também foi desenvolvido um software em Visual Basic® para gerenciar o sistema. Os dados são registrados em um arquivo com extensão *dat* que posteriormente podem ser tratados com um software de pós-processamento para que a

curva I-V possa ser corrigida. A Figura 4.17 mostra a tela do software desenvolvido por Gasparin 2009, que apresenta uma curva característica medida.

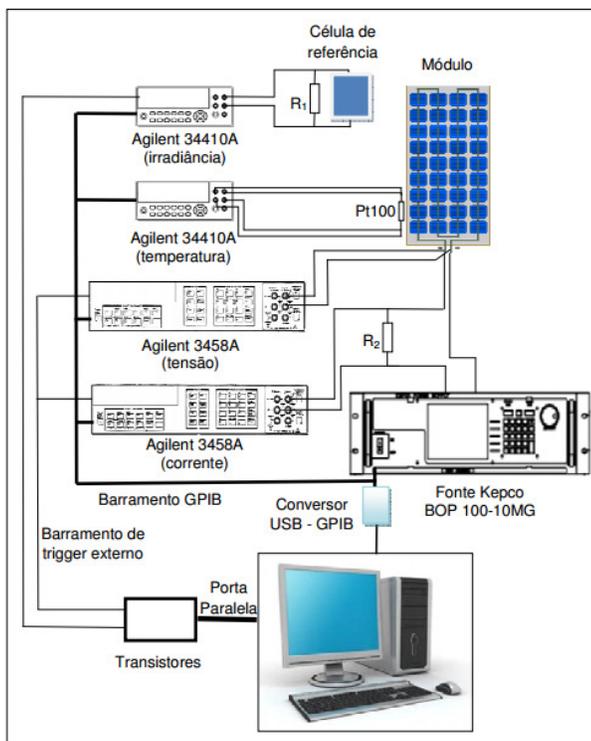


Figura 4.16 – Diagrama funcional do experimento desenvolvido por Gasparin, 2009.

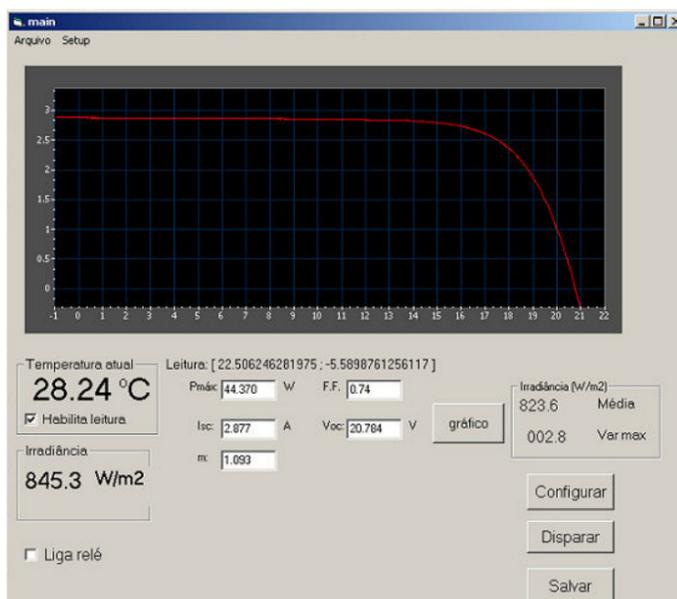


Figura 4.17 – Tela do software traçador de curvas características [Gasparin, 2009].

4.9. Correção da curva característica

Como a bancada experimental desenvolvida neste trabalho utiliza radiação solar natural e realiza os testes em ambiente externo, a correção da curva característica I-V para as condições padrão de temperatura e irradiância se faz necessária. Ainda, como a tecnologia dos módulos a serem ensaiados é diferente da tecnologia da célula de referência da bancada do traçador de curvas utilizado, será necessário também realizar a correção espectral dos resultados.

Para a escolha do método de correção da curva característica, deve-se levar em consideração que, conforme descrito anteriormente, o método de correção por translação geométrica é prático e produz resultados confiáveis para correções relativamente pequenas. Considerando também que a norma IEC 61646 [IEC, 2008a] prevê que as medições de monitoramento consecutivas podem ser realizadas em qualquer temperatura, desde que dentro de um intervalo máximo igual a 2 °C, pode-se determinar uma condição de temperatura específica, o mais próxima possível de todas as medições para comparar os resultados de potência máxima com a Equação 3.1. Dessa maneira, pode-se utilizar o método de translação geométrica sem que ocorram erros consideráveis.

4.9.1. Programa de pós-processamento de curvas I-V

Buhler et al 2014 desenvolveram um programa para correção de curvas características I-V. Para utilizar o programa o usuário carrega o arquivo de dados obtido com a medição da curva característica I-V, que também contém o valor de temperatura e de irradiância registrados durante a medição.

O programa de pós-processamento solicita que o usuário indique a condição de temperatura e irradiância para a qual se deseja corrigir a curva e os coeficientes térmicos α e β dos módulos. Se o usuário desejar utilizar o método de correção previsto nas normas IEC 891 e NBR-12302 precisará informar o fator K, chamado de fator de correção da curva. Para a determinação do K é necessário realizar mais de uma medição da curva característica I-V. Para o método de translação geométrico, que é o utilizado neste trabalho, não é necessário calcular esse fator. A Figura 4.18 mostra uma imagem da tela do programa desenvolvido por Buhler et al 2014.

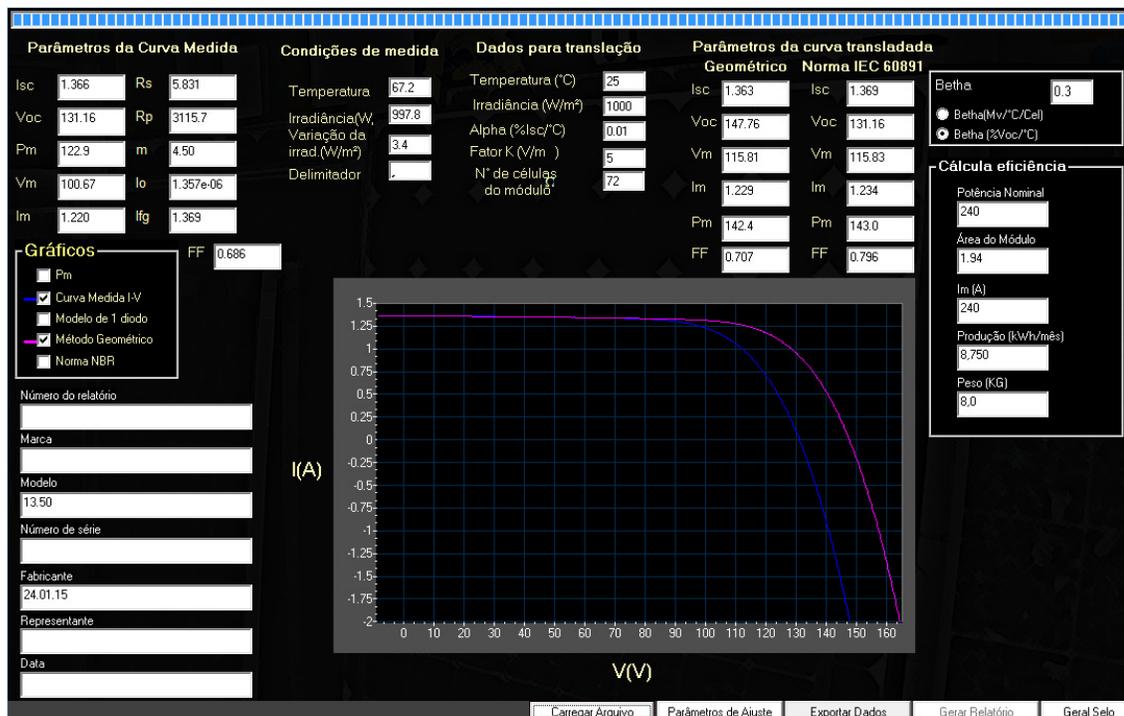


Figura 4.18 – Tela do software de pós-processamento. Curva azul: medida; Curva rosa: corrigida [Buhler et al, 2014]

4.10. Programa de monitoramento desenvolvido

Nesse trabalho, foi desenvolvido um programa em Visual Basic® para monitorar a temperatura e integrar a irradiância recebida pelos módulos fotovoltaicos submetidos ao ensaio *light-soaking*. Esse sistema conta com um instrumento Multi-canais Agilent 34972A conectado a um computador por USB, quatro PT100 Classe A para medição de temperatura e uma célula de referência de silício monocristalino.

O software realiza as funções de enviar comandos para o instrumento, receber e calcular os valores medidos pelos sensores e integrar a radiação para cada módulo caso a condição relacionada a sua temperatura seja satisfeita. A Figura 4.19 mostra uma imagem do programa desenvolvido realizando o monitoramento.

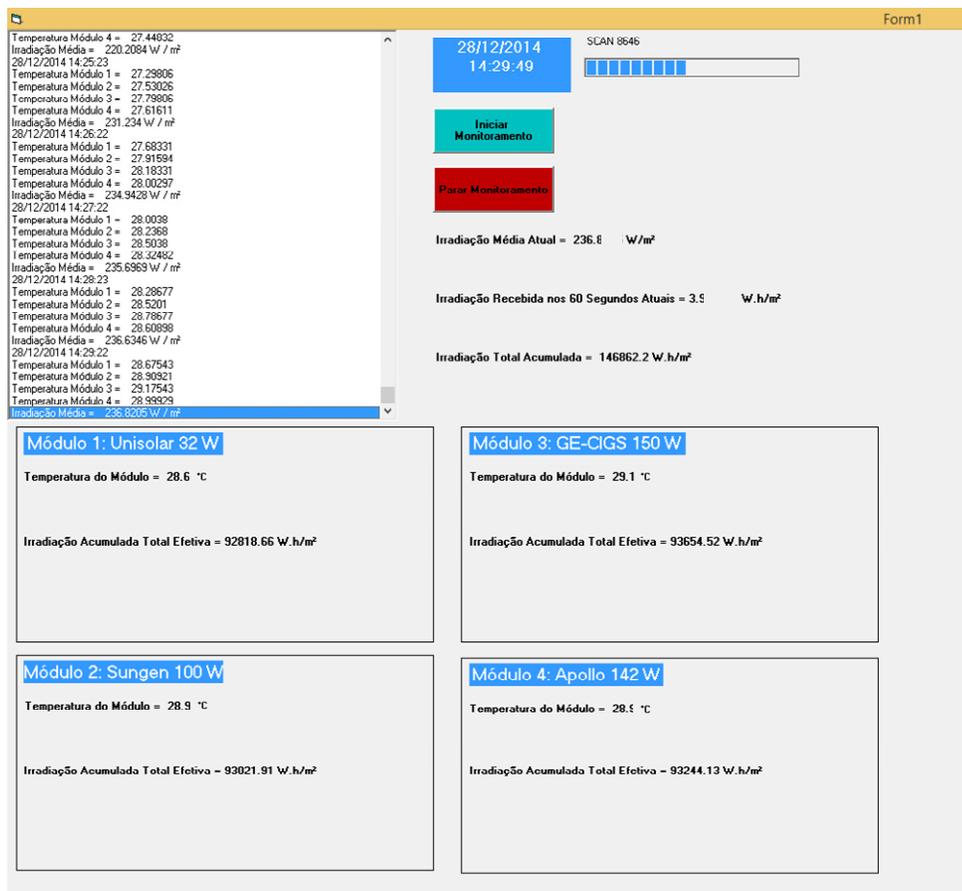


Figura 4.19 – Tela do programa de monitoramento desenvolvido.

Os parâmetros mostrados na tela do programa para o monitoramento são os listados na Tabela 4.6. Essa tabela também mostra uma breve descrição explicando cada parâmetro. Como o objetivo deste programa é monitorar a irradiação total recebida em cada módulo quando estes estão entre 40 e 60 °C, o programa foi desenvolvido para funcionar continuamente e realizar a integração das medidas a cada minuto.

A medida que os valores são calculados, os valores medidos e a respectiva hora e data são gravados em um arquivo texto com os valores separados por vírgulas. Na tela do programa existe uma lista que apresenta o histórico das medições, caso o usuário queira verificar os dados sem precisar abrir o arquivo que é utilizado para registro. Quando o programa é aberto e o usuário clica no botão “Iniciar Monitoramento”, ele pode inserir valores iniciais de irradiação acumulada nos módulos, bem como a irradiação acumulada total. Após a indicação desses valores, o programa começa o primeiro ciclo de medição de 1 minuto de

duração. Igualmente, o usuário pode parar o monitoramento pressionando o botão: “Parar Monitoramento”, caso seja necessário.

Tabela 4.6 – Parâmetros mostrados na tela do programa desenvolvido.

| Nome do Parâmetro | Descrição |
|--|--|
| SCAN | É um contador. Registra o número de ciclos de intervalo de 60 segundos que ocorreram desde o início do monitoramento. |
| Irradiação Média Atual | É a média das medições de irradiação durante o minuto atual, em W/m^2 . |
| Irradiância Recebida nos 60 Segundos Atuais | É a irradiação média atual integrada em um minuto, em Wh/m^2 . |
| Irradiância Total Acumulada | É a soma das irradiâncias de cada minuto anterior até o atual, em Wh/m^2 . |
| Temperatura do Módulo | É a temperatura do módulo no início do minuto atual, em $^{\circ}C$. |
| Irradiação Acumulada Total Efetiva do Módulo | É a soma das irradiâncias de cada minuto anterior, para quando esse módulo esteve entre 40 e 60 $^{\circ}C$, até o atual, caso esse módulo esteja entre 40 e 60 $^{\circ}C$. |

A Figura 4.20 mostra o fluxo seguido pelo programa para cada ciclo de 60 segundos. No início do ciclo, a memória interna do instrumento é apagada e os canais 101, 102, 103 e 104 são configurados para medir resistência em Ω a quatro fios. A varredura desses canais é configurada e o instrumento mede os quatro valores. Posteriormente esses valores são tratados dentro do programa com a curva de calibração dos sensores para se obter a temperatura. Em seguida, o instrumento é configurado pra medir tensão contínua no canal 105 num total de 52 vezes com intervalos de 1 segundo entre as medições. Ao final do ciclo, o instrumento retorna a média dos valores medidos no canal 105. Esse valor médio é tratado dentro do programa com a curva de calibração da célula de referência para se obter a irradiação média durante aquele ciclo.

O fluxo para a medição foi desenvolvido dessa maneira para que a medição de irradiação acumulada ao longo do tempo nos módulos fosse mais precisa. Além disso, essa configuração possui a vantagem de, mesmo realizando inúmeras medições de irradiância, não precisa fechar e abrir o contato no canal 105 mais do que uma única vez a cada 60 segundos. Esse fato é importante para não desgastar excessivamente o instrumento, visto que o objetivo do programa é funcionar continuamente.

A temperatura, no sistema de monitoramento, tem a função de determinar se a parcela de irradiação recebida durante esse ciclo irá ou não contabilizar para o ensaio de *light-soaking*. Considerando esse fato, mede-se apenas uma vez a cada minuto a temperatura dos módulos e usa-se esse valor na condição do ensaio.

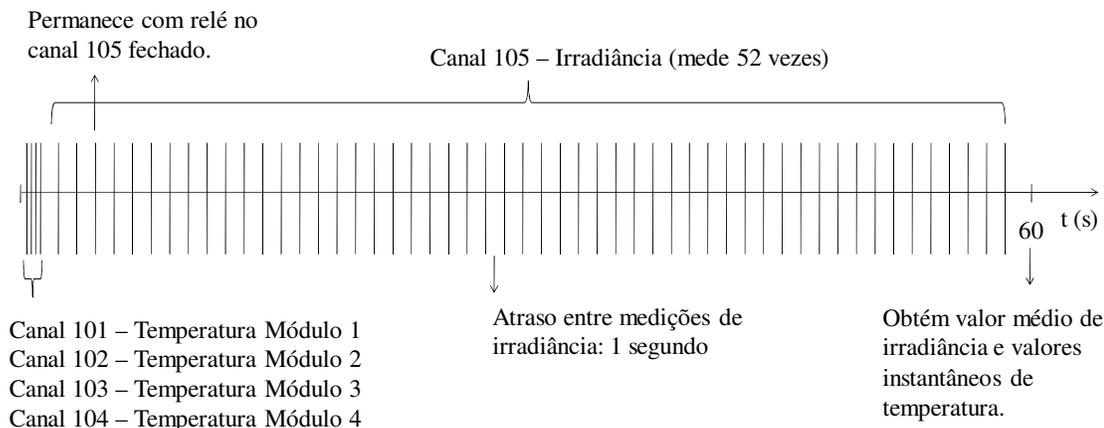


Figura 4.20 – Fluxo de medição que o software solicita ao instrumento Agilent 34972A.

4.11. Metodologia para o ensaio

Quando os disjuntores estiverem acionados, todos os módulos estarão dissipando potência nas resistências. O software de monitoramento fica funcionando continuamente, monitorando a quantidade de irradiação que os módulos recebem. Abaixo segue a sequência de ensaio de exposição solar com o experimento desenvolvido:

- a) Uma vez instalados os módulos, monitorar quantidade total de irradiação recebida com o programa de monitoramento;
- b) Caso a irradiação total efetiva dos módulos ultrapasse 43 kWh/m^2 , pode-se realizar a primeira medição da curva característica do módulo;
- c) Aguardar dia com céu limpo e realizar medida de curva característica, preferencialmente em horário próximo ao meio dia:
 - I. Desligar disjuntor do módulo que será ensaiado;

- II. Conectar plugues do traçador de curvas nos bornes do módulo que será ensaiado, dentro do painel elétrico;
 - III. Obter curva característica e utilizar software de pós-processamento para correção da curva;
 - IV. Desconectar cabos do traçador e religar o disjuntor.
- d) Repetir sequência a partir do passo (b) até que a condição da Equação 3.1 seja satisfeita.

5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Os quatro módulos foram ensaiados em um simulador solar no LABSOL no dia 18/11/2014 para a obtenção da curva característica antes do início do ensaio *light-soaking*. A partir do dia 03/12/2014 foram expostos a radiação solar, sendo que a primeira medição da curva característica durante a exposição foi em 14/12/2014, após cada módulo já tendo recebido em média 51 kWh de irradiação acumulada efetiva. O simulador solar instalado no prédio do LABSOL é do fabricante PASAN, modelo IIIc, com área iluminada útil de 2 m x 2 m para o ensaio de módulos fotovoltaicos. Este equipamento é classificado como A+A+A+ por superar todos os requisitos da classificação AAA estabelecidos na norma IEC 60904-9 [IEC, 2007] e fica situado em uma edificação com temperatura controlada construída especialmente para os ensaios.

O tempo de exposição solar total monitorado nesse trabalho foi de 55 dias, pois a última medição dos módulos instalados na estrutura ocorreu em 07/02/2015. Após a exposição, todos os módulos foram submetidos novamente a medição da curva característica no simulador solar, com o objetivo de se comparar com a primeira medição no simulador e verificar o total de potência que foi degradado. Durante os 55 dias de exposição solar, foram realizados no total 8 ensaios. Nem todas as medições foram feitas com os intervalos de 43 kWh/m², contudo a condição da Equação 3.1 foi aplicada somente para as medições cuja irradiação efetiva ultrapassou esse valor mínimo. A Tabela 5.1 mostra a data e hora em que as medições foram realizadas, incluindo os ensaios no simulador solar. Como as medições dos quatro módulos foram realizadas em sequência, a hora mostrada na Tabela 5.1 é a hora média para as quatro medições.

Tabela 5.1 – Medições realizadas durante o experimento de exposição solar, data e hora.

| Nº Med | Condição | Data | Hora aproximada (UTC/GMT -3) |
|--------|-------------------|------------|---------------------------------|
| 1 | Inicial/Simulador | 18/11/2014 | - |
| 2 | Exposto | 14/12/2014 | 13:35 |
| 3 | Exposto | 20/12/2014 | 12:18 |
| 4 | Exposto | 03/01/2015 | 12:13 |
| 5 | Exposto | 05/01/2015 | 11:39 |
| 6 | Exposto | 10/01/2015 | 13:52 |
| 7 | Exposto | 24/01/2015 | 12:46 |
| 8 | Exposto | 27/01/2015 | 11:39 |
| 9 | Exposto | 07/02/2015 | 12:42 |
| 10 | Final/Simulador | 08/02/2015 | - |

Os resultados apresentados são divididos em preliminares, com os dados obtidos antes das correções da curva I-V e, posteriormente, em definitivos com as correções da curva característica de cada módulo para cada dia e aplicação do critério de estabilização por *light-soaking*.

5.1. Resultados preliminares

A Tabela 5.2 mostra os resultados dos parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 1, antes das correções serem realizadas. Pode-se verificar que os valores de irradiância foram relativamente próximos de 1 kW/m^2 , com exceção da medição número 9. Comparando os parâmetros deste módulo nas medições inicial e final no simulador solar é possível ver que ocorreu pequena queda no valor de potência máxima. Sabe-se que esse módulo já fora exposto ao sol em outros trabalhos no LABSOL, o que explica o fato de não ter sido possível observar considerável degradação de potência.

Tabela 5.2 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 1, antes das correções.

| | Nº Med | Condição | G | T | I_{sc} | V_{oc} | P_{mp} | FF |
|----------------------|--------|-------------------|-------------|-----------------|----------|----------|----------|------|
| | | | (W/m^2) | ($^{\circ}C$) | (A) | (V) | (W) | (%) |
| Módulo 1 UNISOLAR | 1 | Inicial/Simulador | 1003,0 | 24,7 | 2,17 | 23,27 | 31,9 | 63,2 |
| | 2 | Exposto | 961,5 | 50,8 | 2,43 | 20,77 | 30,6 | 60,6 |
| | 3 | Exposto | 974,5 | 63,3 | 2,49 | 19,48 | 29,5 | 60,9 |
| | 4 | Exposto | 848,0 | 49,1 | 2,19 | 20,16 | 26,8 | 60,6 |
| | 5 | Exposto | 997,8 | 60,8 | 2,48 | 19,71 | 29,6 | 60,7 |
| | 6 | Exposto | 1093,2 | 61,0 | 2,78 | 19,59 | 33,1 | 60,8 |
| | 7 | Exposto | 1006,8 | 67,0 | 2,54 | 19,21 | 29,6 | 60,6 |
| | 8 | Exposto | 954,4 | 63,5 | 2,42 | 19,51 | 28,6 | 60,6 |
| | 9 | Exposto | 1218,4 | 59,6 | 2,97 | 20,07 | 35,7 | 59,9 |
| | 10 | Final/Simulador | 1003,0 | 24,0 | 2,13 | 22,84 | 29,6 | 60,7 |

Os valores obtidos nas medições do Módulo 2 podem ser vistos na Tabela 5.3. Este módulo ainda não havia sido exposto ao sol e os resultados mostraram considerável degradação de potência, que reduziu em 21,2%. Conforme já comentado anteriormente, a potência indicada na placa do módulo SUNGEN é 100 W, valor bastante próximo do final medido no simulador solar.

O módulo da SUNGEN possui tecnologia de silício amorfo hidrogenado de uma junção. Sem a correção dos parâmetros da curva I-V para as condições padrão, a degradação do módulo não fica evidente, apenas quando se compara os valores inicial e final medidos no simulador em condições controladas de temperatura e irradiância.

Tabela 5.3 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 2, antes das correções.

| | Nº Med | Condição | G | T | I_{sc} | V_{oc} | P_{mp} | FF |
|--------------------|--------|-------------------|-------------|-----------------|----------|----------|----------|------|
| | | | (W/m^2) | ($^{\circ}C$) | (A) | (V) | (W) | (%) |
| Módulo 2 SUNGEN | 1 | Inicial/Simulador | 1003,0 | 24,4 | 2,05 | 93,23 | 129,6 | 67,6 |
| | 2 | Exposto | 958,3 | 53,4 | 2,04 | 82,55 | 103,9 | 61,9 |
| | 3 | Exposto | 971,4 | 62,7 | 2,07 | 79,28 | 100,9 | 61,4 |
| | 4 | Exposto | 973,9 | 43,3 | 2,04 | 82,49 | 103,4 | 61,5 |
| | 5 | Exposto | 1001,9 | 61,5 | 2,09 | 79,07 | 100,6 | 60,9 |
| | 6 | Exposto | 1137,3 | 68,0 | 2,42 | 80,56 | 117,7 | 60,3 |
| | 7 | Exposto | 997,7 | 65,1 | 2,12 | 78,36 | 100,0 | 60,2 |
| | 8 | Exposto | 955,9 | 63,5 | 2,04 | 78,81 | 97,5 | 60,6 |
| | 9 | Exposto | 1179,4 | 60,4 | 2,41 | 80,99 | 115,2 | 59,1 |
| | 10 | Final/Simulador | 1003,0 | 24,9 | 1,88 | 89,67 | 102,15 | 60,6 |

Para o Módulo 3 os resultados preliminares são apresentados na Tabela 5.4. O módulo da GE ENERGY possui tecnologia CIGS, que apresenta um efeito metaestável após as primeiras horas de exposição solar, causando aumento de potência. Esse efeito pode ser observado na primeira medição do módulo exposto ao sol, já que este apresentou potência maior do que a medida no simulador, sendo que a sua temperatura na medição número 2 estava 51,5 °C. Comparando a medição inicial no simulador com a medição final, para o módulo GE ENERGY, verifica-se que a potência máxima aumentou em 9,94%, o que pode ser atribuído ao efeito metaestável.

O módulo da DUPONT também já fora exposto ao sol em outros trabalhos realizados no LABSOL, porém apresentou considerável degradação de potência entre as medições inicial e final no simulador solar, resultando em decréscimo total de 12%. O último valor de potência máxima ficou 6,3% abaixo do valor declarado na placa do módulo, 142 W.

Tabela 5.4 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 3, antes das correções.

| | Nº Med | Condição | G | T | I_{sc} | V_{oc} | P_{mp} | FF |
|-----------------------|--------|-------------------|-------------|-----------------|----------|----------|----------|------|
| | | | (W/m^2) | ($^{\circ}C$) | (A) | (V) | (W) | (%) |
| Módulo 3 GE ENERGY | 1 | Inicial/Simulador | 1003,0 | 24,6 | 2,16 | 108,05 | 143,9 | 61,6 |
| | 2 | Exposto | 950,4 | 51,5 | 2,11 | 101,16 | 144 | 67,5 |
| | 3 | Exposto | 983,4 | 63,8 | 2,16 | 97,15 | 139,4 | 66,4 |
| | 4 | Exposto | 911,9 | 56,7 | 1,95 | 99,01 | 129,5 | 67,1 |
| | 5 | Exposto | 999,0 | 62,2 | 2,19 | 98,08 | 143,1 | 66,6 |
| | 6 | Exposto | 1060,1 | 70,7 | 2,34 | 98,31 | 152,4 | 66,2 |
| | 7 | Exposto | 1001,7 | 68,4 | 2,19 | 97,18 | 141,7 | 66,4 |
| | 8 | Exposto | 960,7 | 64,6 | 2,10 | 97,99 | 138,1 | 67,2 |
| | 9 | Exposto | 1144,2 | 58,9 | 2,46 | 100,62 | 166,0 | 67,0 |
| | 10 | Final/Simulador | 1002,0 | 23,8 | 2,14 | 109,35 | 158,2 | 67,8 |

Tabela 5.5 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 4, antes das correções.

| | Nº Med | Condição | G | T | I_{sc} | V_{oc} | P_{mp} | FF |
|--------------------|--------|-------------------|-------------|-----------------|----------|----------|----------|------|
| | | | (W/m^2) | ($^{\circ}C$) | (A) | (V) | (W) | (%) |
| Módulo 4 DUPONT | 1 | Inicial/Simulador | 1002,0 | 25,0 | 1,40 | 157,33 | 151,1 | 68,5 |
| | 2 | Exposto | 948,4 | 50,4 | 1,31 | 140,03 | 127,7 | 69,7 |
| | 3 | Exposto | 989,9 | 61,5 | 1,36 | 132,74 | 125,0 | 69,2 |
| | 4 | Exposto | 903,9 | 64,0 | 1,35 | 131,94 | 122,9 | 68,9 |
| | 5 | Exposto | 999,2 | 60,6 | 1,37 | 133,09 | 124,5 | 68,4 |
| | 6 | Exposto | 1026,4 | 70,5 | 1,43 | 131,35 | 128,1 | 68,0 |
| | 7 | Exposto | 997,1 | 67,2 | 1,37 | 131,16 | 122,9 | 68,6 |
| | 8 | Exposto | 1003,9 | 62,0 | 1,31 | 133,09 | 120,5 | 69,2 |
| | 9 | Exposto | 1133,6 | 57,9 | 1,52 | 136,77 | 141,4 | 68,2 |
| | 10 | Final/Simulador | 1003,0 | 24,3 | 1,35 | 154,21 | 133,0 | 63,9 |

A média aritmética de todos os valores de temperatura dos módulos medidos durante cada ensaio é igual a 60,74 °C. Sendo assim, os valores serão transladados com o método geométrico para 60,0 °C para serem comparados e para que a Equação 3.1 possa ser aplicada.

5.2. Resultados da correção espectral

Como a distribuição espectral da irradiância não foi medida no momento em que as curvas características foram adquiridas, foi necessário obter uma estimativa do espectro solar para que o fator de correção espectral pudesse ser estimado.

O espectro de irradiância foi estimado pelo método de Haag, 2012. Os dados de entrada do programa SMARTS2 são os mostrados na Tabela 5.6. Os dados foram obtidos com o banco de dados registrado pelos satélites TERRA, AQUA, OMI e AURA. Os satélites foram escolhidos em função dos horários das medidas.

Tabela 5.6 – Parâmetros atmosféricos LABSOL, 30S-51W Terra/Aqua – Omi/Aura SMARTS2, obtido por método de Haag, 2012.

| Medida | AOD | Vapor de água H ₂ O (cm) | Ozônio - O ₃ (UD) | CO ₂ (ppm) |
|-------------------|------|--|---------------------------------|--------------------------|
| 14/12/2014 | 0.11 | 2.5 | 285 | 390 |
| 20/12/2014 | 0.07 | 2.4 | 285 | 390 |
| 03/01/2015 | 0.06 | 3.5 | 275 | 390 |
| 05/01/2015 | 0.05 | 2.3 | 285 | 390 |
| 10/01/2015 | 0.05 | 3.2 | 275 | 390 |
| 24/01/2015 | 0.06 | 2.7 | 285 | 390 |
| 27/01/2015 | 0.05 | 4.1 | 285 | 390 |
| 07/02/2015 | 0.1 | 2.2 | 285 | 390 |

* AOD – Profundidade óptica dos aerossóis;

* UD – 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);

* Vapor de água medido em centímetros de coluna, a 1 atm. Maiores detalhes em Haag, 2012.

* ppm – partes por milhão por volume.

O modelo computacional forneceu a estimativa da distribuição espectral global horizontal para os dias e horários em que as medições foram realizadas. Com esses dados, e com a resposta espectral dos módulos fotovoltaicos a Equação 2.10 pôde ser aplicada e o fator de correção MM obtido.

A Tabela 5.7 mostra os fatores de correção espectral calculados com a Equação 2.10 para cada módulo e cada medição realizada.

Tabela 5.7 – Valores do fator de correção espectral (MM) para as medições realizadas. Obtido com a resposta espectral de cada tecnologia e com espectro estimado.

| Medição | Data | Módulo 1 UNISOLAR | Módulo 2 SUNGEN | Módulo 3 GE ENERGY | Módulo 4 DUPONT |
|---------|------------|----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|
| 2 | 14/12/2014 | 1,00 | 1,10 | 1,00 | 0,96 |
| 3 | 20/12/2014 | 1,00 | 1,10 | 1,00 | 0,96 |
| 4 | 03/01/2015 | 1,00 | 1,11 | 0,99 | 0,95 |
| 5 | 05/01/2015 | 1,00 | 1,10 | 1,00 | 0,96 |
| 6 | 10/01/2015 | 1,00 | 1,11 | 0,99 | 0,96 |
| 7 | 24/01/2015 | 1,00 | 1,10 | 1,00 | 0,96 |
| 8 | 27/01/2015 | 1,01 | 1,12 | 0,99 | 0,95 |
| 9 | 07/02/2015 | 1,00 | 1,09 | 1,00 | 0,96 |

A irradiância corrigida em função do espectro solar, G_{corr} , foi obtida para todas as medições em que os módulos estiveram expostos através da Equação 2.11. A Tabela 5.8 mostra os valores de irradiância corrigida para cada medição e módulo ensaiado.

Tabela 5.8 – Valores de irradiância corrigidos com a Equação 2.11 para cada módulo e cada medição realizada com luz natural.

| | Nº Med | Módulo 1 UNISOLAR | Módulo 2 SUNGEN | Módulo 3 GE ENERGY | Módulo 4 DUPONT |
|-----------------------------------|--------|----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|
| G_{corr} (W/m ²) | 2 | 961,5 | 1054,1 | 950,4 | 910,5 |
| | 3 | 974,5 | 1068,5 | 983,4 | 950,3 |
| | 4 | 848,0 | 1081,1 | 902,8 | 858,7 |
| | 5 | 997,8 | 1102,1 | 999,0 | 959,2 |
| | 6 | 1093,2 | 1262,4 | 1049,5 | 985,3 |
| | 7 | 1006,8 | 1097,5 | 1001,7 | 957,2 |
| | 8 | 963,9 | 1070,6 | 951,1 | 953,7 |
| | 9 | 1218,4 | 1285,6 | 1144,2 | 1088,3 |

As curvas características foram transladadas da condição de irradiância corrigida e temperatura obtida no ensaio para a condição de referência ($G= 1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ }^\circ\text{C}$) definida nesse trabalho. Considerando que as medições de curva característica no simulador solar, precisam ser comparadas para que a degradação seja realizada, e considerando que o simulador solar apresenta distribuição espectral de radiação da lâmpada muito próximo do espectro solar padrão e também que é bastante repetitivo, não se realizou correção espectral das curvas I-V obtidas com o simulador solar.

5.3. Estimativa da incerteza total na determinação da potência em cada medição do experimento

As incertezas associadas à metodologia proposta neste trabalho e também aos equipamentos utilizados são apresentadas em três partes para as medições realizadas durante o ensaio *light-soaking*. Para as medições no simulador solar a análise de incertezas não foi realizada, pois se trata de uma medida comparativa e o ensaio de repetitividade realizado na instalação indicou valores menores do que 0,1% para todos os parâmetros das curvas I-V medidas. Se o objetivo do ensaio fosse determinar qual o valor de potência, e não verificar degradação, a análise de incertezas deveria ser determinada também para as medições com o simulador solar.

5.3.1. Incerteza do sistema de aquisição de curva I-V de Gasparin, 2009

Como o equipamento utilizado para determinar as curvas características foi o mesmo desenvolvido e descrito na dissertação de Gasparin, 2009, a análise de incertezas apresentada naquela referência mostra incerteza de 22 W/m² (em 1000 W/m²) para irradiância solar, 0,26 °C (em 25 °C) para a temperatura do módulo, 0,04 A e 0,5 mV nas medições elétricas de corrente e tensão. Quando todos os fatores são analisados juntos, com as influências cruzadas, acaba resultado em uma incerteza de 3 W sobre potência de 133 W, ou cerca de 2,2% na potência do módulo. Deve-se entender que neste caso a irradiância é uniforme, sem variação significativa no tempo, a temperatura é uniforme sobre o módulo e tem variações pouco importantes durante o tempo de ensaio.

5.3.2. Estimativa da incerteza devida ao descasamento espectral

Tratando-se de módulos fotovoltaicos com tecnologias de filmes finos, como já foi descrito nesta dissertação, é importante observar os erros devidos à resposta espectral diferente entre a célula de referência e o módulo sob teste. Este erro foi corrigido com a estimativa da distribuição espectral nos momentos em que houve medições de curvas características. As respostas espectrais utilizadas foram assumidas serem iguais às aquelas

fornecidas pelos fabricantes ou reconhecidas como típicas de cada tecnologia. Tendo em vista que os valores corrigidos mostraram variações entre -5% e +12% da potência, deve-se considerar uma incerteza adicional atribuída ao descasamento espectral. O desvio padrão das medidas do fator espectral foi calculado, com os dados da Tabela 5.8, sendo o valor máximo igual a 1% para o Módulo 2. Sendo assim, decidiu-se por considerar a incerteza adicional devido ao descasamento espectral igual a 1%.

5.3.3. Estimativa da incerteza devido a utilizar condições não adequadas para medição da curva característica

O modelo aplicado para a estimativa da distribuição espectral da radiação solar é aplicável a situações de céu límpido. Nestas condições, esse modelo foi validado com resultados experimentais, apresentando resultados confiáveis de distribuição espectral [Haag, 2012; Gueymard, 1995]. Contudo, em algumas medições não foi possível realizar a aquisição de dados para determinação da potência em momentos com o céu totalmente isento de nuvens. O distanciamento desta condição deve levar a considerar-se uma variação espectral relativa ao resultado do modelo.

Existem trabalhos que desenvolveram fatores de correção para que, aplicados ao resultado da estimativa do espectro solar para céu limpo com modelos computacionais, passem a considerar os efeitos causados pela existência de nuvens [Landelius et al, 2001; Moreno et al, 2001]. Esses coeficientes variam com a fração de cobertura de nuvens do céu. Para valores baixos de cobertura de nuvens como, por exemplo, 10%, que é o caso deste trabalho, os fatores têm valores médios de 5%. Dessa maneira, pode-se estimar que a incerteza relacionada a este assunto seja 5%.

A variação da irradiância no tempo produziu também variações importantes nas temperaturas dos módulos. Estas variações estão registradas nos arquivos de aquisição de dados e demonstram variação de temperatura com maior intensidade nos dias com maior número de nuvens. O fato do módulo variar sua temperatura um pouco antes do ensaio de curva característica não é por si um problema, tendo em vista que para cada ensaio uma temperatura é registrada, mas variações bruscas de temperatura podem fazer com que a temperatura mensurada no sensor não represente bem a temperatura média do módulo, tanto por permitir uma distribuição de temperaturas sobre a superfície dos módulos, quanto porque

o sensor de temperatura, em regime transiente, permite maior erro. A Figura 5.1 apresenta um gráfico com as temperaturas dos módulos em cada medição que foi realizada durante o ensaio de exposição solar.

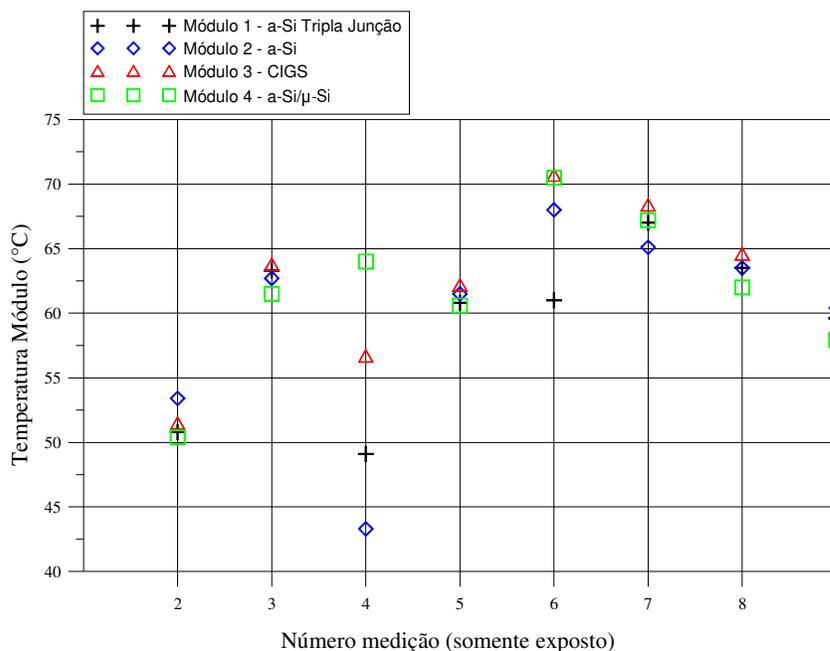


Figura 5.1 – Temperatura de cada módulo nos momentos das medições.

Os ensaios em cada dia foram realizados em sequência, contudo em alguns dias as temperaturas de cada módulo ficaram distantes, como por exemplo na medição número 4 e número 6. Para o caso da medição número 4, que foi realizada no dia 03/01/2015, a Figura 5.2 mostra um gráfico dos valores de temperatura medidos em cada minuto neste dia para os quatro módulos. A Figura 5.2 mostra que os valores de temperatura em cada módulo são muito próximos em cada minuto, contudo, mostra também que as temperaturas variaram bastante em curtos períodos de tempo.

O gráfico da Figura 5.3 apresenta a irradiância ao longo do dia 03/01/2015, mostrando que nesse dia intercalaram-se períodos nublados e de sol, explicando as altas variações de temperatura nos módulos. A medição número 4, que é a que foi realizada em período com maiores variações de temperatura nos módulos, foi descartada. Mesmo assim, verifica-se que uma incerteza devido a variação de temperatura que também ocorreu em outros dias e também devido a influência de nuvens no espectro solar deve ser considerada.

Assumindo que a variação de temperatura pode chegar ao máximo em até 3 °C, pode-se estimar a incerteza utilizando o coeficiente de variação da potência máxima com a temperatura, γ . Para os quatro módulos, o maior valor de gama é o do módulo GE ENERGY, que conforme já apresentado na Tabela 4.4 é igual a $0,31\%P_{MP}/^{\circ}C$. Sendo assim, a incerteza adicional devido a variação de temperatura será igual a $0,93\% \cong 1\%$.

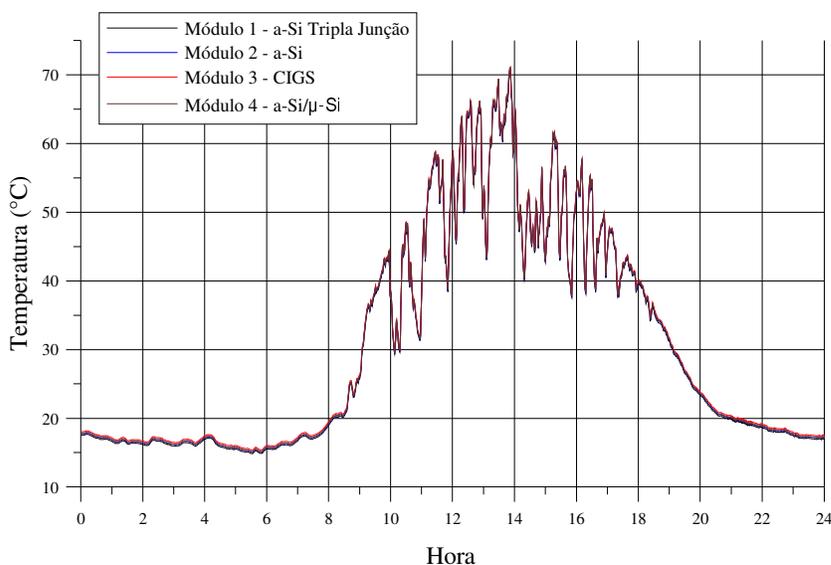


Figura 5.2 – Temperatura de cada módulo em cada minuto do dia 03/01/3015, dia em que a medição número 4 foi realizada.

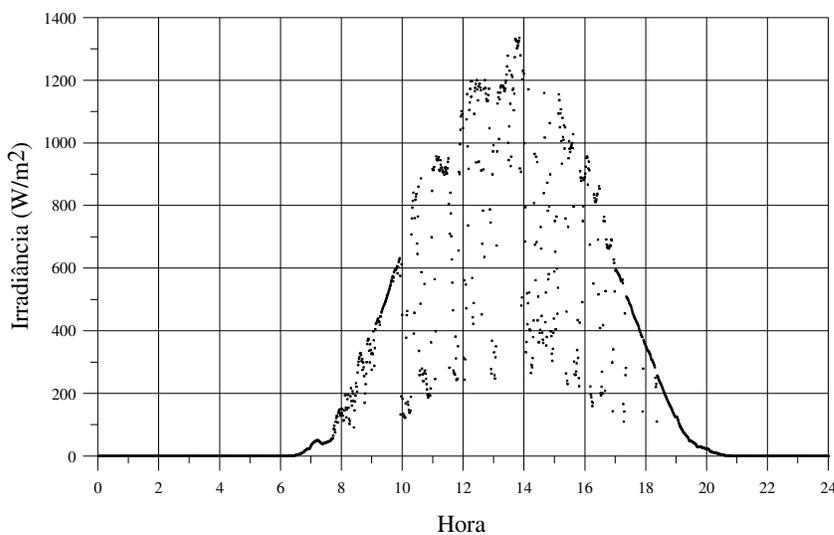


Figura 5.3 – Irradiância medida em cada minuto do dia 03/01/3015, dia em que a medição número 4 foi realizada.

5.3.4. Combinação das estimativas de incerteza

A listagem a seguir organiza os motivos e os valores de cada incerteza apresentada anteriormente:

- a) Incerteza do sistema de aquisição de curva I-V de Gasparin, 2009: 2,2%
- b) Estimativa da incerteza devida ao descasamento espectral: 1%
- c) Estimativa da incerteza devido a utilizar condições não adequadas para medição da curva característica:
 - a. Nuvens durante medições: 5%
 - b. Variações de temperatura dos módulos: 1%

A combinação das estimativas de incerteza definidas, realizando-se a raiz quadrada da soma dos valores elevados ao quadrado, resulta em 5,64%. Esta incerteza combinada é uma estimativa para que as variações de potência medidas durante o ensaio possam ser avaliadas corretamente.

5.4. Resultados corrigidos – Módulo 1 – a-Si Tripla Junção

A Tabela 5.9 apresenta os valores dos parâmetros obtidos para o Módulo 1, nos ensaios em que esteve exposto, corrigidos para a condição de referência definida.

Tabela 5.9 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 1, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T= 60 \text{ }^\circ\text{C}$.

| | Nº Med | $I_{sc} (A)$ | $V_{oc} (V)$ | $P_{mp} (W)$ | $FF(\%)$ |
|----------------------|--------|--------------|--------------|--------------|----------|
| Módulo 1 UNISOLAR | 2 | 2,55 | 20,04 | 30,8 | 60,3 |
| | 3 | 2,55 | 19,72 | 30,7 | 61,1 |
| | 4 | 2,63 | 19,33 | 30,7 | 60,3 |
| | 5 | 2,48 | 19,77 | 29,8 | 60,8 |
| | 6 | 2,53 | 19,66 | 30,3 | 60,7 |
| | 7 | 2,51 | 19,72 | 30,1 | 60,9 |
| | 8 | 2,50 | 19,77 | 30,1 | 60,9 |
| | 9 | 2,44 | 20,03 | 29,0 | 59,4 |

O critério para estabilidade previsto na norma IEC 61646 [IEC, 2008a], conforme Equação 3.1, foi aplicado para as medições consecutivas em intervalos de ao menos 43 kWh/m², que para todos os módulos foram os pares de medidas: 2 e 5; 5 e 7; 7 e 9. Recordase que a medição 4 não foi considerada para esse critério já que no dia em que foi realizada as temperaturas dos módulos variaram significativamente.

A Tabela 5.10 apresenta os resultados da verificação de estabilização e valor de irradiação acumulada efetiva entre as medições para o Módulo 1. O critério de estabilidade previsto foi atingido entre as medições 5 e 7, sendo, portanto, considerado estabilizado pela IEC 61646 a partir dessa irradiação acumulada efetiva. Contudo, nesse trabalho o módulo continuou exposto e foi possível verificar novamente o critério entre as medições 7 e 9, cujo novo resultado não atendeu o critério de estabilização.

Tabela 5.10 – Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio *light-soaking*, para o Módulo 1, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m².

| Par de medidas | Irradiação efetiva acumulada no intervalo (kWh/m ²) | Resultado Equação 3.1 (%) |
|----------------|---|---------------------------|
| 2 ; 5 | 68,4 | 3,3 |
| 5 ; 7 | 47,7 | 1,0 |
| 7 ; 9 | 43,6 | 3,7 |

As curvas I-V foram corrigidas também para a condição padrão de temperatura $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ para que fosse possível visualizar os valores de potência máxima em comparação aos obtidos na medição inicial (medição número 1) e medição final (medição número 10) realizadas no simulador solar. A Figura 5.4 apresenta as medições de potência máxima nestas condições para o Módulo 1. Neste gráfico também aparece o valor de potência máxima corrigido na medição 4, contudo o ponto correspondente está em cor cinza para diferenciá-lo dos demais. A incerteza total estimada está representada pelas barras horizontais em cada valor.

Pode-se ver que a incerteza total nas medições do Módulo 1 é cerca de 2 W e o gráfico mostra variações dentro desse valor para medições 2 até 8. Entretanto, comparando a medição 2 com a medição 9 pode-se ver que ocorreu queda efetiva de potência, considerando a incerteza total estimada. Comparando os valores inicial e final obtidos com o simulador solar

também se verifica que ocorreu degradação de aproximadamente 2,3 W, que representa 7% de degradação da medição inicial.

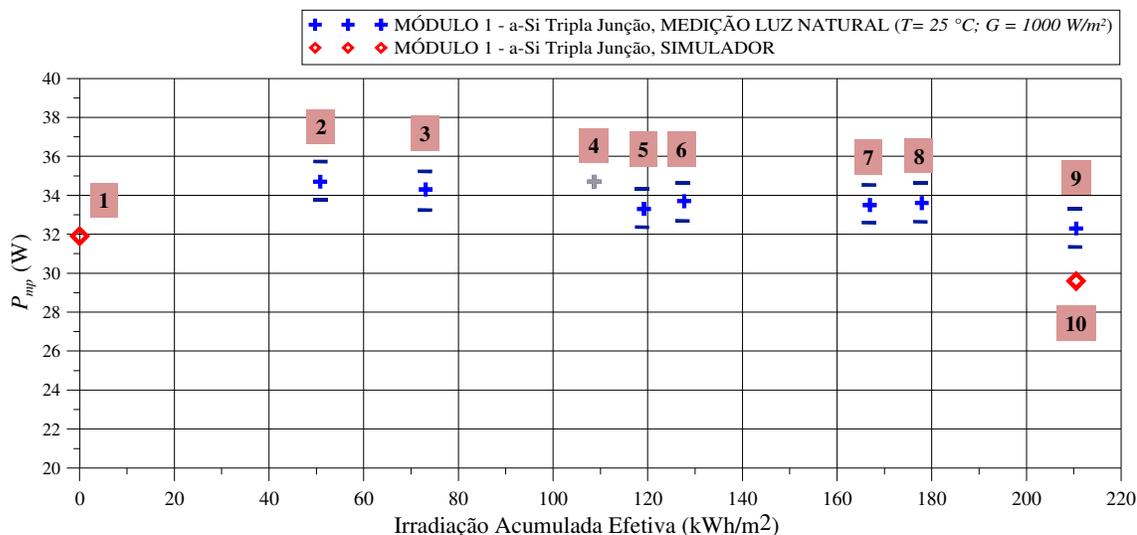


Figura 5.4 – Medições de potência máxima do Módulo 1 (UNISOLAR) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor (ver Tabela 5.1). A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida em com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada.

5.5. Resultados corrigidos – Módulo 2 – a-Si

A Tabela 5.11 apresenta os dados obtidos para o Módulo 2 corrigidos para $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ °C}$. A Tabela 5.12 mostra os resultados da verificação de estabilização e valor de irradiação acumulada efetiva entre as medições para o Módulo 2 com os valores de potência da Tabela 5.11. O critério da Equação 3.1 para o módulo SUNGEN, assim como o UNISOLAR, também indicou estabilização entre as medições 5 e 7, porém também voltou a indicar degradação acima do máximo entre as medições 7 e 9, após mais 43 kWh/m^2 de irradiação acumulada efetiva.

Tabela 5.11 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 2, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ }^\circ\text{C}$.

| | Nº Med | $I_{sc} (A)$ | $V_{oc} (V)$ | $P_{mp} (W)$ | $FF(\%)$ |
|--------------------|--------|--------------|--------------|--------------|----------|
| Módulo 2 SUNGEN | 2 | 1,95 | 80,58 | 96,5 | 61,5 |
| | 3 | 1,93 | 80,04 | 95,2 | 61,5 |
| | 4 | 1,93 | 77,52 | 90,3 | 60,4 |
| | 5 | 1,89 | 79,49 | 91,6 | 60,9 |
| | 6 | 1,90 | 82,87 | 95,3 | 60,5 |
| | 7 | 1,92 | 79,78 | 92,5 | 60,4 |
| | 8 | 1,90 | 79,81 | 92,1 | 60,8 |
| | 9 | 1,87 | 81,11 | 89,3 | 58,8 |

Tabela 5.12 – Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio *light-soaking* para o Módulo 2, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m^2 .

| Par de medidas | Irradiação efetiva acumulada no intervalo (kWh/m^2) | Resultado Equação 3.1 (%) |
|----------------|--|---------------------------|
| 2 ; 5 | 68,4 | 5,2 |
| 5 ; 7 | 47,9 | 1,0 |
| 7 ; 9 | 43,3 | 3,5 |

A Figura 5.5 mostra o gráfico de potência máxima do módulo SUNGEN para todas as medições realizadas, em função a irradiação acumulada efetiva, corrigido para as condições padrão de irradiância e temperatura ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$). A incerteza para as medições do módulo SUNGEN ficou cerca de 6 W e está representada no gráfico da Figura 5.5 pelas barras horizontais em cada medição.

A maior parte da degradação deste módulo ocorreu nas primeiras horas de exposição, pois a primeira medição quando estava exposto ocorreu após já ter recebido 51 kWh/m^2 de irradiação efetiva e o resultado foi a degradação de $129,6 \text{ W}$ para 108 W . Da medição 2 até a 8 os resultados oscilaram dentro da faixa de incerteza. A última medição com o módulo exposto mostrou redução maior do que a faixa de incerteza se comparada à medição 2 e o valor obtido foi 98 W , bastante próximo do valor final obtido no simulador solar, $102,2 \text{ W}$.

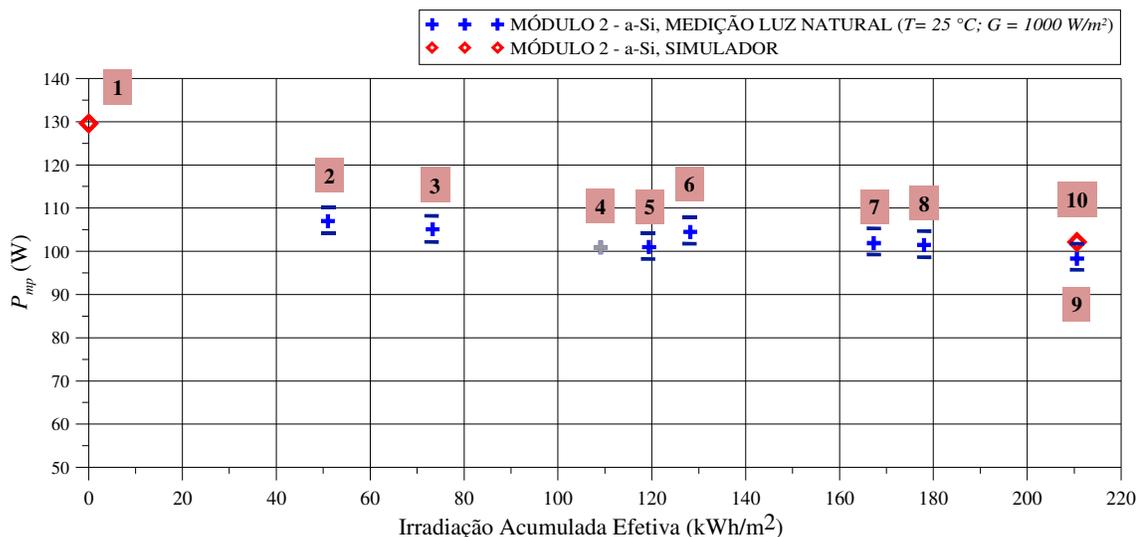


Figura 5.5 – Medições de potência máxima do Módulo 2 (SUNGEN) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor. A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada.

5.6. Resultados corrigidos – Módulo 3 – CIGS

Os dados do Módulo 3 - GE ENERGY corrigidos para a condição de referência definida, $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ °C}$, podem ser vistos na Tabela 5.13. Conforme era esperado, este módulo apresentou comportamento mais estável durante as medições com luz solar natural, pois a tecnologia CIGS não apresenta o efeito de degradação reversível Staebler-Wronski como os módulos com silício amorfo hidrogenado. Pode-se confirmar essa estabilização com os resultados da aplicação da Equação 3.1 para este módulo, conforme mostrado na Tabela 5.14, que atendeu o critério da IEC 61646 nas três verificações ficando abaixo de 2%.

Tabela 5.13 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 3, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ }^\circ\text{C}$.

| | Nº Med | $I_{sc} (A)$ | $V_{oc} (V)$ | $P_{mp} (W)$ | $FF(\%)$ |
|-----------------------|--------|--------------|--------------|--------------|----------|
| Módulo 3 GE ENERGY | 2 | 2,22 | 98,58 | 146,2 | 66,8 |
| | 3 | 2,20 | 98,27 | 143,7 | 66,5 |
| | 4 | 2,16 | 98,03 | 140,9 | 66,6 |
| | 5 | 2,19 | 98,73 | 144,5 | 66,8 |
| | 6 | 2,23 | 101,46 | 151,7 | 67,1 |
| | 7 | 2,19 | 99,64 | 146,0 | 66,9 |
| | 8 | 2,20 | 99,33 | 147,3 | 67,3 |
| | 9 | 2,15 | 100,28 | 145,9 | 67,6 |

Tabela 5.14 – Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio *light-soaking* para o Módulo 3, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m^2 .

| Par de medidas | Irradiação efetiva acumulada no intervalo (kWh/m^2) | Resultado Equação 3.1 (%) |
|----------------|---|------------------------------|
| 2 ; 5 | 68,9 | 1,2 |
| 5 ; 7 | 48,0 | 1,0 |
| 7 ; 9 | 43,3 | 0,1 |

Para realizar comparação com os valores obtidos no simulador solar os dados são apresentados na Figura 5.6 corrigidos para as condições padrão de irradiância e temperatura ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$) em função da irradiação acumulada efetiva. Conforme já foi possível verificar com os dados nas Tabelas 5.13 e 5.14, o gráfico também ilustra que não ocorreu tendência de degradação nas medidas. A incerteza para as medições com luz solar natural do Módulo 3 ficou em aproximadamente 10 W e está representada na Figura 5.6 pelas barras horizontais em cada medida. Entre a medição 1 e 2 pode-se verificar que a potência aumentou significativamente, o que pode ser atribuído ao efeito metaestável da tecnologia CIGS, pois os valores subsequentes mantiveram valores próximos e dentro da faixa de incerteza estimada.

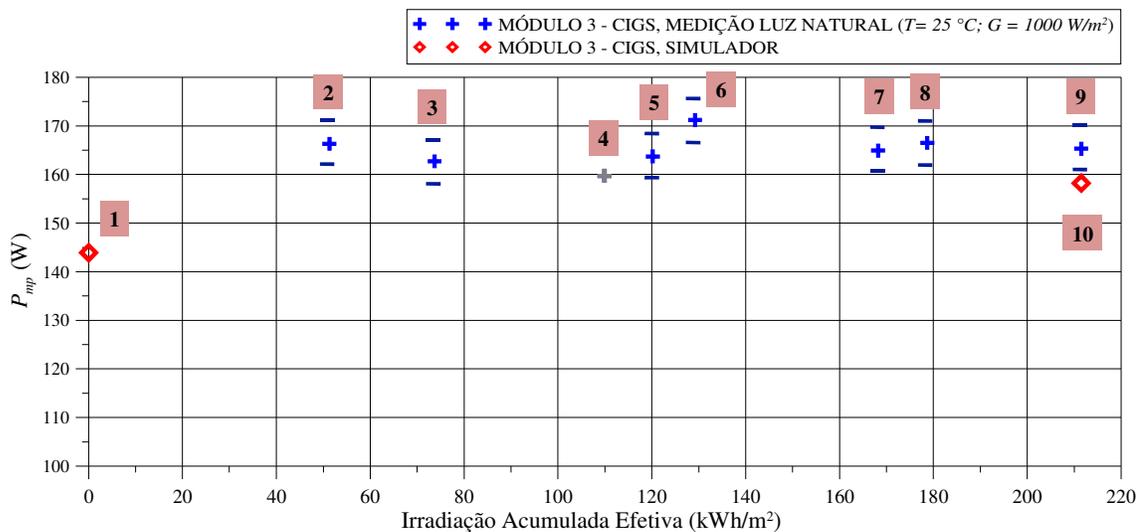


Figura 5.6 – Medições de potência máxima do Módulo 3 (GE ENERGY) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor. A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada.

5.7. Resultados corrigidos – Módulo 4 – a-Si/ μ -Si

Os dados relativos ao módulo DUPONT, corrigidos para a condição de referência definida, $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ °C}$, podem ser vistos na Tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios para o Módulo 4, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ °C}$.

| | Nº Med | $I_{sc} \text{ (A)}$ | $V_{oc} \text{ (V)}$ | $P_{mp} \text{ (W)}$ | $FF(\%)$ |
|--------------------|--------|----------------------|----------------------|----------------------|----------|
| Módulo 4 DUPONT | 2 | 1,45 | 135,33 | 135,1 | 68,9 |
| | 3 | 1,43 | 133,45 | 132,0 | 69,2 |
| | 4 | 1,57 | 133,80 | 144,2 | 68,7 |
| | 5 | 1,42 | 133,37 | 129,9 | 68,4 |
| | 6 | 1,44 | 136,18 | 134,8 | 68,7 |
| | 7 | 1,42 | 134,45 | 131,4 | 68,9 |
| | 8 | 1,37 | 134,02 | 127,0 | 69,2 |
| | 9 | 1,39 | 135,79 | 129,3 | 68,3 |

Assim como os demais módulos, os valores de potência máxima do Módulo 4 para esta condição foram verificados segundo o critério da IEC 61646 para ensaios *light-soaking*, os resultados podem ser verificados na Tabela 5.16. O módulo DUPONT atendeu o critério de estabilização ficando com os valores de resultado da Equação 3.1 abaixo de 2% nas duas últimas verificações.

Tabela 5.16 – Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio *light-soaking* para o Módulo 4, considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m².

| Par de medidas | Irradiação efetiva acumulada no intervalo (kWh/m ²) | Resultado Equação 3.1 (%) |
|----------------|---|---------------------------|
| 2 ; 5 | 68,6 | 3,9 |
| 5 ; 7 | 47,7 | 1,1 |
| 7 ; 9 | 43,2 | 1,6 |

Para ajudar a analisar a degradação do Módulo 4, os resultados de potência máxima são apresentados no gráfico da Figura 5.7 em função da irradiação acumulada efetiva. Os dados estão corrigidos para a condição padrão de irradiância e temperatura ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$), podendo assim ser comparados com os valores obtidos no simulador solar. A estimativa da incerteza nas medições com luz natural para o Módulo DUPONT ficou em aproximadamente 8,5 W, representada na Figura 5.7 pelas barras horizontais em cada medida. Os resultados mostram que a potência máxima oscila dentro da faixa de incerteza, em torno de 150 W e próximo do valor medido no simulador solar antes do módulo ser exposto. Contudo, a medição final no simulador solar apresentou valor inferior, sugerindo que a degradação ocorreu durante o ensaio.

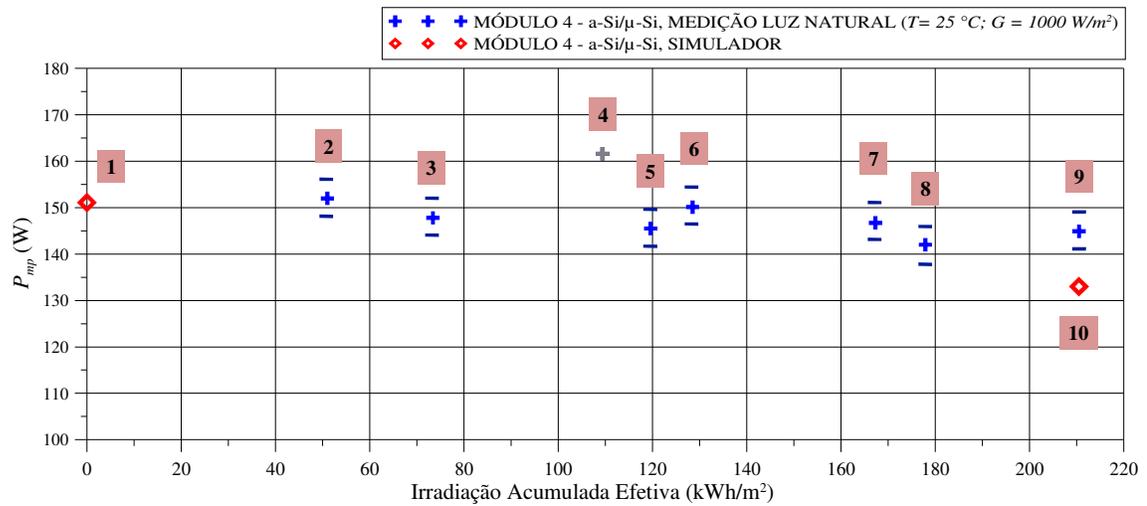


Figura 5.7 – Medições de potência máxima do Módulo 4 (DUPONT) em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 $^{\circ}\text{C}$), corrigidas para as condições padrão $G=1000\text{ W/m}^2$ e $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor. A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada.

6. CONCLUSÕES

Esse trabalho apresentou a metodologia e o experimento desenvolvido para a realização do ensaio de exposição solar *light-soaking*, seguindo as recomendações propostas pela norma IEC 61646. A revisão de bibliografia apresentada, bem como os resultados experimentais obtidos, mostraram a importância de se submeter os módulos fotovoltaicos com a tecnologia de filmes finos a esse ensaio. O experimento desenvolvido neste trabalho envolveu importantes etapas que, em conjunto, definem o método proposto para o ensaio *light-soaking*. As etapas, listadas como objetivos secundários foram consideradas vencidas, pois o experimento pôde ser colocado em prática e gerou importantes resultados.

As tecnologias de filmes finos apresentam variações de desempenho difíceis de prever. De maneira objetiva e prática, o ensaio de *light-soaking* estabelecido na IEC 61646 propõe avaliar o desempenho do módulo em condições parecidas com as de real utilização. O propósito do ensaio não é avaliar comportamentos específicos de diferentes tecnologias, que são variados e complexos, e sim padronizar uma condição na qual o módulo pode ser considerado estável. Neste trabalho, essa condição foi atendida para todos os módulos, contudo alguns continuaram sendo expostos e após receberem mais irradiação voltaram a apresentar degradação acima do máximo considerado normal por essa norma. Sendo assim, o critério de estabilização parece não ter sido adequado para a metodologia e condições desenvolvidas neste trabalho. Como o ensaio foi desenvolvido nos meses de verão, os módulos frequentemente atingiram temperaturas próximas de 70 °C, o que retardou a degradação de potência dos módulos que possuem tecnologia silício amorfo (Módulos 1, 2 e 4) por causa do efeito de recozimento térmico (*annealing effect*). Para esses casos, pode ser necessário alterar o critério de irradiação acumulada mínima entre cada verificação para que a degradação ocorra.

A estimativa da distribuição espectral nos momentos em que as medições foram realizadas mostrou que, comparativamente entre os diferentes dias medidos, o espectro solar não teve grandes alterações, o que pode ser verificado comparando os valores dos fatores *MM*. A análise de distribuição espectral realizada aqui foi importante para estimar o quanto o descasamento espectral pode influenciar nos resultados desse ensaio.

A infra-estrutura montada, como estrutura de sustentação, interligação entre equipamentos e programa de monitoramento poderá ser utilizada futuramente para outros

trabalhos. Caso o ensaio *light-soaking* venha a ser exigido pelo INMETRO como obrigatório na lista de testes de conformidade, esse trabalho é um primeiro passo para que o Laboratório de Energia Solar da UFRGS possa realizar essa atividade. Além disso, os resultados obtidos mostram importantes exemplos desse ensaio para o caso de exposição em radiação solar natural, dos quais é possível obter estimativas de tempo e de irradiação total até a estabilização para quatro diferentes tecnologias de módulos de filmes finos.

Futuros trabalhos podem ser desenvolvidos para ensaiar módulos com tecnologia de filmes finos em tempos de exposição mais longos. Igualmente, o experimento pode ser aperfeiçoado com a instalação de cargas resistivas com seguidor de ponto de máxima potência, pois com esse equipamento os módulos poderiam ser substituídos sem que fosse necessário reinstalar novas as cargas resistivas específicas. Além disso, o sistema traçador de curvas pode utilizar célula de referência com resposta espectral igual a do módulo que está sendo medido para que as correções espectrais não precisem ser realizadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991a, “**NBR12136 Módulos fotovoltaicos – Correção das curvas características corrente versus tensão (I xV), em função da temperatura e radiação**”, Rio de Janeiro, RJ.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991b, “**NBR12136 Módulos fotovoltaicos – Determinação de características fotoelétricas**”, Rio de Janeiro, RJ.

Alonso-Abella, M., 2002, “**Medida y evaluación de productos para El mercado fotovoltaico: Sistemas de bombeo fotovoltaico**”, trabalho tutelado, ETSIT-UPM, Madrid.

Araújo, G. L.; Cuevas, A.; Eguren, J.; Fullea, J.; Lorenzo, E.; Luque, A.; Pascual, J. L.; Ruiz, J. M.; Sala, G.; Sánchez, C.; Tapia, M. A., 1985, **Electricidad Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autonomos**, Universidad Politecnica de Madrid, 2nd ed, Servicio de Publicaciones E.T.S.I. de Telecomunicación.

ASTM, American Society for Testing and Materials, 2012a, “**ASTM E 1036 Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**”, International, West Conshohocken, PA.

ASTM , American Society for Testing and Materials, 2012b, “**ASTM G-173 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface**”

Akhmad, K.; Kitamura, A.; Yamamoto, F.; Okamoto, H.; Takakura, H.; Hamakawa, Y., 1996, **Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules**, Solar Energy Materials and Solar Cells 46, p209-218.

Buhler, A. J.; Gasparin, F. P.; Krenzinger, A., 2014, **Post-processing data of measured I-V curves of photovoltaic devices**, Renewable Energy 68, p602-610.

Buhler, A. J., 2011. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Carlson, D. E.; Lin, G.; Ganguly, G., 2000, **Temperature dependence of amorphous silicon solar cell PV parameters**, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, p707-712.

CEPEL - CRESESB, 2014, **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, Rio de Janeiro, Março 2014.

Cueto, J. A.; Roedern, B. von., 2006, **Long-term transient and metastable effects in cadmium telluride photovoltaic modules**, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2006, 14, p615-628.

Delahoy, A., E.; Guo, S., 2011, **Transparent Conducting Oxides for Photovoltaics**, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2nd Ed, p. 716 – 788.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2013. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2013 – 2017**, disponível no endereço eletrônico “<http://www.epia.org/news/publications/>”, capturado em 20 de dezembro de 2014.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2014a. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2014 – 2018**, disponível no endereço eletrônico “<http://www.epia.org/news/publications/>”, capturado em 20 de dezembro de 2014.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2014b. **Market Report 2013**, disponível no endereço eletrônico “<http://www.epia.org/news/publications/>”, capturado em 20 de dezembro de 2014.

FirstSolar, 2015, Disponibiliza imagens de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico “<http://www.firstsolar.com/Home/Technologies%20and%20Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-3-Black-Module>”.

Gasparin, F. P., 2009, **Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos**, Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Gasparin, F. P., 2012, **Análise de Efeitos Transientes na Caracterização Elétrica de Módulos Fotovoltaicos**, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

GlobalSolar, 2015, Disponibiliza imagens e catálogos de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico “<http://www.globalsolar.com/>”.

Gostein, M.; Dunn, L., 2011, **Light Soaking Effects on Photovoltaic Modules: Overview and Literature Review**, Photovoltaic Specialists Conference, 2011. 37th IEEE. p 3126 – 3131.

Green, M. A.; Emery, K.; Ishikawa, Y.; Warta, W.; Dunlop, W. D., 2015, **Solar cell efficiency tables (Version 45)**, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2015, 23, p1-9.

Gueymard, C., 1995, **SMARTS2, A simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: algorithms and performance assessment**. Professional Paper , Florida Solar Energy Center.

Haag, R., 2012, **Estimativa da distribuição espectral da radiação solar sobre o território brasileiro através de análise multiinstrumental**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2012.

Haag, R.; Krenzinger, A., 2014, **Determinação das características espectrais da radiação solar na superfície terrestre através de satélites**, Revista Brasileira de Energia Solar Volume V Número 2 Dezembro de 2014 p. 171-180.

IDEAL, Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2014. Disponibiliza imagens de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico “http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2010/07/filme_fino_aSi.jpg “.Capturado em 25/05/2014.

IEA, International Energy Agency, 2014, **Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy – 2014 Edition**, disponível no endereço eletrônico “<http://www.iea.org/publications>”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 1987, “**IEC 891 Procedures irradiance correction to measured I-V characteristics of crystalline silicon devices for temperature and irradiance**”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2006, “**IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**”

IEC, International Electrotechnical Commission, 2007, “**IEC 60904-9: Photovoltaic devices – Part 9: Solar simulator performance requirements**”

IEC, International Electrotechnical Commission, 2008a, “**IEC 61646 Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**”

IEC, International Electrotechnical Commission, 2008b, “**IEC 60904-3 Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data**”

IEC, International Electrotechnical Commission, 2008c, “**IEC 60904-7 Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices**”

INMETRO, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2011, “**Portaria 004/2011 e anexo: Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e**

Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de carga, Inversor e Bateria)”.

Kruger, T., 2006, **On the origin of the Staebler-Wronski effect**, Journal of Applied Physics 99.

Kondo, M.; Nishio, H.; Kurata, S.; Hayashi, K.; Takenaka, A.; Ishikawa, A.; Nishimura, K.; Yamagishi, H.; Tawada, Y., 1997, **Effective conversion efficiency enhancement of amorphous silicon modules by operation temperature elevation**, Solar Energy Materials and Solar Cells 49, p1-6.

Landelius, T.; Josefsson, W.; Persson, T., 2001, **A system for modeling solar radiation parameters with mesoscale spatial resolution**, Reports Meteorology and Climatology, 96, 2001.

Luque, A.; Hegedus, S., 2011. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, 2nd Ed. John Wiley & Sons Ltd.

Mitchell, K.; Fahrenbruch, A. L.; Bube, R., 1977, **Photovoltaic determination of optical-absorption coefficient in CdTe**, Journal of Applied Physics 48, p829.

Moreno, F.; Alados, I.; Olmo, F. J.; Vida, J.; Alados-Arboledas, L., 2001, **On the use of a cloud modification factor for solar UV (290±385nm) spectral range**, Theoretical and Applied Climatology, 68, p41-50, 2001.

Munoz, M. A.; Alonso-García, M. C.; Velaz, N.; F. Chenlob., 2011, **Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions**, Solar Energy 85, i9, p2264-2274.

Ndiaye, A.; Charki, A.; Kobi, A.; Kébé, C. M. F.; Ndiaye, P. A.; Sambou, V., 2013, **Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review**, Solar Energy 96, 140-151.

NREL, National Renewable Energy, 2015, Disponibiliza dados e imagens do espectro solar definido pela ASTM G-173 em seu endereço eletrônico: “<http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5>”. Capturado em 01/03/2015.

Pearce, J. M.; Koval, R. J. ; Collins, R. W. ; Wronski, C. R. ; Al-Jassim, M. M. ; Jones, K. M., 2002, **Correlation of light-induced changes in a-Si:H films with characteristics of corresponding solar cells**, Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, p1098-1101.

Pearce, J. M.; Deng, J.; Albert, M. L.; Wronski, C. R.; Collins, R. W., 2005, **Room temperature annealing of fast state from 1 sun illumination in protocrystalline Si:H materials and solar cells**, Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, p1536-1539.

Piccoli, L. A. J.; Ruschel, C. S.; Krenzinger, A., 2014, **Estudo e montagem de estrutura para testes de módulos de filmes finos por light-soaking**, V Congresso Brasileiro de Energia Solar.

Radue, C.; Dyk, E. E. van., 2009, **Degradation analysis of thin film photovoltaic modules**, Physica B 404, 4449 – 4451.

Ruther, R. ; Livingstone, J. , 1994, **Seasonal Variations in Amorphous Silicon Solar Module Outputs and Thin Film Characteristics**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 36, p. 29-43.

Ruther, R., 1995, **Degradation and Other Phenomena in Hydrogenated Amorphous Silicon Thin Films and Solar Cells**, Tese de Doutorado, Electrical And Electronic Engineering, The University of Western Australia, UWA, Austrália.

Rockett, A.; Bodegard, M.; Granath, K.; Stolt, L., 1996, **Na incorporation and diffusion in $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$** , Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, p985 – 987.

Ruberto, M. N.; Rothwarf, A., 1987, **Time-dependent open-circuit voltage in CuInSe₂/CdS solar cells: Theory and experiment**, Journal of Applied Physics 61, 4662.

Schafarman, W. N.; Siebentritt, S.; Stolt, L., 2011. **Cu(InGa)Se₂ Solar Cells**, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2nd Ed, p. 546 – 592.

Schicho, S.; Hrunski, D.; Aubel, R. van.; Gordijn, A., 2010, **High potential of thin (<1µm) a-Si:H/µc-Si:H tandem solar cells**, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2010, 18, p83-89.

Schiff, E. A.; Hegedus, S.; Deng, X., 2011. **Amorphous Silicon-based Solar Cells**, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2nd Ed, p. 487 – 536.

Skoczek, A.; Sample, T.; Dunlop, E. D.; Ossenbrink, H.A., 2008, **Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC 61215 test sequence**, Solar Energy Materials and Solar Cells 92, i12, p1593-1604.

Staebler, D. L.; Wronski, C. R., 1977, **Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si^a**, Applied Physics Letters 31, 292.

Unisolar, 2015. Disponibiliza imagens que ilustra a tecnologia de tripla junção de silício amorfo hidrogenado em seu endereço eletrônico: “<http://unisolar.com.au/technology.html>”. Capturado em 01/03/2015.

Vora, A.; Gwamuri, J.; Pearce, J. M.; Bergstrom, P. L.; Guney, D. O., 2014, **Multi-resonant silver nano-disk patterned thin film hydrogenated amorphous silicon solar cells for Staebler-Wronski effect compensation**, Journal of Applied Physics 116.