

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA-CAMPUS ARARANGUÁ

JOSIANE PEROZA

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

ARARANGUÁ

2015

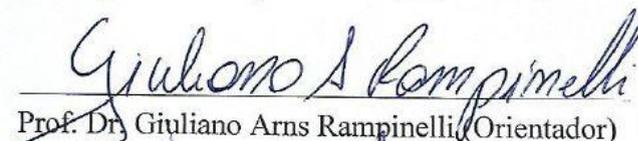
JOSIANE PEROZA

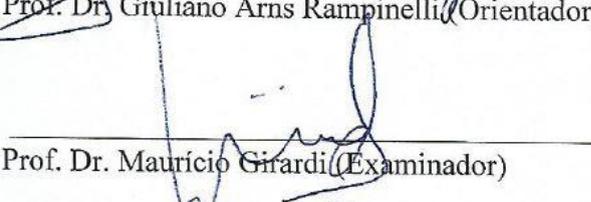
**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

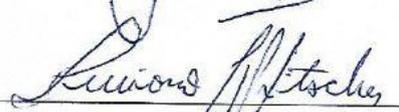
Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina-Campus Araranguá

Aprovado em: 09/04/2015


Prof. Dr. Reginaldo Geremias (Supervisor)


Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)


Prof. Dr. Mauricio Girardi (Examinador)


Prof. Dr. Luciano Pfitscher (Examinador)

CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE DISTINTAS TECNOLOGIAS A PARTIR DE ENSAIOS COM SIMULADOR SOLAR E ILUMINAÇÃO NATURAL

Josiane Peroza*

RESUMO

A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma alternativa promissora no que se refere ao uso de energias renováveis no mundo. O Brasil possui um imenso potencial para a utilização de energia solar, pois em todo o território brasileiro há disponibilidade de irradiação solar equivalente ou melhor que nos países do Sul da Europa, como Itália e Espanha, que possuem significativa capacidade instalada de sistemas de geração fotovoltaica. Entretanto, essa energia ainda é pouco explorada na extensão brasileira. Contudo, esse cenário tende a mudar em razão da primeira contratação da energia solar fotovoltaica no Leilão de Energia de Reversa de 2014 – LER/2014. Em vista dessa perspectiva de introdução da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, este trabalho possui como objetivo a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos através de simulador solar e iluminação natural a fim de discutir as curvas características I-V com diferentes tecnologias fotovoltaicas. O simulador solar utilizado corresponde ao modelo SunSim 3c, com o qual foi possível a variação de irradiância. Referente a simulação *outdoor*, foi utilizado um traçador I-V de carga eletrônica como equipamento padrão. Dos dez módulos fotovoltaicos analisados, todos apresentaram mesmo comportamento referente a influência de irradiância, sendo que a eficiência e fator de forma de módulos de tecnologia cristalino obtiveram maiores percentuais em relação aos modelos de tecnologia de filmes finos. Quando em comparação a simulação *indoor* e a *outdoor*, os cinco módulos fotovoltaicos dispostos apresentaram curvas características I-V praticamente sobrepostas nas condições padrões de teste, instigando a boa comparação entre as simulações aplicadas.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Simulação *indoor*. Iluminação natural.

* Graduanda do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900-000. E-mail:josi_peroza@hotmail.com

1 INTRODUÇÃO

É impossível pensar no cotidiano de quase toda a humanidade sem correlacionar suas atividades à energia elétrica, tanto ao que se refere à saúde, conforto e produtividade. Pode-se atribuir à eletricidade o parâmetro de crescimento da economia mundial que utiliza como fontes primárias, além da energia hidráulica, os combustíveis fósseis e nucleares. A demanda por energia só tende a crescer com o passar dos anos, tendo em vista o desenvolvimento de países emergentes, como Índia, e juntamente com o crescimento da demanda de energia, cresce a preocupação da sociedade com os danos causados ao meio e ao clima devido ao uso excessivo de energias não renováveis (STEIGLEDER, 2006; FIGUEIRA, 2005).

Em relação aos combustíveis fósseis, como petróleo, diesel, gás natural e carvão, estes são considerados fontes de energia não renovável, visto que em um certo limite comercial de tempo não se renovam para que possam ser aproveitados pela indústria de energia e afins. Estes também possuem como desvantagem o baixo nível de reserva, além de amplificar o aquecimento global, decorrente do lançamento na atmosfera de grandes quantidades de gases que produzem o efeito estufa (FIGUEIRA, 2005).

Quanto à energia nuclear, esta vem passando por uma redefinição de política energética devido ao desastre nuclear em Fukushima no Japão em 2011. Conforme menciona Carvalho (2011), a decisão do governo da Alemanha de diminuir a dependência da geração de energia proveniente de usinas nucleares e diminuir a quantidade de complexos movidos a carvão, vai aumentar o emprego de energias renováveis no país, como a solar, eólica e de biomassa. Em relação à França, país com maioria de sua geração elétrica a partir de energia nuclear, Lourenço (2015) apresenta a Lei de Transição Energética, em que o plano francês formula-se na diminuição do uso de energia nuclear dos atuais 75% para 50% em um tempo ainda a ser votado no Senado francês.

A energia hidráulica nesse contexto apresenta-se como a única fonte imponente de energia renovável, porém é uma energia intermitente que necessita de grande planejamento e gestão. No Brasil, esta apresenta-se como a maior fonte de energia elétrica no país, tornando-o dependente de tal fonte, o que se sobrepõe um risco, principalmente no que se refere à falta de água, como aconteceu nesse ano em São Paulo, com a seca do Cantareira.

Com a dependência de energia no mundo, especialmente em relação aos combustíveis fósseis, a oferta de energia por fonte se faz um aspecto importante a ser analisado. A British Petroleum prepara todo ano o relatório anual sobre a produção, mercado e consumo de energia

no mundo. Na Tabela 1 podem ser observados os dados de demanda de energia do ano de 2013 em comparação aos dados de 2010, sendo que a quantificação é feita em Mtep.

Tabela 1 – Comparação da demanda de energia mundial entre os anos de 2000 e 2013

Fontes	2000 (Mtep)	Participação	2013 (Mtep)	Participação	Variação
Petróleo	3.583	38,6%	4.185	32,6%	17%
Carvão	2.286	24,6%	3.881	30,2%	70%
Gás	2.177	23,4%	3.020	23,5%	39%
Nuclear	584	6,3%	563	4,4%	-4%
Biofuel	9	0,1%	65	0,5%	622%
Hidro	602	6,5%	856	6,7%	42%
Solar	0,2	0,0%	28	0,2%	14.000%
Eólico	6,7	0,1%	142	1,1%	2.022%
Geotérmica	45	0,5%	109	0,8%	143%
Total	9.293	100%	12.849	100%	38%

Fonte: AZEVEDO, 2014 apud BP Energy Statistical Review 2014.

Para salientar a demanda de energia de acordo com fonte de energia renovável, não renovável e nuclear, através dos dados da Tabela 1, é possível apresentar a Tabela 2 de forma mais explicativa.

Tabela 2 – Demanda de energia mundial de acordo com fonte de energia renovável, não renovável e nuclear.

Fontes	2000	Participação	2013	Participação	Variação
Não renovável	8.046	86,6%	11.086	86,3%	38%
Renovável	662	7,1%	1.200	9,3%	81%
Nuclear	584	6,3%	563	4,4%	-4%

Fonte: AZEVEDO, 2014 apud BP Energy Statistical Review 2014.

A partir das Tabelas 1 e 2 é visível o crescimento da inserção das fontes renováveis na matriz energética mundial em 81% entre os anos de 2000 e 2013, sendo que a maior variação de demanda de energia foi de fonte solar, com 14.000% de aumento, seguido por eólico com 2.022%. É cabível salientar que comparar um valor insignificante do ano de 2000 para um valor pequeno em 2013 retrata esse alto crescimento na energia de fonte solar, apesar de sua participação da matriz ser de apenas 0,2%. Contudo, esse aumento peculiar em

porcentagem já é um ótimo índice de que se deve apostar mais nessa fonte de energia e que esta tem uma clara perspectiva de crescimento em todo o mundo.

O Sol é a fonte primária de energia, possuindo uma importância imprescindível para todos os processos vitais do planeta. Porém, a energia do sol ainda não é utilizada em sua plenitude. A cultura de utilização de energia solar poderia suprir uma parcela importante do consumo de energia em nível global, principalmente nos países onde a incidência de energia solar é abundante (MARTINAZZO, 2004).

A energia solar pode ser aproveitada de diferentes formas, sendo as duas principais as aplicações térmicas e as fotovoltaicas. As aplicações térmicas envolvem fenômenos de transferência de calor e variação de temperatura. A energia solar fotovoltaica é utilizada para geração de energia elétrica nos setores residencial, comercial e industrial. O efeito fotovoltaico é o fenômeno que rege a conversão de fótons em eletricidade, promovendo o fornecimento de energia elétrica para sistemas isolados ou conectados à rede elétrica convencional. O aproveitamento da energia solar para gerar eletricidade é conseguido por meio de módulos fotovoltaicos (MOCELIN, 2014).

A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma alternativa promissora no que se refere ao uso de energias renováveis no mundo. Dentre suas vantagens destacam-se a tecnologia bem difundida e conhecida, que proporciona confiabilidade, além de possibilidade de geração descentralizada, que permite a instalação do gerador junto à carga, incluindo o fato de ser uma fonte de energia limpa e não prejudicial ao meio ambiente, não ocasionando gases de efeito estufa que tencionam o aquecimento global (VERA, 2009).

O Brasil possui um imenso potencial para a utilização de energia solar. Em todo o território brasileiro há disponibilidade de irradiação solar equivalente ou melhor que nos países do Sul da Europa superando, por exemplo, a Alemanha, país com capacidade instalada significativa de sistemas de geração fotovoltaica (PINHO, GALDINO; 2014). Entretanto essa energia ainda é pouco explorada na extensão brasileira. De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2014, a energia solar fotovoltaica não foi aproveitada na matriz elétrica nacional, como pode ser observado pela Figura 1. Nos dois anos analisados, 2012 e 2013 essa fonte de energia não se fez presente, muito devido ao seu custo quando comparado com outras fontes mais baratas, como a hidrelétrica.

Esse cenário, porém, tende a mudar. Foi realizado no dia 31 de outubro de 2014 o Leilão de Energia de Reversa de 2014 – LER/2014, o primeiro leilão promovido pelo Ministério de Minas e Energia - MME em que foi contratada energia proveniente de empreendimentos fotovoltaicos no mercado regulado. No total foram contratados 202,1

MWmed de energia, provenientes de 31 empreendimentos fotovoltaicos. Destes, 30 preveem a utilização de módulos fotovoltaicos de silício multicristalino, apenas um de silício monocristalino e nenhum de filme fino. Quanto ao preço de energia, o valor médio de venda da energia fotovoltaica no LER/2014 foi R\$ 215,12/MWh, variando de R\$ 200,82 a 220,80/MWh, mostrando-se um valor competitivo ao mercado, principalmente em relação a fontes térmicas que possuem a média de venda mais elevada em comparação à energia solar fotovoltaica (EPE).

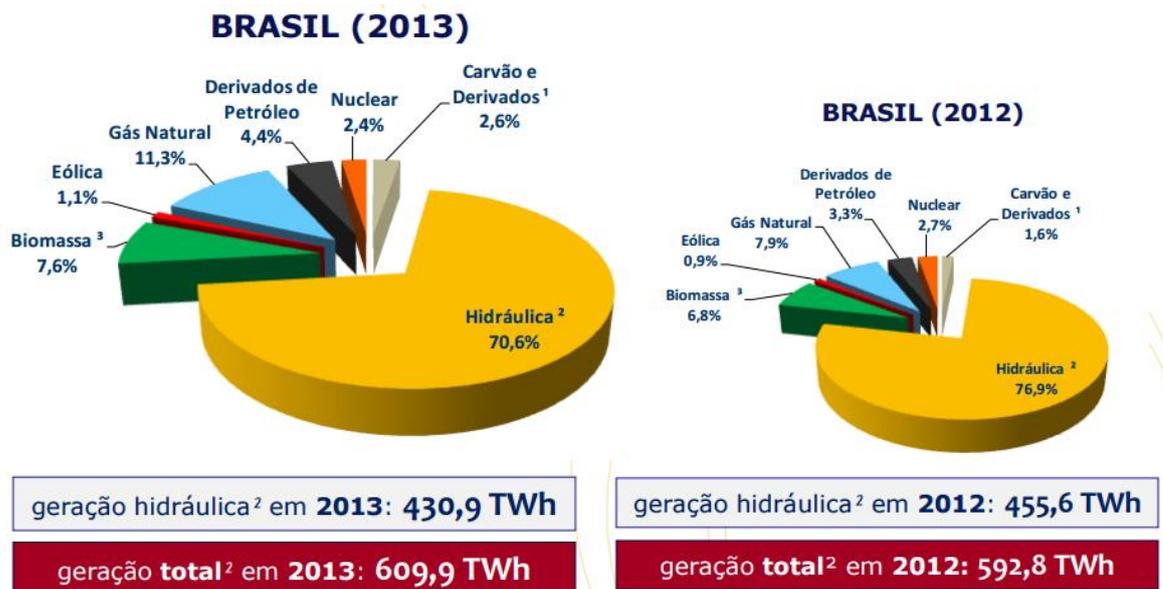


Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira dos anos de 2013 e 2012. Fonte: BEN, 2014.

Sendo notória a introdução cada vez mais atuante da energia solar fotovoltaica tanto no contexto mundial e, em etapa inicial no contexto nacional, torna-se evidente a necessidade de um conhecimento maior sobre essa fonte de energia, ainda pouco conhecida pela população, além de uma caracterização adequada de módulos fotovoltaicos. A caracterização é um processo importante de avaliação do desempenho elétrico do dispositivo que está diretamente associado à potência máxima, assim como a eficiência que um módulo pode fornecer, tornando ou não essa fonte de energia atrativa para investimentos futuros em relação a uma aplicação específica.

A partir desse pressuposto, este trabalho possui como objetivo a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos através de simulador solar e iluminação natural, a fim de discutir as curvas I-V com diferentes tecnologias fotovoltaicas, incluindo a variação de parâmetros importantes para caracterização, como a irradiância, avaliando também seu fator de forma e eficiência.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Para uma melhor compreensão da prática desenvolvida durante este trabalho, faz-se necessário o conhecimento de alguns aspectos importantes que tangem desde o efeito fotovoltaico até os sistemas de caracterização de curva I-V de módulos fotovoltaicos, englobando pontos específicos sobre o funcionamento de células fotovoltaicas, suas devidas tecnologias e ensaios de qualidade de dispositivos fotovoltaicos.

2.1 Efeito fotovoltaico

A base do funcionamento de um dispositivo fotovoltaico é o chamado efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez por Edmond Becquerel, em 1839, em células eletrolíticas. Este efeito consiste no surgimento de uma diferença de potencial entre dois materiais semicondutores de propriedades elétricas diferentes devido à incidência de luz na região de junção entre os mesmos. A grande maioria dos dispositivos que fazem uso do efeito fotovoltaico é constituída de silício nas suas diferentes formas, principalmente de silício multicristalino (BÜHLER, 2011).

O funcionamento do efeito fotovoltaico para o silício ocorre de acordo com as características de seu respectivo átomo. Um átomo de silício possui quatro elétrons na última camada eletrônica, sendo tetravalente. Na união de átomos de silício ocorre a ligações do tipo covalente, ligando os átomos uns aos outros na rede cristalina, não restando, portanto, elétrons livres, os quais são responsáveis pela condução eletrônica. Nesse contexto, um material semicondutor só seria um isolante perfeito a temperatura de 0 K, pois em temperaturas acima desta alguns elétrons absorvem energia térmica e se libertam da estrutura cristalina, passando para a banda de condução como elétrons livres. Quando cada elétron é libertado da estrutura cristalina, este deixa um átomo com uma carga positiva em excesso, criando ligações incompletas que são designadas de lacunas. A energia necessária para que um elétron salte da banda de valência para a de condução é denominada energia do gap (BÜHLER, 2011).

Com a existência de duas bandas de valência, materiais semicondutores apresentam uma energia de separação desses conjuntos que é denominada de banda proibida (bandgap, ou simplesmente gap), sendo representada por E_g e pode atingir até 3 eV (elétron-volt), diferenciando estes materiais dos materiais considerados isolantes, em que a banda proibida apresenta valor superior em comparação dos materiais semicondutores (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 2 apresenta de forma ilustrativa a estrutura de diferenciação de banda gap

para materiais condutores, semicondutores e isolantes, sendo que para materiais condutores existe uma superposição entre a banda de valência e banda de condução.

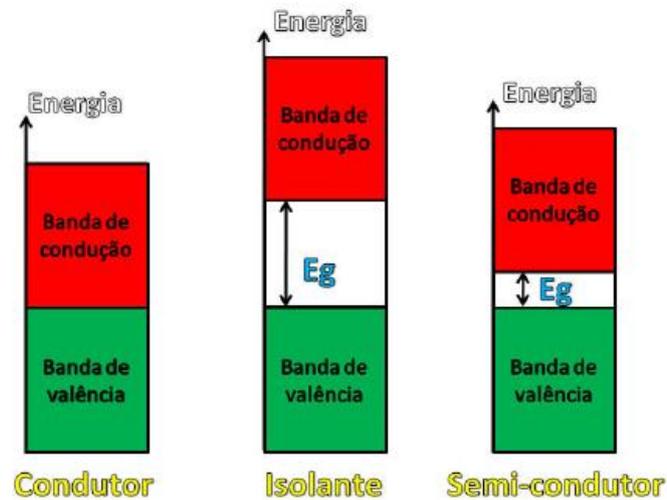


Figura 2 – Níveis de energia gap para materiais condutores, semicondutores e isolantes. Fonte: BÜHLER, 2011.

As bandas são, na realidade, compostas por um conjunto de inúmeros valores discretos permitidos de energia bastante próximos, por isso muitas vezes são consideradas contínuas (PINHO; GALDINO, 2014). A Tabela 3 apresenta os valores de E_g para alguns materiais semicondutores.

Tabela 3 – Energia do gap para alguns materiais semicondutores à temperatura de 300 K.

Material	Grupo	E_g (eV)
Si (Silício)	Elemento	1,12
Ge (Germânio)	Elemento	0,66
GaAs (Arseneto de Gálio)	III-V	1,53
CdTe (Telureto de Cádmio)	II-IV	1,45
CdS (Sulfeto de Cádmio)	II-IV	2,42
PbTe (Telureto de Chumbo)	II-IV	0,3

Fonte: adaptado de PINHO; GALDINO, 2014.

Os elétrons e lacunas foto gerados durante todo o processo podem mover-se dentro do material e aumentam sua condutividade elétrica, o que é denominado de efeito condutivo. Contudo, para o aproveitamento de corrente e tensão elétricas é necessário aplicar um campo elétrico, com o intuito de separar os portadores, o que se consegue através da chamada junção pn. Para a formação da junção pn é necessário o incremento de impurezas, de forma

controlada, no semiconductor, sendo esse processo denominado de dopagem. Dopagem consiste na introdução de pequenas quantidades de outros elementos, denominadas impurezas ou dopantes, que mudam drasticamente as propriedades elétricas do material intrínseco (PINHO; GALDINO, 2014).

As impurezas mais utilizadas para a dopagem do silício são compostas de átomos com cinco elétrons de valência e átomos com três elétrons de valência. Os átomos mais utilizados correspondem ao fósforo, arsênio, antimônio, que são pentavalentes, sendo os átomos trivalentes o boro, o gálio, o índio ou alumínio (ANDRADE, 2008).

Os átomos mais usuais aplicados no processo de fabricação de uma célula fotovoltaica satisfazem o fósforo e o boro. Se em uma amostra de silício for inserido átomos de boro, sendo este um átomo trivalente, existirá um elétron a menos na estrutura cristalina para cada átomo de boro acrescentado, compondo uma carga positiva em excesso na estrutura. A região a qual for inserida os átomos de boro é denominada de região p. Se, por outro lado, forem acrescentados átomos de um material pentavalente, como o fósforo, um elétron a mais estaria disposto na estrutura cristalina para cada átomo inserido. Essa região onde seria acrescentado átomos pentavalentes é chamada de região n (BÜHLER, 2011). A Figura 3 demonstra os níveis de energia em matérias do tipo p e do tipo n.

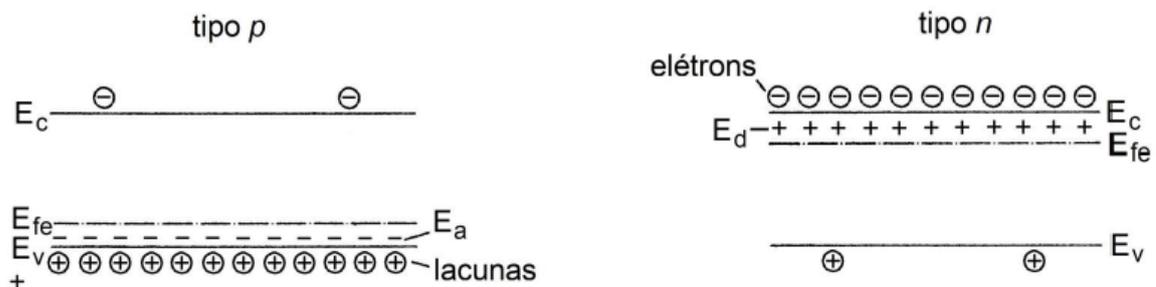


Figura 3 – Níveis de energia em materiais dos tipos p e n em silício – E_a é a energia dos elétrons faltantes; E_d é o nível de energia nos elétrons não emparelhados. Fonte: PINHO; GALDINO, 2014 adaptado de OLDENBURG, 1994.

Como mencionado, a dopagem com elementos pentavalentes e trivalentes, como o fósforo e o boro, nas duas regiões divergentes na estrutura cristalina (n e p, respectivamente) forma a chamada junção pn. A região n, contaminada com átomos de fósforo, fica com alta concentração de elétrons livre, neste processo ocorre, por difusão, uma migração de elétrons desta região n para a região p, ao mesmo tempo em que lacunas da região p migram para a região n. Essa movimentação de cargas é limitada pelo surgimento na região da junção de um campo elétrico que se opõe a difusão original. O campo elétrico oposto é formado em função da concentração de elétrons no lado p e de lacunas no lado n entre duas regiões. Nesse aspecto

a corrente relacionada a difusão compensa a corrente causada pelo campo elétrico e a estrutura cristalina chega a um estado de equilíbrio elétrico. No entanto, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados por um fio, nenhuma corrente circularia através deste, necessitando de um fator a mais para a formação de corrente (PRIEB, 2002).

Entretanto, se a junção pn for exposta à luz, identificada como fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se estes pares elétron-lacuna forem gerados em uma região onde o campo elétrico não é nulo, eles serão acelerados, dando origem a uma corrente através da junção e por sua vez a uma diferença de potencial entre as superfícies das regiões p e n. Este fenômeno é chamado de efeito fotovoltaico. Se forem conectados terminais entre as regiões p e n, uma corrente elétrica circulará, persistindo a circulação enquanto a junção permanecer iluminada (BÜHLER, 2011).

2.2 Célula fotovoltaica

Energia solar fotovoltaica se estabelece como a conversão direta da energia da radiação solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico, sendo que este ocorre em materiais especiais, denominados semicondutores que fundam uma célula fotovoltaica. Uma típica célula fotovoltaica é construída por silício, onde é formada uma junção PN, similar a de um diodo semicondutor (GASPARIN, 2009).

Conforme os átomos do semicondutor estão estruturados, as células podem ser classificadas em cristalinas, que são subdivididas em monocristalinas, multicristalinas e microcristalinas, e amorfas. Existem células constituídas tanto por elementos simples, como por exemplo o silício, germânio, selênio, como também por elementos mais complexos como ligas e compostos, citando o arsenieto de gálio, sulfeto de cádmio, telureto de cádmio, disseleneto de cobre e índio (PRIEB, 2002). Referente ao mercado fotovoltaico, apesar da crescente produção de células de filmes finos, bem como multi-camadas, o silício nas suas diferentes formas ainda representa mais de 90% de toda a tecnologia produzida anualmente (BÜHLER, 2011).

Quanto à composição de uma célula fotovoltaica, na parte frontal das células é acrescentada uma camada de um material, geralmente TiO_2 ou SiO_2 , a fim de minimizar as perdas por reflexão. A implementação de uma camada anti-reflexiva é muito importante para promover um casamento entre os índices de refração do silício e do ar, que são diferentes e podem originar perdas expressivas de eficiência. Essa camada possui um índice de refração

intermediário melhorando o acoplamento óptico entre o ar e o silício (BÜHLER, 2011; RAMOS, 2006).

Para completar a célula fotovoltaica, são ainda necessários um contato elétrico frontal (malha metálica) na região n, assim como um contato traseiro na região p (PINHO; GALDINO, 2014). O contato elétrico da face iluminada da célula fotovoltaica é obtido através de uma grade de dedos de contato, o que permite a entrada de luz no material semiconductor. Malhas metálicas de grandes áreas dificultariam a entrada de luz na célula, influenciando a eficiência da mesma. As células também possuem um barramento de contato para a condução da corrente e conexão com outras células e o contato metálico posterior normalmente cobre toda a área da célula (GASPARIN, 2009).

Tais contatos metálicos necessitam ser bons condutores de corrente, com resistência ôhmica baixa para minimizar possíveis perdas elétricas internas, apresentando uma área mínima de recobrimento, sendo estipulada para não aumentar a resistência série da célula, porém suficiente para realizar o transporte da corrente (RAMOS, 2006).

Os metais mais utilizados para a fabricação da malha metálica de contato das células fotovoltaicas compreendem o alumínio e a prata, ou uma combinação de ambos. Para a formação do contato frontal, uma vez que a célula tenha o emissor do tipo n, a malha não pode conter alumínio, já que este é um dopante do tipo p (BÜHLER,2011). A Figura 4 apresenta uma típica célula de silício cristalino.

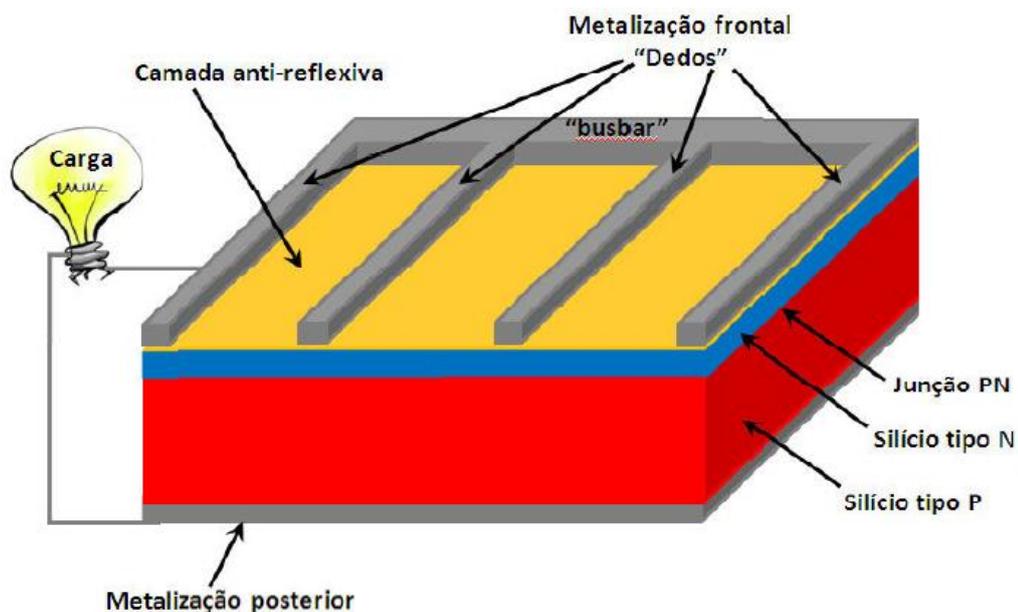


Figura 4 – Disposição de uma célula fotovoltaica típica de silício. Fonte: BÜHLER, 2011.

As células fotovoltaicas podem ser fabricadas com alguns materiais distintos. Cada material que compõe a célula fotovoltaica caracteriza uma tecnologia que possui eficiência e possibilidade de integração diferenciadas. Existem três gerações da tecnologia e cada uma delas apresenta características diferentes (SANTOS, 2013).

A primeira geração é dividida em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício multicristalino (p-Si), que representam 85% do mercado, por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível (PINHO; GALDINO, 2014).

A segunda geração de células surgiu de uma necessidade de redução do consumo de silício, caracterizado por ser um material muito oneroso que requer elevadas temperaturas em sua produção, carecendo de um grau de pureza muito alto. A segunda geração fotovoltaica, denominada de filmes finos possui a vantagem de ser muito menos pesada, com fabricação em camadas muito finas, permitindo aplicações integradas em fachadas de edifícios. A principal tecnologia dos filmes finos é a do silício amorfo, muito utilizada na eletrônica profissional e em relógios ou calculadoras. Apesar da desvantagem em relação as menores eficiências em comparação com a primeira geração, a sua fabricação é mais barata, e funciona com uma gama mais distribuída de luminosidade, podendo ser aplicada em calculadoras solares com o uso de iluminação difusa, em locais externos. As células de Disseleneto de Cobre e Índio (CIS) são mais eficientes e igualmente baratas, mas contêm Cádmio, que é um material perigoso. Há ainda a tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) (PROENÇA, 2007).

A terceira geração, que ainda se encontra em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), testes e produção em pequena escala, é dividida em três cadeias produtivas, sendo estas a célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (*CPV – Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (*DSSC – Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (*OPV- Organic Photovoltaics*). A tecnologia de célula fotovoltaica por concentração demonstrou em estudos altas eficiências, porém seu custo ainda não é competitivo frente a outras tecnologias dominantes do mercado atual, como modelos da primeira geração fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 Módulos fotovoltaicos

A tecnologia da conversão direta da energia luminosa em energia elétrica é realizada pelas células fotovoltaicas. O conjunto de células fotovoltaicas formam um módulo fotovoltaico, que promove a geração de energia elétrica em maior quantificação. Ao unir vários

módulos em um arranjo, o sistema compõe um painel, que pode ser instalado em uma edificação ou sobre o solo (RÜTHER, 2004).

A ABNT (NBR10899/TB-328) denomina módulo fotovoltaico como “menor conjunto ambientalmente protegido de células solares interligadas, com o objetivo de gerar energia elétrica em corrente contínua”. Este conjunto de células conectadas é encapsulado, com o intuito de proteger o material contra as intempéries, incluindo com prioridade a umidade, sendo que ao mesmo tempo possibilita um caminho prática para a penetração da radiação solar sobre o módulo fotovoltaico (PRIEB, 2011).

Como citado, o módulo fotovoltaico é composto pela junção eletrônica de células fotovoltaicas unitárias. Estas células solares podem ser fabricadas tanto com dispositivos monofaciais, que são os mais frequentes, ou também por dispositivos bifaciais. Além das células solares e suas conexões metálicas, o módulo também faz uso de materiais poliméricos de encapsulamento, vidro temperado e estrutura para dar rigidez e assim, proteger as células solares (FEBRAS, 2012).

De acordo com Gasparin (2009), para conferir características de rigidez e durabilidade, um módulo fotovoltaico possui basicamente as seguintes partes, que podem ser visualizadas a partir da Figura 5:

- Cobertura: diversos materiais que podem ser utilizados para a cobertura, incluindo materiais acrílicos, polímeros e vidro. O vidro temperado com baixo teor de ferro é o material mais utilizado devido às suas características de custo, robustez, estabilidade, alta transparência, impermeabilidade à água e gases, e facilidade de limpeza.

- Encapsulante: consiste em um material utilizado para realizar a adesão das células fotovoltaicas, possuindo a característica de estabilidade independente de variações de temperatura e exposição à radiação ultravioleta. Necessita ser transparente, para a penetração de radiação, e possuir baixa resistência térmica. Normalmente, utiliza-se o material denominado EVA (acetato do etil vinila), um polímero que atende as características imprescindíveis. As células são envoltas por duas folhas de EVA, em que este conjunto é aquecido até a fusão do EVA, o que proporciona o resultado final de união das células do módulo.

- Cobertura Posterior: a superfície posterior deve possuir rigidez dielétrica de modo a garantir o isolamento elétrico, além de ser impermeável. A baixa resistência térmica é uma

característica desejável para melhorar a dissipação térmica. Na maioria dos módulos comerciais utiliza-se uma fina camada de polímero comercialmente conhecido como Tedlar.

- Moldura: para conferir resistência mecânica ao conjunto, uma moldura de alumínio envolve o conjunto.

- Caixa de conexão: local onde são encontrados os terminais para a conexão elétrica do módulo fotovoltaico, localizada na parte posterior do módulo.

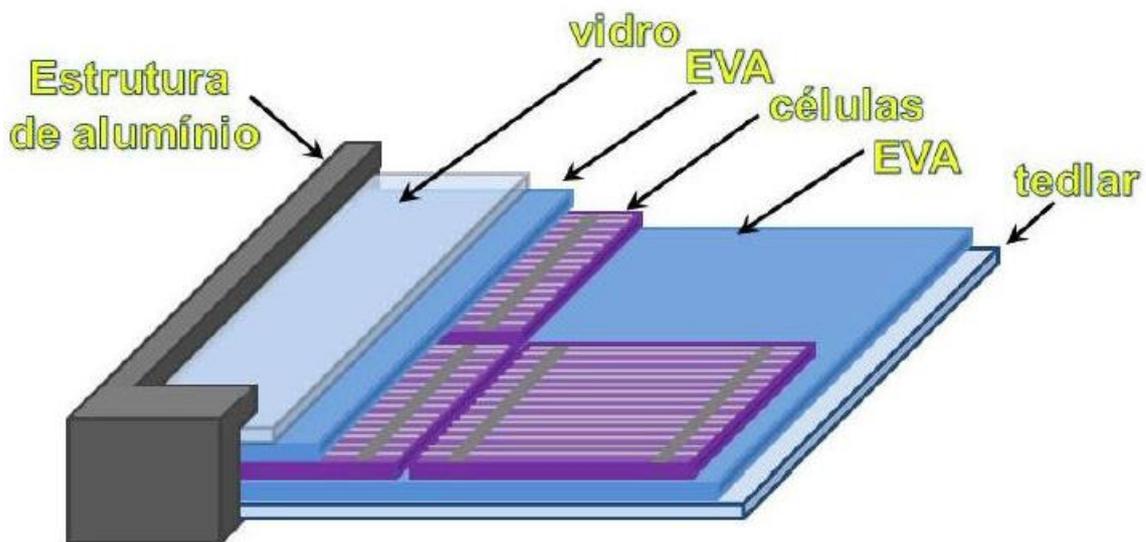


Figura 5 – Representação das principais partes de um módulo fotovoltaico. Fonte: BÜHLER, 2011.

De um modo geral aconselha-se que um módulo fotovoltaico deve ser composto pela conexão de células fotovoltaicas que possuam características elétricas semelhantes. Desta maneira, após a fabricação das células fotovoltaicas, há a necessidade de uma classificação levando em consideração estas características. Esta classificação é indispensável porque as células com diferentes correntes associadas em série limitam a corrente elétrica de toda associação. Sendo assim, caso haja diferenças significativas entre os dispositivos, a célula fotovoltaica com as piores características pode ficar reversamente polarizada. Quando ocorre a efetivação desse efeito, as piores células, ou seja, com as menores correntes, irão dissipar a energia gerada por toda o módulo, o que diminui a eficiência deste material (ANDRADE, 2008).

O tempo de durabilidade de um módulo fotovoltaico de silício cristalino depende das condições de operação às quais ele for submetido ao longo dos anos. Em geral os fabricantes

oferecem uma garantia superior a 20 anos para os módulos fotovoltaicos, sendo que alguns oferecem garantia de até 30 anos (BÜHLER, 2011).

2.4 Tecnologias fotovoltaicas

Complementando o conhecimento sobre as gerações de tecnologias fotovoltaicas, é interessante compreender melhor cada uma dessas tecnologias, incluindo seus respectivos parâmetros de desempenho, como por exemplo, eficiência do módulo. Esta explicação envolverá as duas primeiras gerações de tecnologia fotovoltaica, tecnologia de silício cristalino, bem como a tecnologia de filmes finos.

2.4.1 Tecnologia de silício cristalino (c-Si)

A tecnologia de silício cristalino é a mais tradicional das tecnologias fotovoltaicas e a que apresenta maior escala de produção em nível comercial. O silício cristalino c-Si se consolidou no mercado fotovoltaico por sua extrema robustez e confiabilidade. Porém, como desvantagem estes módulos solares possuem um custo de produção bastante elevado, sendo que as possibilidades de reduzi-lo já foram praticamente esgotadas. Esta é a razão pela qual esta tecnologia é desconsiderada por muitos analistas como séria competidora com formas convencionais de geração de potência em larga escala. Ainda assim, o c-Si segue sendo líder dentre as tecnologias fotovoltaicas para aplicações terrestres em qualquer escala, principalmente porque nos principais mercados mundiais, como Japão e Alemanha, a área de ocupação por arranjos fotovoltaicos constitui uma limitação, sendo necessários módulos mais eficientes e que conseqüentemente apresentem menores áreas de atuação (RÜTHER, 2004).

Como uma vantagem sólida, o silício é o segundo elemento mais abundante da crosta terrestre, perfazendo 25.7% do peso da Terra (o primeiro é o oxigênio, com 46%). Porém, este não é encontrado no estado isolado e nativo, aparecendo em alguns minerais na forma de dióxido de silício (SiO_2), também conhecido como sílica, como na ametista, na ágata, no quartzo, na areia, sendo também encontrado em outros minerais na forma de compostos, contendo silício, oxigênio e metais conhecidos como silicato (na argila, no feldspato, no granito, na mica). O silício também é o constituinte principal do vidro, do cimento, da cerâmica, e da maioria dos componentes semicondutores, assim como dos silicones, que são substâncias plásticas muitas vezes confundidas com o silício (GHENSEV, 2006).

As células de c-Si corresponderam em 2011 a 87,9% do mercado mundial. Para sua fabricação, a matéria prima utilizada é o silício ultrapuro. Pode ser utilizada a mesma matéria prima da indústria eletrônica (chips) o chamado silício grau eletrônico (Si-gE), com uma pureza de 99,9999999%, também denominada 9N (nove noves), ou então o silício grau solar (Si-gS), com 99,9999% (6N), de menor custo, sendo que este último não pode ser utilizado na indústria eletrônica (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1.1 Silício monocristalino (m-Si)

Como uma subdivisão do silício cristalino encontra-se o silício monocristalino. Para a obtenção do substrato monocristalino é necessário o silício de grau eletrônico, podendo também ser utilizado o silício de grau solar, em que os monocristais são obtidos em lingotes pelo método Czochralski. O método Czochralski consiste primeiramente na fusão completa do silício e depois no empuxe dos lingotes a partir de sementes de orientação cristalográfica previamente determinada, correspondente ao material dopante. Devido ao processo, aumenta-se a condutividade do cristal da região do centro para o terminal, o que lhe propicia o melhor rendimento na conversão quando comparado aos outros tipos de células solares (RAMOS, 2006). Através deste método a célula fotovoltaico monocristalina tem aspecto de ser material monocolor, sem apresentar granulometrias, o que o torna mais efetivo na conversão de energia.

O lingote resultante do cristal de grau eletrônico ou solar é então usinado e posteriormente fatiado em lâminas muito finas (wafers). Entre a usinagem, serrilhamento para a obtenção dos wafers, dentre outros processos que se fazem necessários desde a fabricação do cristal até a obtenção da célula fotovoltaica, existe uma grande perda de material, da ordem de 50%. As perdas do material ao longo da fabricação da célula fotovoltaica constituem uma grande parcela do preço final do produto, o que proporciona um encarecimento. Cabe ressaltar que a célula fotovoltaica já um produto final caro devido a pureza da matéria prima e materiais envolventes, tal como a prata (BÜHLER, 2011).

Por ser um material de transição do tipo indireta, o coeficiente de absorção do silício é muito baixo, sendo necessária uma espessura de cerca de 0,2 mm para uma absorção satisfatória da luz solar. O objetivo de determinadas pesquisas em andamento para 2020 é obter lâminas de até 0,12 mm de espessura, a fim de reduzir os custos de fabricação (PINHO; GALDINO, 2014; RAMOS, 2006). O resultado final do processo de fabricação da célula fotovoltaica de silício monocristalina pode ser observado através da Figura 6.

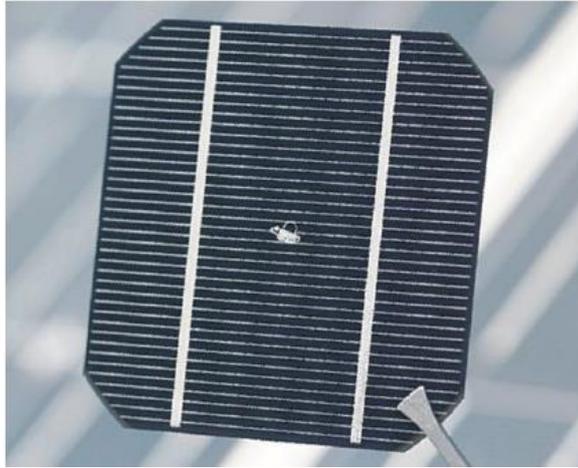


Figura 6 – Célula fotovoltaica de silício monocristalino. Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

2.4.1.2 Silício multicristalino (p-Si)

Entre as tecnologias cristalinas, o silício multicristalino (p-Si) apresenta menor eficiência de conversão, porém possui como vantagem um menor custo de produção em função da sua fabricação não ser tão perfeita quanto o silício monocristalino, envolvendo um processamento mais simples, com um menor índice de consumo energético e pouco rigor quanto a impurezas. O material de execução do silício multicristalino é o mesmo em relação ao monocristalino, porém o processo de fabricação diferencia-se em algumas etapas. O material, no caso multicristalino é fundido e posteriormente solidificado direcionalmente, o que resulta em um bloco com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais se concentram os defeitos que tornam este material menos eficiente do que o m-Si em termos de conversão fotovoltaica. São esses aspectos que fazem com que uma célula fotovoltaica multicristalina possui diferentes estruturas, imperfeições, não sendo um material monocolor como o silício monocristalino. Em relação aos processamentos posteriores, estes são semelhantes aos utilizados no caso do m-Si, até se obter um módulo fotovoltaico (RÜTHER, 2004; GHENSEV, 2006).

Uma técnica que enfatiza o menor preço da célula multicristalina em relação a monocristalina diz respeito ao uso da técnica de produção denominada Ribbon, que consiste em depositar o silício fundido diretamente em camadas sobre um substrato, evitando assim a necessidade de serilhamento e a conseqüente diminuição na perda de material, o que implica em diminuição dos custos de fabricação (BÜHLER, 2011). A Figura 7 demonstra uma célula fotovoltaica de silício multicristalino.

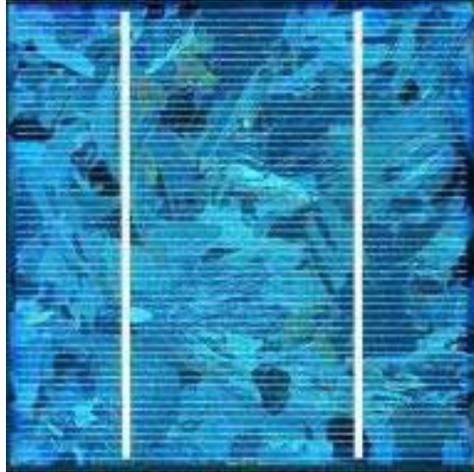


Figura 7 – Célula de silício multicristalino. Fonte: Energia Fotovoltaica, 2010.

2.4.2 Tecnologia de filmes finos

A tecnologia de filmes finos vem se difundindo com o passar do tempo. O interesse por esta tecnologia só tende a crescer, muito em função da menor quantidade de materiais, e de materiais menos onerosos, para a fabricação de células fotovoltaicas em comparação às células da primeira geração. Em termos comparativos, apenas uma quantidade da ordem de 2 μm de espessura é necessária para absorver a radiação solar, enquanto a média para materiais cristalinos é de 0,2 mm. Além disso, os métodos menos custosos utilizados na fabricação dessas células permitem sua integração total. Destacam-se entre as tecnologias da segunda geração fotovoltaica o silício amorfo e microcristalino (Thin-Film Silicon -TFSi), o semicondutor CdTe (telureto de cádmio) e as ligas CIGS/CIS (Cobre Índio Gálio e Selênio) (NDIAYE, 2013).

2.4.2.1 Silício amorfo (a-Si)

Em relação as tecnologias de filmes finos, o silício amorfo foi visto por algum tempo como a única solução comercialmente competitiva em comparação ao silício cristalino. A silício amorfo é um material utilizado pela maioria dos produtos eletroeletrônicos de baixo consumo energético, tais como relógios, calculadoras, sendo também utilizado na indústria de edificação, com os vidros, cristais e na produção de sistemas e módulos fotovoltaicos (GHENSEV, 2006).

O silício amorfo possui uma absorvidade para a radiação solar 40 vezes mais eficiente do que o silício monocristalino, o que permite que uma lâmina de apenas 1 micrometro seja

capaz de absorver 90% da energia solar útil, o que apresenta um benefício em termos de quantidade de material para a fabricação de uma célula fotovoltaica. (BÜHLER, 2011).

O silício amorfo, tal como sua denominação sugere, não possui uma estrutura cristalina em função de um grande número de defeitos, devido seus átomos não realizarem ligações covalentes. Porém, a modificação de sua estrutura pela dopagem de átomos nas ligações falhas, tais como no processo cristalino, permite a circulação de portadores de carga, pares elétrons/lacunas, através do material, tornando-o aplicável à utilização em dispositivos eletroeletrônicos (GHENSEV, 2006).

Uma das características que auxiliam na introdução de materiais menos custosos na fabricação de células de silício amorfo diz respeito as temperaturas de operação. As temperaturas necessárias para os processos de fabricação deste material apresentam valores baixos, inferiores a 300°C, o que possibilita que estes filmes finos sejam depositados sobre camadas plásticas, que são sensíveis a altas temperaturas. Essa propriedade, além de possibilitar introdução de material de menor custo, também possibilitou que fossem desenvolvidos módulos flexíveis, semitransparentes e com superfícies curvas podendo servir como opção na área da arquitetura (BÜHLER, 2011).

O silício amorfo hidrogenado possui como uma desvantagem, em comparação com a tecnologia cristalina, uma maior área para atingir uma mesma potência final, visto que sua eficiência de conversão da radiação solar para energia elétrica é inferior ao silício cristalino.

Por outro lado, ao contrário de todas as outras tecnologias fotovoltaicas, o silício amorfo possui como aspecto positivo a sua relação com a temperatura ambiente, pois enquanto o aumento da temperatura provoca perdas na performance dos módulos fotovoltaicos, o a-Si apresenta uma maior produção na potência com o aumento da temperatura de operação, sendo, portanto, uma vantagem nas aplicações em países de climas quentes como o Brasil. Essa característica pode ser aplicada principalmente quando os módulos desta tecnologia fotovoltaica forem integrados na edificação, onde estes dispositivos atingem temperaturas elevadas pela falta de ventilação em sua superfície posterior. Nesses casos, a performance do a-Si em termos de energia gerada (kWh) por potência instalada (kWp) tem se mostrado superior à das demais tecnologias em operação no Brasil (RÜTHER, 2004). A Figura 8 apresenta um módulo de silício amorfo hidrogenado.



Figura 8 – Módulos de silício amorfo hidrogenado. Fonte: Energia Fotovoltaica, 2010.

2.4.2.2 Telureto de Cádmio (CdTe)

Uma recente tecnologia fotovoltaica decorrente da segunda geração fotovoltaica, correspondente a filmes finos, apresenta-se como um novo competidor no mercado solar frente ao silício amorfo e multicristalino, esta é denominada de Telureto de Cádmio (CdTe). Para aplicações em calculadoras, o CdTe já vem sendo usado há quase uma década, mas nas aplicações terrestres somente a pouco tempo é que começaram a ser comercializados módulos fotovoltaicos para grandes aplicações. Estes módulos, normalmente possuem a forma de placas de vidro num tom marrom ou azul escuro, apresentando um atrativo estético em comparação ao silício multicristalino, que possui uma estrutura imperfeita. O CdTe, assim como no caso do silício amorfo, apresenta custos atrativamente baixos para produção em grande escala, agregando boas expectativas de se impor como um sério competidor no mercado fotovoltaico para a geração de energia elétrica. Porém, esta tecnologia de filmes também possui desvantagens. No caso, a relativamente baixa abundância dos elementos envolvidos e sua toxicidade são aspectos que devem ser levados em consideração, principalmente com a possibilidade de grandes produções de módulos fotovoltaicos. (FALCÃO, 2005).

As empresas que estão trabalhando com essa tecnologia fotovoltaica vêm buscando um novo nicho no mercado, para assim aprimorar a competição de uso solar. Estas estão investindo na aplicação arquitetônica enquanto desenvolvem seu produto, ampliam volumes de produção e reduzem custos. O CdTe possui como aspecto positivo, em comparação a tecnologias de

silício amorfo, uma maior eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica (RÜTHER, 2004).

Em função do seu nível de absorvidade óptica, células de CdTe podem ser fabricadas com eficiências de conversão próximas as das tecnologias tradicionais, como o silício cristalino, contudo utilizando apenas de 1% a 2% do material requerido para essas tecnologias. Por outro lado, o CdTe possui uma largura de banda estreita, similar ao silício amorfo e, desta forma, tem sua eficiência de conversão fotovoltaica muito mais sensível a mudanças do espectro solar. Desta forma, a eficiência da conversão da radiação solar para eletricidade em células de CdTe, assim como a-Si, varia muito mais do que em relação ao silício cristalino, em um mesmo período, seja ou longo de um dia ou ano (BÜHLER, 2011).

Assim como módulos cristalinos, os filmes finos de CdTe também são sensíveis à umidade, necessitando de proteção contra intempéries, sendo encapsulados e selados nas bordas, a fim de evitar maior degradação. Este encapsulamento pode ser realizado com vidro e filmes poliméricos ou com duplo vidro. Os módulos fotovoltaicos de filmes finos de telureto de cádmio correspondem a 5,5% do mercado mundial, com domínio da empresa norte-americana First Solar. As células fotovoltaicas podem atingir a eficiência de 16,7%, sendo que os melhores módulos de CdTe comercializados alcançam 14,4% de eficiência (PINHO; GALDINO, 2014). Um exemplo de conjunto de módulos fotovoltaicos pode ser observado na Figura 9.



Figura 9 – Módulos de CdTe da empresa First Solar, modelo FR-272. Fonte: BÜHLER, 2011.

2.4.2.3 Disseleneto de Cobre-Índio e Cobre-Índio-Gálio (CIS e CIGS)

O Disseleneto de Cobre e Índio é um material composto majoritariamente pelos elementos químicos Cobre (Cu), Índio (I) e Selênio (Se). Seu símbolo químico é CuInSe_2 . A forma abreviada CIS corresponde as primeiras letras de seus elementos componentes, sendo C-Cobre, I-Índio e S-Selênio (GHENSEV, 2006).

O material CIS é utilizado em estruturas de montagem de células fotovoltaicas do tipo heterojunção, em que é realizada a junção com materiais semicondutores que apresentam diferentes índices de energia do gap. A fim de aumentar a eficiência do material é adicionado o elemento Gálio (Ga) à camada do CIS, o que ocasiona a modificação do bandgap para 1,0 eV. Tal composição é geralmente designada de célula de disseleneto de cobre-índio- gálio (CIGS) (GHENSEV, 2006).

Módulos fotovoltaicos de tecnologia CIS e CIGS apresentam, como o a-Si e o CdTe, uma ótima aparência estética, com uma estrutura monocolor, e estão surgindo no mercado com grandes superfícies, encontrando aplicações arquitetônicas diversas. Porém, estas duas tecnologias, CIS e CIGS, assim como no caso do CdTe, necessitam de elementos escassos na natureza, incluindo o fato destes apresentarem toxicidade em suas fórmulas. Deste modo, esses dois aspectos, de limitação de elementos e toxicidade, devem ser considerados em uma grande produção. Dentre os filmes finos comercialmente disponíveis, módulos de CIGS são os que apresentam o melhor rendimento fotovoltaico, aspectos pelo o qual empresas vêm nutrindo esperanças nesta tecnologia e investindo na sua propagação (RÜTHER, 2004). A Figura 10 representa essas duas tecnologias.

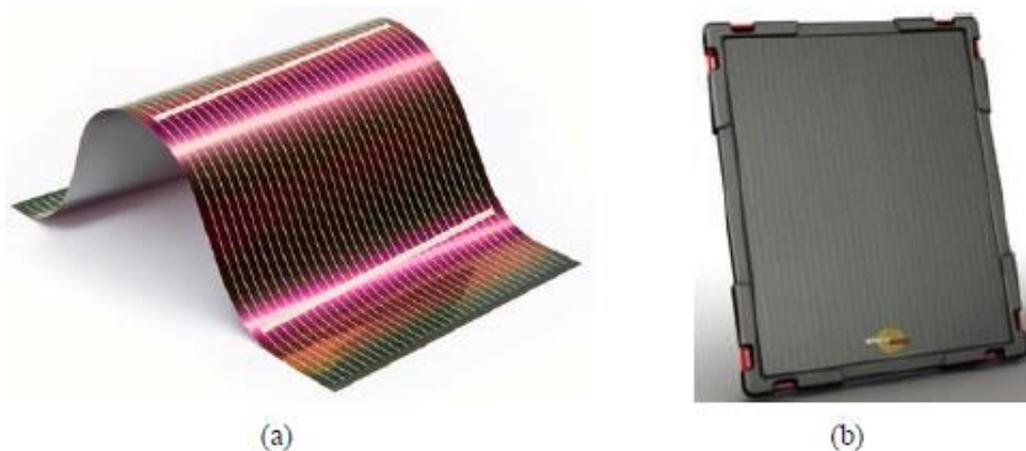


Figura 10 – Módulos de tecnologia a) CIGS e b) CIS. Fonte: BÜHLER, 2011.

Por apresentar maior eficiência entre os modelos de filmes finos (a-Si, CdTe, CIS e CIGS), o CIGS é a alternativa mais adequada para segmentos de mercado onde a área disponível seja limitada, ou a estética seja mais relevante. Em relação a viabilidade econômica, um uso das melhores práticas nas fábricas associado a um aproveitamento do potencial de melhoria na eficiência do processo poderão levar os custos das células de filmes finos abaixo dos custos envolvidos no silício multicristalino (PROENÇA, 2007).

2.4.3 Estado atual das diferentes tecnologias

A alternativa da geração da energia elétrica por meio de elementos fotovoltaicos tem crescido anualmente. Esta energia tem sido gerada por meio da aplicação dos mais diversos tipos de materiais e tecnologias fotovoltaicas, e a potência elétrica obtida (Watt pico – Wp) é variável nas diversas regiões do globo terrestre (GHENSEV, 2006).

A eficiência de conversão da energia pelas células fotovoltaicas é normalmente baixa. No entanto, a evolução tem sido notável. Esta evolução tem permitido uma redução drástica do custo de produção por kWh (PROENÇA, 2007). A Tabela 4 apresenta valores de eficiência para diferentes tipos de tecnologias fotovoltaicas das três gerações já mencionadas.

Tabela 4 – Máxima eficiência fotovoltaica.

(continua)			
Material da célula	Laboratório	Produção	Produção em série
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício multicristalino	19,8%	15%	13%
Silício multicristalino EFG	19,7%	14%	13%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Híbrido HCl	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de Cádmio	16,4%	10%	9%

(conclusão)			
Material da célula	Laboratório	Produção	Produção em série
Semicondutor	35,8%	27,4%	27%
III-V			
Célula com corante	12%	7%	5%

Fonte: PROENÇA, 2007 apud Fraunhofer IDE, Universidade de Stuttgart, 26th IEEE PVSC, NREL, UNSW, folhas de cálculo de fabricantes.

É de se notar que as células correspondentes às tecnologias de segunda geração têm atualmente uma eficiência menor do que em comparação as células da primeira geração. Isto ocorre muito em função do estado de desenvolvimento mais avançado da primeira geração, sendo que as eficiências obtidas são características de cada tecnologia analisada. Porém, como aspecto positivo apresentado pelas células da segunda geração, estas apresentam um custo de produção bastante reduzido, caracterizado principalmente pela menor quantidade de silício utilizada no processo, ou até mesmo na implementação de outros elementos semicondutores. Nas tecnologias de terceira geração, os testes em laboratório já revelaram eficiências de conversão que lhes asseguraram um bom futuro, o que vêm propiciando um interesse pelos cientistas de tentas reduzir os custos de fabricação dessas tecnologias, criando soluções mais acessíveis e competitivas (PROENÇA, 2007).

2.5 Curva característica corrente *versus* tensão (I-V)

A potência produzida pelo módulo ou gerador fotovoltaico e entregue à rede elétrica depende de muitos fatores, sendo que dois dos mais importantes referem-se à radiação solar incidente no plano do módulo e a temperatura de operação das células que constituem os módulos. Outros aspectos adicionais estão associados às perdas na fiação e devido às diferenças entre as células individuais que constituem um módulo e entre os módulos que constituem um gerador fotovoltaico. A curva característica corrente-tensão (I-V) descreve o comportamento elétrico nos terminais do gerador fotovoltaico sob influência desses fatores (MACÊDO, 2006).

Considerando que uma célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor no qual existe uma junção PN, o comportamento da corrente elétrica em função da tensão elétrica é basicamente o mesmo de um diodo cuja junção está no escuro. Entretanto, a célula fotovoltaica tem sua função justamente quando a junção está iluminada sendo que a radiação incidente na

célula causa o deslocamento da curva I-V. (ANDRADE, 2008 apud GREEN, 1992). Esse efeito pode ser observado na Figura 11.

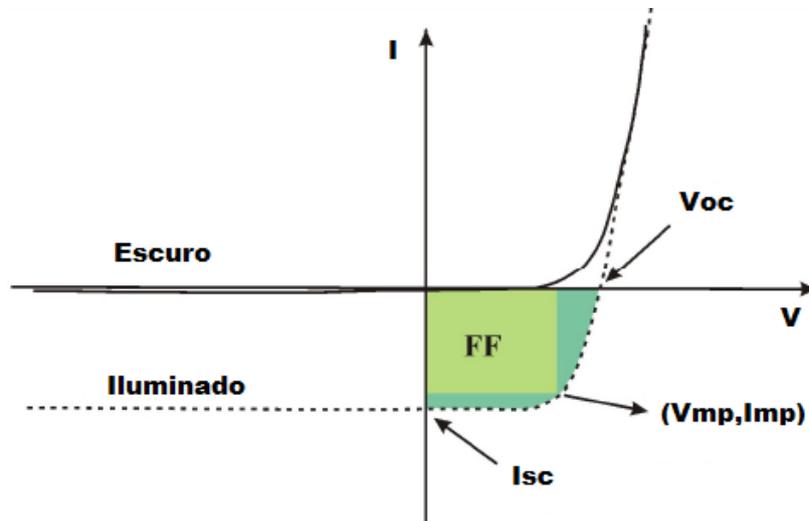


Figura 11 – Curva característica de uma célula fotovoltaica no escuro e sob iluminação. Fonte: adaptado de IBALDO, 2010.

A análise da curva I-V é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter-se os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho. A curva I-V, como exemplificado, é a resultante da superposição da corrente fotogerada com a curva do diodo no escuro. A luz tem o efeito de deslocar a curva I-V para o quarto quadrante (quadrante de geração) (PRIEB, 2011). Entretanto, a curva I-V normalmente é rebatida para o primeiro quadrante quando se trata de células fotovoltaicas, com o intuito de convencionar a corrente elétrica gerada como positiva. A Figura 12 mostra a curva I-V mais comumente encontrada com seus principais pontos.

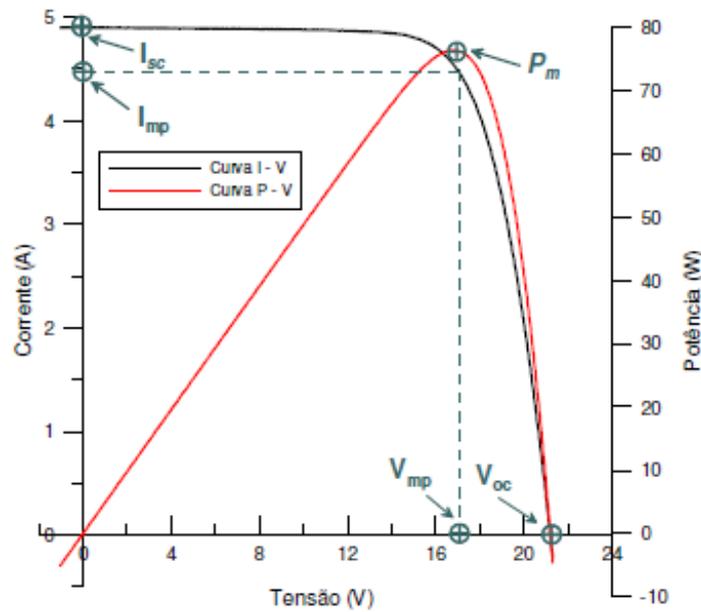


Figura 12 – Curva característica I-V com destaque aos principais pontos. Fonte: GASPARIN, 2009.

Conforme indica a Figura 12 e de acordo com Bühler (2011) pode-se destacar os seguintes pontos de uma curva característica I-V:

Corrente de curto-circuito (I_{sc}): Corrente que o dispositivo fotovoltaico fornece quando seus terminais são interligados por um conector com resistência elétrica idealmente nula, ou seja, é a corrente equivalente a uma tensão igual a zero.

Tensão de circuito aberto (V_{oc}): Tensão que surge nos terminais de um dispositivo fotovoltaico quando entre estes terminais existe uma resistência elétrica idealmente infinita, ou seja, é a tensão equivalente a uma corrente elétrica igual a zero.

Ponto de máxima potência (P_{mp}): É a máxima potência que o dispositivo fotovoltaico é capaz de fornecer sob uma determinada condição de irradiância e temperatura.

Corrente de máxima potência (I_{mp}): É a corrente que o dispositivo fornece no ponto de máxima potência.

Tensão de máxima potência (V_{mp}): É a tensão que surge nos terminais do dispositivo no ponto de máxima potência.

Fator de forma (FF): É um indicativo importante da qualidade das propriedades elétricas do módulo. Quanto maior o valor de FF mais retangular é a curva e, portanto, melhores serão as características elétricas do dispositivo. A Equação 1 define o valor de fator de forma.

Valores típicos de fator de forma dependem da tecnologia usada, e de acordo com Pinho e Galdino (2014) devem seguir parâmetros como por exemplo: silício cristalino (80,9% - 82,8%), telureto de cádmio (77%), silício amorfo (67,8%), DSSC (71,2%), InGaP/GaAs/InGaAs (86%).

$$FF = \frac{V_{mp}I_{mp}}{V_{oc}I_{sc}} \quad (1)$$

Eficiência (η): Apenas parte da irradiância incidente nas células solares é convertida em eletricidade (BRAUN-GRABOLLE, 2010). Um dos maiores interesses em dispositivos fotovoltaicos é a eficiência de conversão de potência (η) que relaciona a potência elétrica máxima (P_{mp}) gerada pela célula pela potência de radiação solar incidente (P_{in}) (CANESTRARO, 2010), que pode ser definida pela Equação 2.

$$\eta = \frac{P_{mp}}{P_{in}} \quad (2)$$

Outra maneira de exemplificar a eficiência de conversão de potência é apresentada pela Equação 3, em que a eficiência é calculada pela razão entre a potência máxima fornecida pelo módulo (W) e o produto da área do módulo (m^2) pela irradiância total (W/m^2) dada pela letra G. Como a área do módulo não é totalmente coberta com células solares, pois os espaços entre uma célula e outra não corresponde uma área ativa, a eficiência dos módulos fotovoltaicos é menor que a eficiência de uma única célula solar (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

$$\eta = \frac{P_{mp}}{AG} \quad (3)$$

O desempenho de células e módulos fotovoltaicos normalmente é associado às condições de teste padrão (Standart Test Conditions –STC), ou seja, nível de irradiância de $1000 W/m^2$ ou também conhecido como 1 sol, distribuição espectral correspondente a AM 1,5 e temperatura de célula de $25^\circ C$. Estas condições de irradiância podem, em certa medida, representar as condições de operação em um dia típico de céu claro, entretanto, a temperatura considerada para a operação em campo frequentemente resulta em temperaturas próximas a $50^\circ C$. Uma temperatura definida em norma que se aproxima às condições de campo é a

temperatura nominal de operação, normalmente conhecida pela sigla NOCT (nominal operating cell temperature). A diferença entre as temperaturas obtidas em campo e temperatura das condições padrão proporciona também uma diferença entre a potência entregue pelo módulo fotovoltaico e a potência nominal (MACÊDO, 2006).

2.5 Influência da irradiância solar na curva característica corrente *versus* tensão

Em termos gerais, a corrente fotogerada é proporcional à irradiância solar enquanto que a corrente de diodo I_d não é afetada. A variação de tensão com a irradiância se dá de forma logarítmica, uma vez que a relação entre tensão e a corrente em uma célula é exponencial (GASPARIN, 2009). A Figura 13 apresenta curvas características I-V geradas para um módulo fotovoltaico de 36 células, mantendo-se a temperatura de célula constante em 25°C e variando a irradiância.

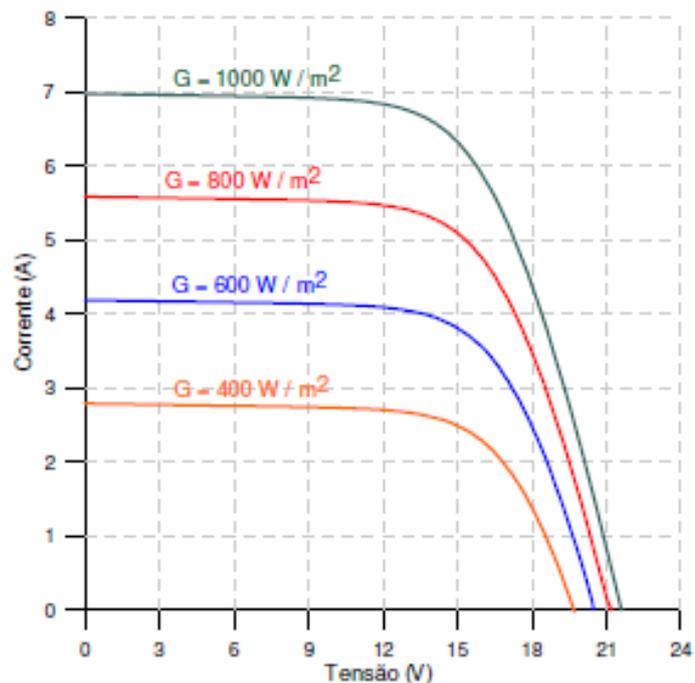


Figura 13 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias mantendo a temperatura de célula constante. Fonte: GASPARIN, 2009.

A I_{SC} de uma célula, e de um módulo, pode ser relacionada à irradiância incidente de acordo com a equação 4.

$$I_{SC} = I_{SCstc} \times \frac{G}{1000} \quad (4)$$

Onde I_{SC} (A) é a corrente de curto-circuito do módulo, para irradiância G e uma temperatura de 25°C ; $I_{SC_{STC}}$ (A) corrente de curto-circuito do módulo nas STC; G (W/m^2) corresponde à irradiância incidente sobre o módulo a 1000 (W/m^2), irradiância nas STC.

2.5 Influência da temperatura na curva característica corrente *versus* tensão

As variações de irradiância solar incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos fotovoltaicos. A Figura 14 mostra curvas características I-V para diferentes temperaturas de célula fotovoltaica, mantendo a irradiância de 1000 W/m^2 como constante. O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente tende a reduzir sua eficiência, sendo que a corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível, enquanto a tensão sofre uma brusca diminuição. Em uma célula de silício cristalino, um aumento de 100°C na temperatura produz uma variação da ordem de $-0,2$ V (-30%) em V_{oc} e de $+0,2\%$ em I_{sc} . Determinados módulos fotovoltaicos apresentam uma menor influência da temperatura na potência de pico, embora também sofra redução no seu desempenho (PINHO; GALDINO, 2014).

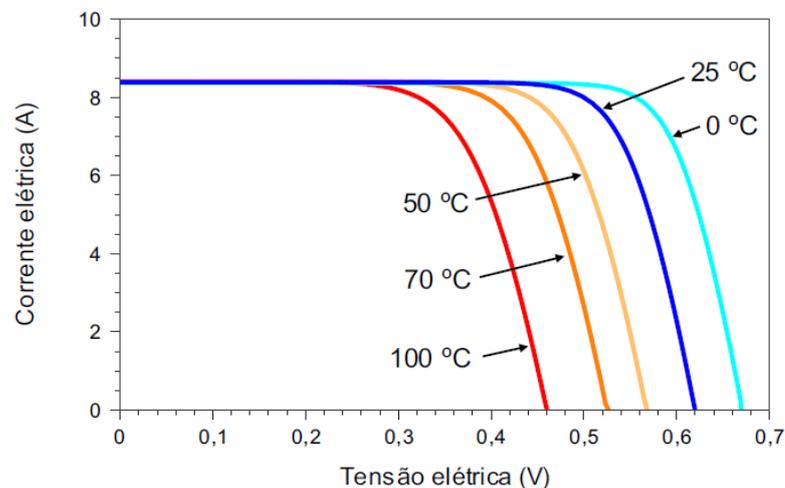


Figura 14 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V com irradiância constante em 1.000 W/m^2 e $AM= 1,5$. Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

O coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura é denominado α e é expresso em forma percentual pela Equação 5. Para o silício cristalino o valor típico está entre $0,06\%$ e $0,1\%$ da corrente de curto-circuito por unidade de temperatura (GASPARIN, 2009).

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} \frac{I}{I_{SC}} \quad (5)$$

A tensão de circuito aberto sofre uma redução com o aumento da temperatura da célula devido ao aumento da corrente de saturação. A corrente de saturação é uma corrente de portadores de carga minoritários criada por excitação térmica. A critério, Voc terá uma redução da ordem de $2 \text{ mV } ^\circ\text{C}^{-1}$ para cada célula de silício na faixa de 20 a 100°C . A redução de Voc com o aumento da temperatura modifica totalmente a curva característica, ocasionando uma nítida redução de potência do módulo fotovoltaico com o aumento da temperatura (GASPARIN, 2009).

A Equação 6 demonstra o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, sendo denominada de β .

$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} \quad (6)$$

Onde T é a variável temperatura ($^\circ\text{C}$).

2.6 Características elétricas de módulos fotovoltaicos

Em qualquer fase de um projeto para aplicação de energia solar fotovoltaica, desde o dimensionamento técnico até estudos de viabilidade econômica é imprescindível o conhecimento do comportamento elétrico dos módulos e arranjos fotovoltaicos. Segundo a norma americana ASTM E1036 (1996), a medida da performance de um módulo ou arranjo fotovoltaico consiste em determinar pelo menos as seguintes características elétricas: corrente de curto-circuito I_{sc} , tensão de circuito aberto Voc, potência máxima Pmp e tensão de máxima potência Vmp. Estas características são determinadas mediante análise direta da curva características I-V. Estes são os dados que obrigatoriamente os fabricantes especificam nos módulos comerciais (GASPARIN, 2009). No Brasil, todos os módulos comercializados devem apresentar a etiqueta do INMETRO afixada na sua superfície posterior contendo informações essenciais conforme exemplifica a Tabela 5.

Tabela 5 – Informações essenciais que devem conter na etiqueta de um módulo fotovoltaico.

Informação	Significado ou importância da informação
Nome do fabricante	Identificação do responsável pela qualidade do módulo
Identificação do modelo	Pelo modelo pode-se identificar a folha de dados técnicos com informações sobre tecnologia, potência e tolerância
Número de série	O número de série é obrigatório para registro, qualificação, rastreabilidade e garantia do produto
Tensão máxima do sistema	Indica o maior valor de tensão de circuito aberto de um arranjo onde o módulo pode ser instalado
Tensão de circuito aberto (Voc)	Multiplicando-se Voc de cada módulo pelo número de módulos em série em um arranjo, obtém-se Voc do arranjo
Corrente de curto-circuito (Isc)	Multiplicando-se Isc de cada módulo pelo número de módulos em paralelo em um arranjo, obtém-se Isc do arranjo
Tensão de máxima potência (Vmp)	Multiplicando-se Vmp de cada módulo pelo número de módulos em paralelo em um arranjo, obtém-se Vmp nominal do arranjo
Corrente de máxima potência (Imp)	Multiplicando-se Imp de cada módulo pelo número de módulos em paralelo em um arranjo, obtém-se Imp nominal do arranjo
Potência nas condições-padrão de ensaio (STC)	Potência máxima nominal do módulo nas condições de irradiância de 1000 W/m ² , espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C
Temperatura nominal da célula nas condições de operação (NOCT)	Temperatura das células do módulo nas condições de irradiância de 800W/m ² , temperatura ambiente de 20°C e velocidade de vento de 1 m/s

Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

A norma brasileira NBR-12136 (ABNT, 1991a), a norma internacional IEC 891 (1987) e a norma americana E 1036-08 (ASTM, 2008) estabelecem a mesma condição padrão para a

determinação da curva I-V (BÜHLER, 2011). Tal condição padrão também é denominada de Standart Test Conditions – STD. A Tabela 6 apresenta esses parâmetros.

Tabela 6– Condição padrão para ensaio de uma curva I-V.

Grandeza	Valor
Temperatura	25°C
Irradiância	1000 W/m ²
Espectro Solar	AM = 1,5

Fonte: (BÜHLER, 2011).

O valor de AM (do inglês air mass) massa de ar pode ser definido como a relação entre o comprimento da trajetória percorrida pela radiação solar direta até a superfície terrestre e o comprimento da trajetória da radiação solar direta até o nível do mar caso o sol estivesse no zênite, podendo ser calculada de maneira simplificada para ângulos de até 70° com a Equação 7 (GASPARIN, 2009).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (7)$$

Onde θ é o ângulo entre o zênite e a radiação solar direta como pode ser observado na Figura 15.

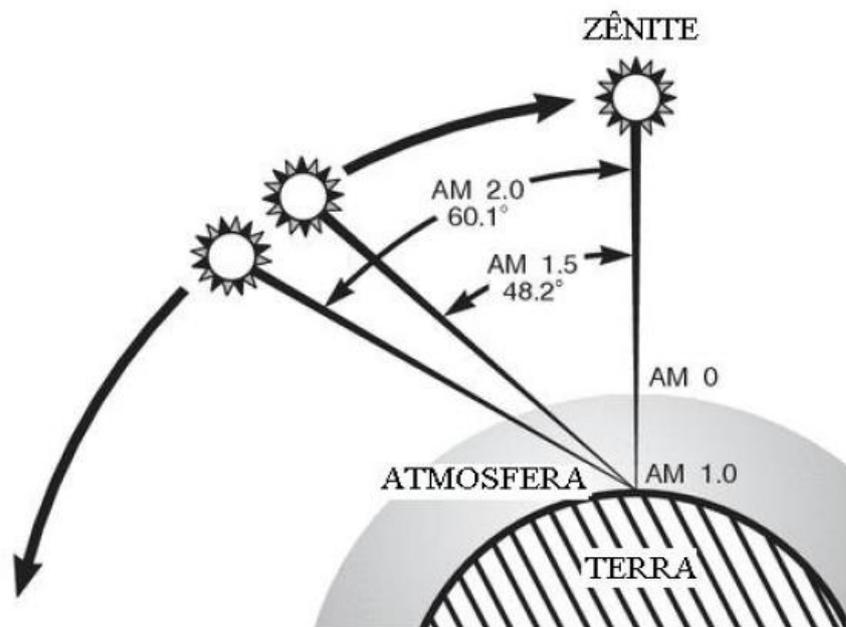


Figura 15 – Definição de massa de ar (AM, air mass). Fonte: GASPARIN, 2009 apud NEWPORT, 2008.

Denomina-se de AM1, quando a massa de ar é igual a 1, ou seja, o Sol encontra-se no zênite (ângulo zenital igual a 0°). Outras denominações são dadas, por exemplo, com a sigla AM2, quando o ângulo zenital é igual a 60° e AM0 (sem massa atmosférica para a radiação solar atravessar), definida como a massa de ar no topo da atmosfera (radiação extraterrestre) (PINHO; GALDINO, 2014).

Para a caracterização através da curva I-V o módulo deve ser submetido às condições-padrão de ensaio e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts, em relação aos terminais do módulo, até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo, ou seja, quando a corrente atingir pontos negativos. Durante esta varredura são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o traçado de uma curva característica I-V (PINHO; GALDINO, 2014).

2.7 Normas técnicas brasileiras para ensaios de módulos fotovoltaicos

As normas brasileiras referentes aos sistemas fotovoltaicos são desenvolvidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A Tabela 7 apresenta as principais normas brasileiras referentes a este tipo específico de sistemas que estão em vigor.

Tabela 7 – Normas da ABNT referentes a dispositivos e sistemas fotovoltaicos.

			(continua)
Código	Título da Norma		Objetivo
NBR 10899:2013	Energia solar fotovoltaica Terminologia	—	Esta norma especifica os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica.
NBR 11704:2008	Sistemas fotovoltaicos Classificação	–	Esta Norma classifica os sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar em energia elétrica.
NBR 62116:2012	IEC Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica		Fornecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR).

(conclusão)		
Código	Título da Norma	Objetivo
NBR 16149:2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição	Estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.
NBR 16274:2014	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho	Estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema.

Fonte: ABNT.

Em relação aos ensaios de módulos fotovoltaicos a fim de se obter a caracterização destes dispositivos, aquele que pretende fazer testes de módulos e sistemas fotovoltaicos deve seguir a portaria INMETRO 004/2011 que possui como objetivo estabelecer os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, através do mecanismo da Etiquetagem, para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia – ENCE, atendendo aos requisitos do Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE, visando à eficiência energética e adequado nível de segurança, a qual avalia os equipamentos nas condições nominais e extremas de funcionamento para garantir que os dispositivos fotovoltaicos tenham uma qualidade mínima assegurada.

No que se refere às normas e sequência dos procedimentos para ensaios dos módulos fotovoltaicos duas normativas internacionais são adotadas a *IEC 61215 - Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval* e *IEC 61646 - Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*. A Figura 16 apresenta um fluxograma das etapas legais de ensaios de módulos fotovoltaicos.

Para a execução dos ensaios indicados pelo INMETRO é necessária uma amostra de 2 módulos fotovoltaicos (mesmo modelo e características). Esses dois módulos serão submetidos aos seguintes testes: tratamento prévio de 5 kWh/m², inspeção visual e

determinação da potência máxima. A partir da conclusão desses testes um módulo será submetido ao ensaio de isolamento em condições de umidade e o outro será mantido como unidade de controle (INMETRO, 2011).

O módulo fotovoltaico é considerado aprovado nos respectivos ensaios se não houver evidência visual de um defeito importante, e se a potência máxima estiver entre -5% e 10% da potência indicada na planilha de especificação técnica, PET, apresentada pelo fabricante/fornecedor (INMETRO, 2011).

Para a determinação da potência máxima deve-se seguir as normas IEC 61215 para dispositivos cristalinos e a IEC 61646 para filmes finos, que determinam o desempenho elétrico do módulo nas Condições Padrão de Teste. Estas permitem que seja usada luz solar ou um simulador classe A, em conformidade com os requisitos da IEC 904-3 e acrescente que a característica corrente-tensão do módulo deverá ser determinada de acordo com IEC 904-1. Quando necessário, pode-se fazer as correções de temperatura e irradiância, em conformidade com a IEC 891 (RAMOS, 2006).

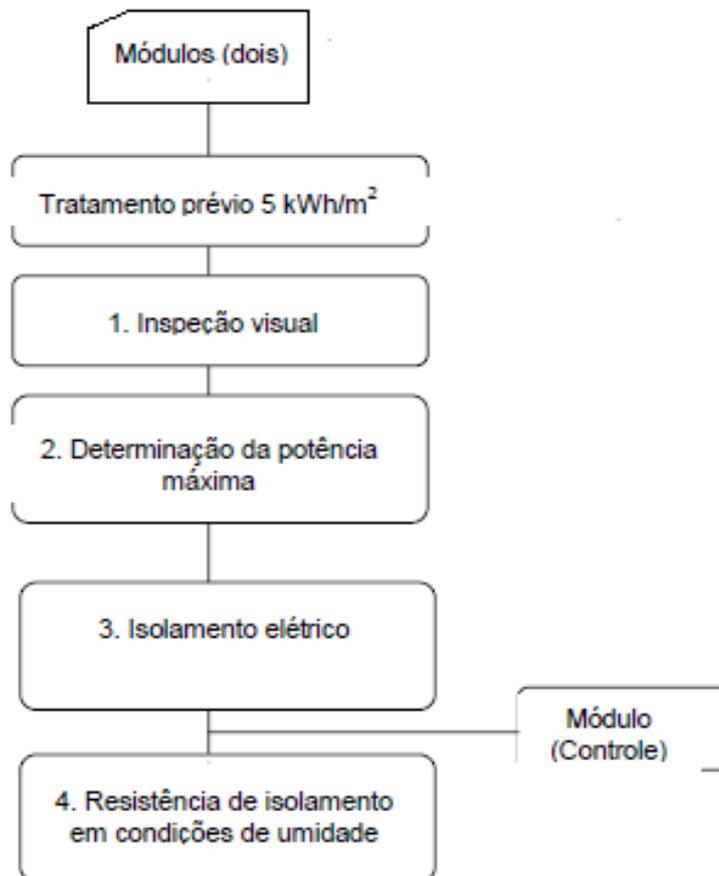


Figura 16 – Fluxograma referente às etapas de ensaio de módulos fotovoltaicos. Fonte: INMETRO, 2011.

Baseado na norma IEC 61215, Ramos (2006) apresenta alguns requisitos gerais de medição:

- A medição da irradiância deve ser feita usando um dispositivo padrão calibrado. Entende-se por dispositivo padrão calibrado aquele que foi calibrado em termos de corrente de curto-circuito por unidade de irradiância ($AW^{-1}m^{-2}$) com uma distribuição padrão. Esta distribuição padrão corresponde a distribuição total da luz solar (direta + difusa), com uma irradiância de $1.000W/m^2$ a AM 1,5, sobre uma superfície plana inclinada a 37° com a horizontal, com albedo 0,2 de reflexão da terra
- O dispositivo padrão deverá ter essencialmente a mesma resposta espectral relativa que a amostra.
- A temperatura do dispositivo padrão e da amostra deverão ser medidas com uma precisão de $\pm 1^\circ C$. Se a temperatura do dispositivo padrão diferir mais que $2^\circ C$ da temperatura para a qual foi calibrado, o valor calibrado deverá ser ajustado para a medição de temperatura.
- A superfície ativa da amostra deverá ser coplanar dentro de $\pm 5^\circ$ com a superfície ativa do dispositivo padrão.
- Tensões e correntes devem ser medidas com uma precisão de $\pm 0,5\%$, usando pontas de prova independentes para os terminais da amostra.
- Correntes de curto-circuito devem ser medidas em tensão zero, usando uma carga variável (preferencialmente eletrônica), balanceando a tensão e drenando-a através de uma resistência série externa. Alternativamente, elas podem ser determinadas pela medição de tensão através de um resistor fixo de precisão de 4 terminais, permitindo que a medida seja realizada a menos que 3% da tensão de circuito aberto do dispositivo, dentro de uma faixa onde há uma relação linear entre tensão e corrente, e a curva é extrapolada para tensão zero.
- Voltímetros devem ter uma resistência interna de pelo menos $20 k\Omega/V$.
- A calibração de todos os instrumentos deverá ser certificada dentro da precisão requerida no momento da medida.
- A precisão dos procedimentos de correção da irradiância e da temperatura deverá ser verificada periodicamente pela medição do desempenho da amostra em níveis selecionados, e os resultados comparados com os valores extrapolados.

Sobre medições em luz solar natural, Ramos (2009) salienta que estas deverão ser realizadas somente quando a irradiância total não flutuar mais que $\pm 1\%$ durante a medida. Quando as medidas forem tomadas por referência como condições padrão de teste, a irradiância deverá ser de pelo menos 800 W/m^2 . O procedimento do teste é o seguinte:

- Monta-se o dispositivo padrão o mais próximo possível da amostra. Ambas as normais devem estar a $\pm 10^\circ$ da direção dos raios do sol.
- Registra-se a curva I-V e a temperatura da amostra concomitantemente ao registro da corrente de curto-circuito e temperatura do dispositivo padrão. Se não for prático controlar a temperatura, cobre-se a amostra e/ou o dispositivo padrão do sol e do vento até que a temperatura se estabilize com a temperatura ambiente. As medidas são feitas imediatamente após remover a cobertura.

Nota: Na maioria dos casos, a inércia térmica da amostra ou dispositivo padrão limitará a elevação da temperatura durante os primeiros poucos segundos a menos de 2°C e a temperatura permanecerá razoavelmente uniforme.

- Corrige-se a curva I-V medida, para as condições de irradiância e temperatura desejadas, de acordo com a IEC 891.

Quanto às medidas em luz solar simulada contínua, Ramos (2009) exemplifica um outro procedimento, citando os seguintes procedimentos:

- Monta-se o dispositivo padrão com a superfície ativa no plano de teste, de modo que sua normal esteja paralela dentro de $\pm 5^\circ$ da linha central do raio de luz.
- Ajusta-se a irradiância do plano de teste de modo que o dispositivo padrão produza a corrente de curto-circuito calibrada no nível desejado.
- Sem alterar o ajuste do simulador, registram-se a curva I-V e a temperatura da amostra. Quando não for prático controlar a temperatura, cobre-se a amostra e/ou o dispositivo padrão do raio de luz do simulador até que a temperatura se estabilize dentro de $\pm 2^\circ\text{C}$ na temperatura ambiente. Fazem-se as medidas imediatamente após remover a cobertura.
- Se a temperatura da amostra não for a desejada, corrige-se a curva I-V medida à temperatura desejada, usando um procedimento em concordância com a IEC 891.

Após os procedimentos de ensaios serem realizados, e se estes não apresentarem inconformidades é possível classificar os módulos fotovoltaicos de acordo com a eficiência

energética obtida a partir dos testes aplicados, independente da forma utilizada, seja com o uso de simulador solar ou com medição com luz solar natural. A Tabela 8 mostra os padrões para módulos de silício cristalino e a Tabela 9 relaciona a classe de eficiência energética de acordo com módulos de tecnologia de filmes finos, seguindo as normativas do INMETRO.

Tabela 8 – Classificação de eficiência energética para módulos de silício cristalino.

Classe de Eficiência Energética
A > 13,5%
13% < B ≤ 13,5%
12% < C ≤ 13%
11% < D ≤ 12%
E < 11%

Fonte: (INMETRO, 2011).

Tabela 9 – Classificação de eficiência energética para módulos de filmes finos.

Classe de Eficiência Energética
A > 9,5%
7,5% < B ≤ 9,5%
6,5% < C ≤ 7,5%
5,0% < D ≤ 6,5%
E < 5,0%

Fonte: (INMETRO, 2011).

2.7 Sistemas para traçar a curva característica corrente *versus* tensão

O principal modo de analisar, estimar e qualificar um módulo ou até mesmo sistemas fotovoltaicos é através da medida das curvas características I-V dos módulos que compõem o arranjo fotovoltaico. Em vista disso, uma gama de sistemas de instrumentação foi desenvolvida para tal finalidade, sendo que cada laboratório ou departamento de pesquisa, possui uma instrumentação que melhor se adequa à realização do ensaio (GASPARIN, 2009).

Existem inúmeros métodos de determinação dos parâmetros matemáticos, também conhecidos como parâmetros fotovoltaicos, que descrevem a curva I-V para módulos fotovoltaicos. De acordo com pesquisa desenvolvida por Bühler (2011) alguns destes métodos propõem soluções analíticas, enquanto outros propõem soluções que necessitam métodos de

iteração numérica. Existem ainda métodos que se baseiam em modelos modificados, usualmente com um grande número de variáveis, como por exemplo, um modelo de três diodos. Outros métodos fazem uso de curvas determinadas no escuro, denominadas curvas de polarização reversa. Em Bühler e Krenzinger (2006), por exemplo, é apresentado um método para determinação de parâmetros fotovoltaicos de acordo com o modelo de um diodo que utiliza curvas I-V em polarização reversa determinadas em diferentes resistências série que leva em conta esse efeito no ponto de circuito aberto, que é nulo para uma curva determinada sob iluminação, e o efeito sobre a curva determinada no escuro em um ponto equivalente ao circuito aberto. A diferença entre essas duas curvas nessas regiões permite determinar um valor de resistência série presente em um módulo.

Sobre a caracterização de módulos individuais, a utilização de fontes bipolares de quatro quadrantes permite flexibilidade e facilidade na polarização do módulo fotovoltaico, além de boa precisão e velocidade de varredura. Contudo estas fontes têm limitações de corrente e tensão que limitam seu uso a apenas módulos e pequenos arranjos fotovoltaicos, além do custo elevado e dificuldade de transporte devido ao peso e dimensões (GASPARIN, 2009).

A caracterização de módulos fotovoltaicos a partir da análise da curva característica já é um sistema padrão adotado por laboratórios que trabalham com esse tipo de procedimento de medidas de módulos solares. No entanto, o desenvolvimento tecnológico dos multímetros e principalmente da informática permitiram uma evolução na precisão da medida e nos programas para tratamento dos dados, sendo que o tema da instrumentação para medidas de curvas características I-V de módulos fotovoltaicos encontra-se em crescente desenvolvimento (GASPARIN, 2009).

3 METODOLOGIA

Para melhor caracterização dos módulos fotovoltaicos, dois métodos foram utilizados: um diz respeito ao uso de simulador solar (*indoor*) e outro método detalha a caracterização através da iluminação natural (*outdoor*). O intuito desse trabalho consiste em verificar curvas I-V de diferentes tecnologias fotovoltaicas com ambos os métodos propostos, incluindo a variação de irradiância que foi realizada somente pelo simulador solar, a fim de facilitar o experimento.

Os testes foram realizados no mês de fevereiro de 2015 na cidade de Porto Alegre, nos domínios do LABSOL da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, com equipamentos

de medição e módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias disponibilizados pelo laboratório em questão.

Vale ressaltar que os experimentos aqui citados não possuem como finalidade a caracterização de módulos fotovoltaicos para certificação do INMETRO. Estes testes, e consequentemente seus resultados, são puramente para fins de pesquisa científica, e em vista disso, o nome dos fabricantes e suas respectivas marcas não serão identificadas.

3.1 Medição *indoor* com o Simulador Solar

O simulador solar consiste em um aparelho digital que contém lâmpadas especiais para se igualar as propriedades da radiação solar durante o ensaio da determinação da curva característica de dispositivos fotovoltaicos. A corrente e tensão do módulo sob teste, além da irradiância e da temperatura da célula são medidos e registrados através de um aparelho eletrônico específico (DALMAGRO, KRENZINGER, 2013).

Existem três tipos básicos de simuladores solares que são diferenciados de acordo com a tecnologia utilizada para a geração de luz. Estas tecnologias podem ser observadas através da Figura 17.

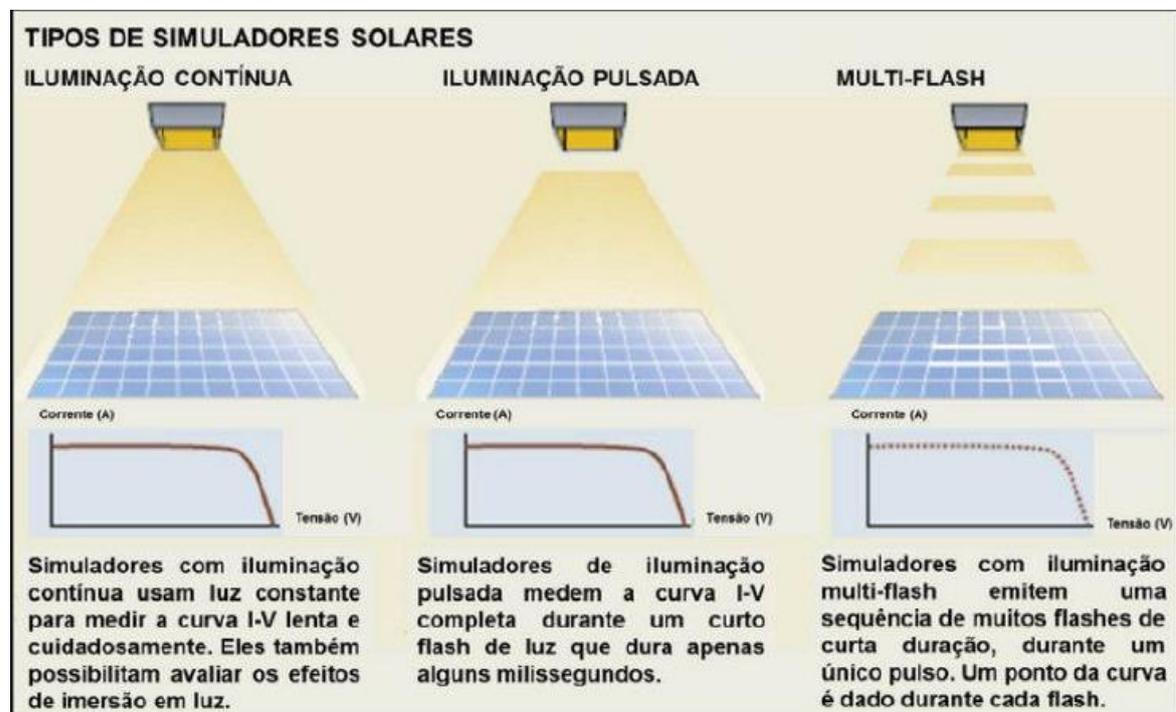


Figura 17 – Exemplos de simuladores solares. Fonte: DALMAGRO, KRENZINGER, 2013 apud PHOTON, 2008.

A norma ASTM E927-10 (*Standart Specification for Solar Simulation for Photovoltaic Testing*) apresenta formas e concepções de como classificar os simuladores solares utilizados em testes de equipamentos fotovoltaicos, tanto células quanto módulos solares, considerando o casamento espectral com relação a uma irradiância espectral de referência, a não uniformidade espectral da irradiância espacial e a instabilidade temporal de irradiância. Esta classificação é dividida em três classes (A, B ou C) e um simulador pode ser classificado em múltiplas classes dependendo de suas características (GUIMARÃES *et al.*, 2011). A Tabela 10 identifica as classes de simuladores solares segundo a norma ASTM.

Geralmente quanto mais próximo do espectro solar for o espectro do equipamento, mais caro será o simulador solar. Quanto à característica de não uniformidade, é uma das mais fáceis de atender, pois a radiação solar é muito uniforme (DALMAGRO, KRENZINGER, 2013).

Tabela 10 – Classificação de simuladores solares de acordo com características específicas.

Classificação	Casamento espectral para todos os intervalos	Não uniformidade espacial de irradiância	Instabilidade temporal de irradiância
Classe A	0,75 a 1,25	3%	2%
Classe B	0,6 a 1,4	5%	5%
Classe C	0,4 a 2,0	10%	10%

Fonte: GUIMARÃES *et al.*, 2011.

Em vista das atribuições mencionadas sobre cada tipo e classe de simuladores solares coube ao LABSOL – UFRGS a escolha do modelo SunSim 3c, fabricado pela empresa suíça Pasan. Foram levados em conta aspectos como o custo, a área iluminada de 2,0 x 2,0 m, suficiente para a maioria dos módulos comerciais existentes, a duração do pulso de luz (10 ms) e, principalmente as características espectrais, espaciais e temporais, excedendo a classificação AAA da norma IEC 60904-9. Sua carga eletrônica de três quadrantes é capaz de polarizar módulos com correntes de até 30 A e tensões de até 300 V. A lâmpada de xenônio tem garantia de um mínimo de 10000 pulsos e uma vida típica entre 15000 e 20000 pulsos. O sistema de aquisição é capaz de coletar até 4000 pontos da curva I-V, a uma resolução de 12 bits (DALMAGRO, KRENZINGER, 2013).

Em um simulador solar, usualmente o sistema de medição é composto por uma carga eletrônica e um conjunto de conversores analógico/digital de 12 bits que realizam a aquisição de variáveis. Os conversores recebem os sinais analógicos dos canais de entrada e transferem

para o computador, que está conectado ao sistema, os respectivos valores digitais desses canais. Durante o flash, a carga eletrônica mede simultaneamente os valores de corrente, tensão, irradiância e temperaturas, podendo-se assim, determinar a curva I-V de módulos fotovoltaicos assim como seu ponto de máxima potência (MOCELIN, 2014).

As medições e a visualização dos resultados de ensaios realizados no simulador solar são controladas por um microcomputador conectado a uma carga eletrônica. Com a utilização de um software de operação do simulador é possível adequar a curva característica medida para as condições padrão de teste (MOCELIN, 2014).

Com a possibilidade de realização de ensaios no LABSOL – UFRGS pode-se utilizar o simulador solar SunSim 3c. O simulador é utilizado com um túnel óptico de 6,5 m x 2,5 m x 2,5 m. O conjunto está abrigado em uma edificação com 75 m² construída especialmente para este fim (LABSOL). Neste compartimento, encontra-se o simulador em uma área escura para não ser refletida nenhuma iluminação, e nesta câmara fica o suporte dos módulos, onde serão dispostos a célula de referência e o módulo de amostra, a uma distância específica do flash da lâmpada de xenônio. As Figuras 18 e 19 apresentam os equipamentos que compõem o simulador solar, incluindo a estrutura de suporte dos módulos, como também a disposição da lâmpada de xenônio que é utilizado no LABSOL.



Figura 18 – Estrutura de suporte com a célula de referência e o módulo de amostra. Fonte: do autor.

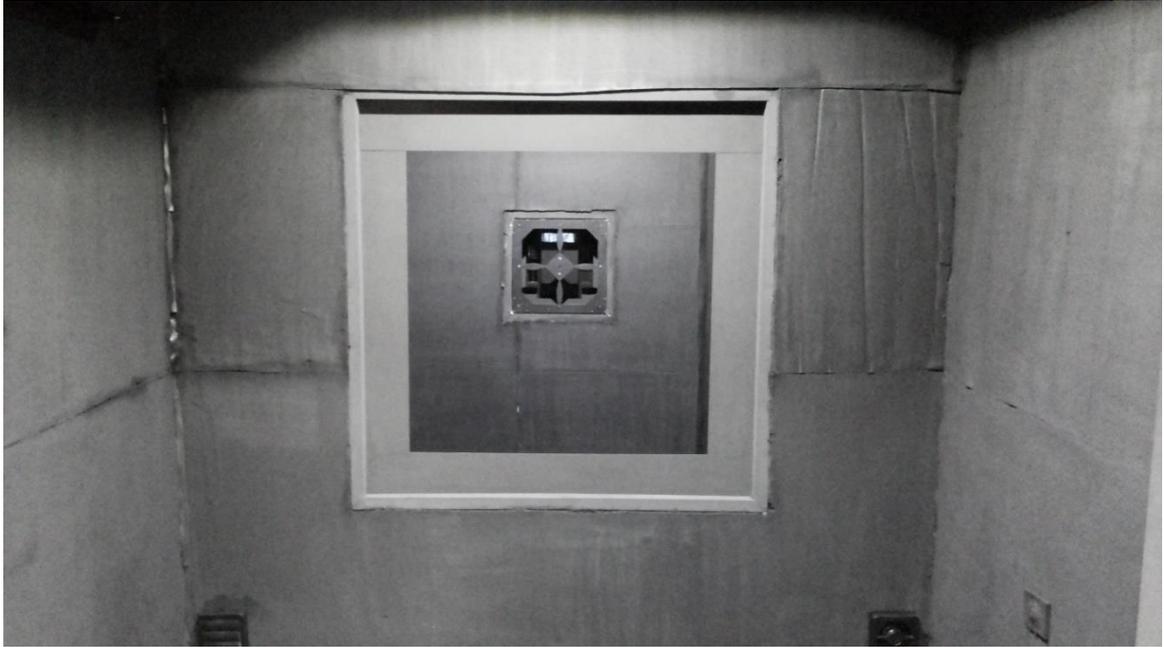


Figura 19 – Visão frontal da lâmpada de xenônio do simulador solar. Fonte: do autor.

Para atender às condições padrões de teste impostas pelo INMETRO 004/2011, a temperatura da célula deve ser de 25°C. A fim de atingir essa temperatura, há nesse prédio de simulação no LABSOL dois aparelhos de ar-condicionado que controlam e mantêm constante a temperatura de acordo com o exigido. Através da célula de referência, que possui conectado um termostato, é possível também ajustar a temperatura da célula caso essa não esteja no padrão proposto.

Com o uso do simulador solar SinSum 3c foi possível a realização de testes de caracterização de dez diferentes módulos fotovoltaicos, com diferentes tecnologias. Foram examinadas duas gerações fotovoltaicas: primeira geração (silício cristalino) e segunda geração (filmes finos). Por meio do simulador empregado, também foi presumível a variação do parâmetro de irradiância solar, tendo em vista que o simulador utilizado contém placas de filtros de radiação que modificam a irradiância de testes de 100 W/m² a 1000 W/m² que é a condição padrão, alcançando também irradiâncias de 200, 300, 400, 500 e 700 W/m².

3.2 Medição *outdoor* com iluminação natural

A caracterização com iluminação natural transpõe uma medição *outdoor*, realizada com condições que o dia esteja possibilitando, dificultando a obtenção de uma curva característica I-V nas condições padrões de teste.

Para a correta caracterização da curva característica I-V de um módulo fotovoltaico é necessário realizar uma variação de tensão no módulo, polarizando-o com valores de tensão suficientes para a sua caracterização. Esta polarização pode ser efetivada por meio de cargas resistivas, capacitivas ou por carga eletrônica, sendo a fonte de 4 quadrantes um método amplamente utilizado. Para a completa obtenção da curva característica são indispensáveis valores de tensão inferiores a 0 V para definir o ponto de curto-circuito, pois existe a necessidade de compensar a queda de tensão associada a perdas por resistência série, fios e conexões, até valores de tensão superiores ao ponto de circuito aberto (GASPARIN, 2011).

Para a medição *outdoor* utilizou-se um traçador de curvas I-V disponibilizado pelo LABSOL – UFRGS, cuja polarização é por meio de carga eletrônica, empregando uma fonte bipolar de quatro quadrantes marca KEPCO modelo BOP 100-10MG. As Figuras 20 e 21 apresentam o diagrama esquemático com as principais interligações e a estante com os equipamentos utilizados, respectivamente.

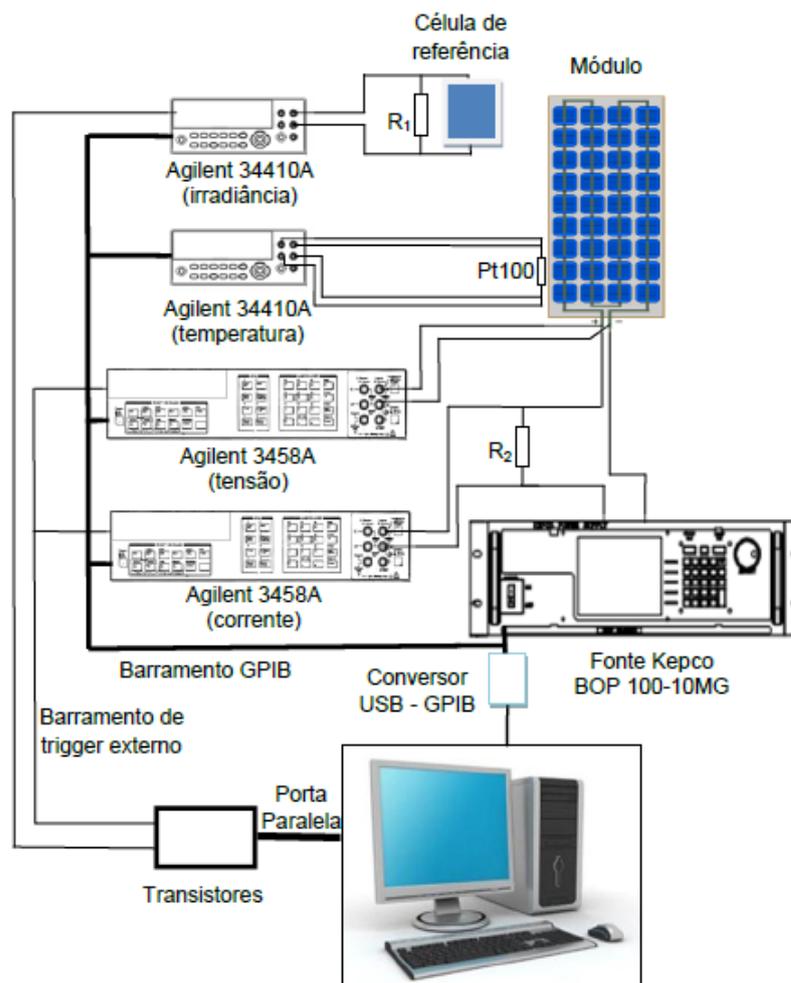


Figura 20 – Diagrama do traçador de curva característica I-V utilizado no LABSOL. Fonte: GASPARIN, 2011.

Neste equipamento, o tempo de duração de rampa é calculado a partir do número de pontos e do tempo de duração de cada medida, programada com valor inicial e final. Enquanto é feita a varredura de tensão, os pares I-V devem ser sincronizados com a rampa de tensão. São utilizados dois multímetros digitais Agilent 2458A para essas medidas. Com o intuito de também garantir que a irradiância não varie durante a medida da curva I-V, a obtenção dos pares de pontos é realizada em um intervalo de tempo pequeno, da ordem de décimos de segundo, o que garante uma variação menor que 1% em dias de céu limpo, enquanto a temperatura não varia durante a medida. A temperatura do módulo é medida por meio de um sensor Pt100 conectado a 4 fios a um instrumento de medida (GASPARIN, 2011).



Figura 21 – Equipamentos utilizados para realização da curva I-V de módulos fotovoltaicos. Fonte: GASPARIN, 2011.

Além do traçador citado, foi utilizado um suporte de módulos fotovoltaicos localizado na parte superior da edificação, construída para abrigar o simulador solar. Neste coletor localiza-se a célula de referência, que indica a irradiância no momento de avaliação. Já a temperatura era medida de acordo com o sensor que era fixado no módulo de amostra.

Trabalhar com medição *outdoor* requer se submeter às condições naturais de temperatura ambiente e irradiância solar equivalente. Em relação à condição padrão de teste a irradiância especificada é de 1000 W/m^2 e a temperatura de célula 25°C . Em dias ensolarados sem nuvens, consegue-se uma irradiância padrão nos horários finais da manhã e iniciais da tarde. Em compensação, a obtenção de uma curva característica na temperatura padrão de 25°C consiste em uma tarefa muitas vezes difícil de realizar, principalmente no verão, onde mesmo no sul do Brasil, é comum dias com temperaturas ambiente de mais de 30°C (BÜHLER, 2011).

Em vista disso, a fim de controlar a temperatura do módulo de teste, a temperatura da edificação foi mantida em 25°C e os módulos eram retirados da sala e instalados no suporte da maneira mais rápida possível. Quando a temperatura não era controlável desta forma, um jato de água era derramado sobre o módulo a fim de resfriá-lo. Se ainda assim a temperatura elevada prevalecesse uma toalha umedecida era posta sobre o módulo.

Em certos momentos de avaliação não foi possível alcançar a condição padrão de teste imposta pelo INMETRO 004/2011, nem com métodos práticos de controle de temperatura e escolhendo um dia ensolarado. Nessa condição, foram utilizados métodos de ajustes conforme as equações apresentadas em Bühler (2011).

Em relação a medição *outdoor* com iluminação natural, cinco módulos dos dez que foram ensaiados de modo *indoor* foram escolhidos a fim de comparar as duas medições e validar a qualificação destes dois métodos perante a etiquetagem de módulos fotovoltaicos. Esses cinco módulos consistem em distintas tecnologias fotovoltaicas, para melhor classificar todo o procedimento.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com a definição da metodologia e com essa sendo aplicável é possível dar início à aplicação dos experimentos, obtendo-se resultados que aqui foram listados de acordo com a medição *indoor* incluindo a variação de irradiância propiciada com o uso de simulador solar, além dos resultados obtidos com a comparação da simulação *indoor* e simulação *outdoor*.

4.1 Medição *indoor* e variação de irradiância

Em um primeiro momento, foi feita a análise de módulos fotovoltaicos disponibilizados pelo LABSOL – UFRGS através da medição *indoor* pelo simulador solar de modelo SunSim

3c, da empresa suíça Pasan, variando-se também o parâmetro de irradiância. Dez módulos foram adotados de diferentes marcas e diferentes tecnologias como mostra a Tabela 11.

Conforme a Tabela 11, observa-se a introdução de testes em módulos de primeira geração e segunda geração, silício cristalino e filmes finos. Cada módulo foi avaliado de forma individual, comparando-se características elétricas com diferentes irradiâncias atuantes e também em relação aos valores informados no catálogo do fornecedor. Em alguns modelos de módulos fotovoltaicos, nem a etiqueta do módulo nem o catálogo da fabricante fornecem certas informações, principalmente no que se refere à eficiência do módulo. Nesses casos, os valores apresentados foram obtidos pela Tabela do INMETRO de módulos fotovoltaicos para o consumidor (INMETRO, 2013).

Tabela 11– Módulos fotovoltaicos adotados para medição *indoor* com variação de irradiância.

Fabricante	Tecnologia
Fabricante 1	CIS
Fabricante 2	Monocristalino
Fabricante 3	Multicristalino
Fabricante 4	Amorfo e microcristalino
Fabricante 5	Multicristalino
Fabricante 6	CIGS
Fabricante 7	Monocristalino
Fabricante 8	Multicristalino
Fabricante 9	Monocristalino
Fabricante 10	CIGS

Fonte: do autor.

As irradiâncias selecionadas para operar nesses experimentos correspondem aos valores de filtros que o próprio simulador solar possui como equipamentos de teste. Esses filtros compreendem placas de material absorvente de radiação que diminui de 1000 W/m², condição padrão de teste até 100 W/m², optando por valores de 700 W/m², 500 W/m², 400 W/m², 300 W/m² e 200 W/m². Deste modo, o simulador possui 7 faixas de irradiância diferentes, as quais serão utilizadas nesse trabalho.

Quanto as outras características de teste padrão, temperatura e massa de ar, a temperatura é mantida constante em 25°C com o auxílio de 2 aparelhos de ar-condicionado no edifício de experimento. A célula de referência possui um sensor de temperatura que indica o

valor no exato momento da medição da curva I-V. Caso essa temperatura não seja de 25°C, o próprio software do simulador ajusta esse valor. Contudo é preferível que a temperatura não tenha uma discordância muito grande, para assim diminuir a possibilidade de erro de adequação. Em relação à massa de ar, a fonte de radiação para a realização dos ensaios é constituída por uma lâmpada de xenônio espectralmente filtrada para o espectro AM 1,5 global (MOCELIN, ZILLES, 2008).

4.1.1 Fabricante 1

O primeiro módulo a ser analisado corresponde ao módulo da Fabricante 1 que traz em sua etiqueta as informações elétricas e técnicas correspondentes à condição padrão de teste apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Informações elétricas e técnicas sobre módulo fotovoltaico da Fabricante 1.

Fabricante	Fabricante 1
Tecnologia	CIS
Geração Fotovoltaica	Filmes finos
Área	1,094 m ²
Potência nominal (P _{máx})	130 Wp + 4%
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	60,2 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	3,23 A
Tensão no ponto de máxima potência (V _{mp})	45,3 V
Corrente no ponto de máxima potência (I _{mp})	2,87 A
Eficiência do modulo	11,4%

Fonte: do autor.

Com relação à variação de irradiância no processo de caracterização do módulo, a Figura 22 mostra como ocorre a variação da curva I-V com a mudança desse parâmetro. Nesse contexto, a Tabela 13 apresenta as características elétricas e de desempenho do módulo para cada irradiância adotada.

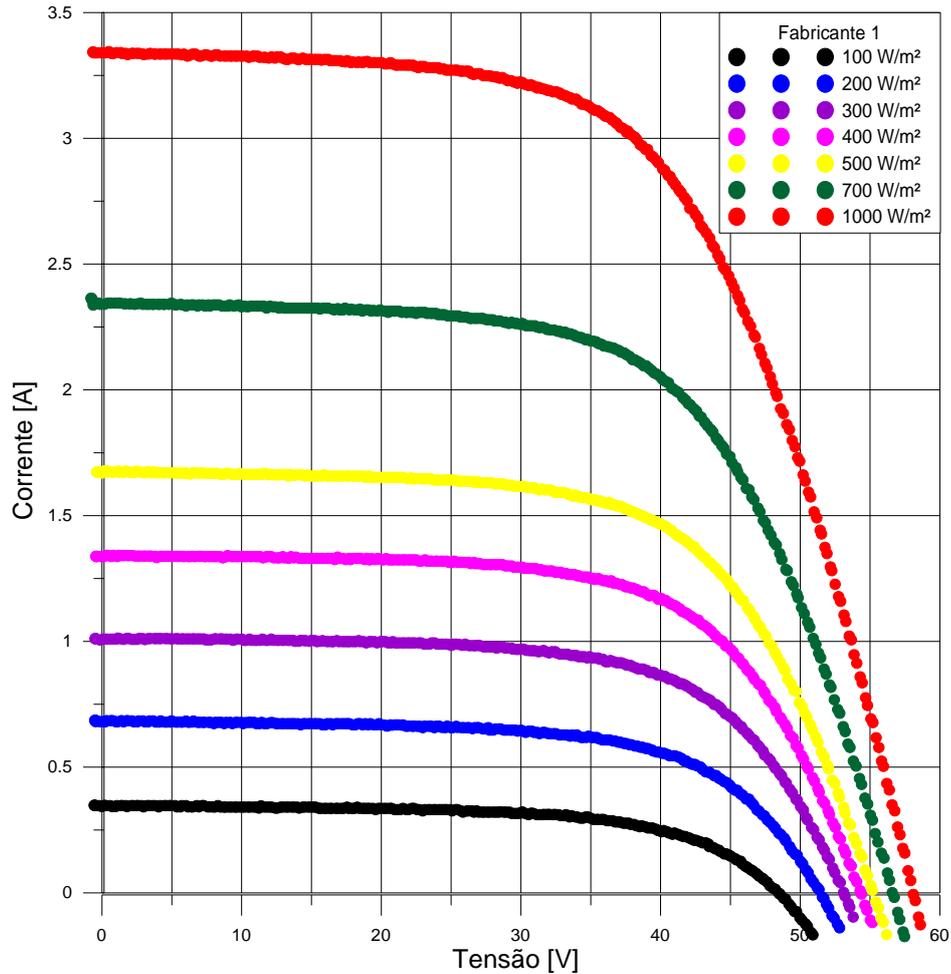


Figura 22 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 1. Fonte: do autor.

Pela Figura 22 e comparando com o que foi proposto no referencial teórico, é perceptível o mesmo padrão de comportamento da curva característica I-V. Ocorre o aumento linear da corrente de curto circuito com o aumento gradual de irradiância, sendo que o valor de tensão aumenta de forma logarítmica em menor proporção com essa variação. Nota-se valores entre 0,35 A e 3,35 A para corrente de curto circuito e 48,5 V e 58,15 V para tensão de circuito aberto. Para confirmar essa variação linear da corrente com a irradiância e a variação logarítmica da tensão com a influência da irradiância as Figuras 23 e 24 são apresentadas.

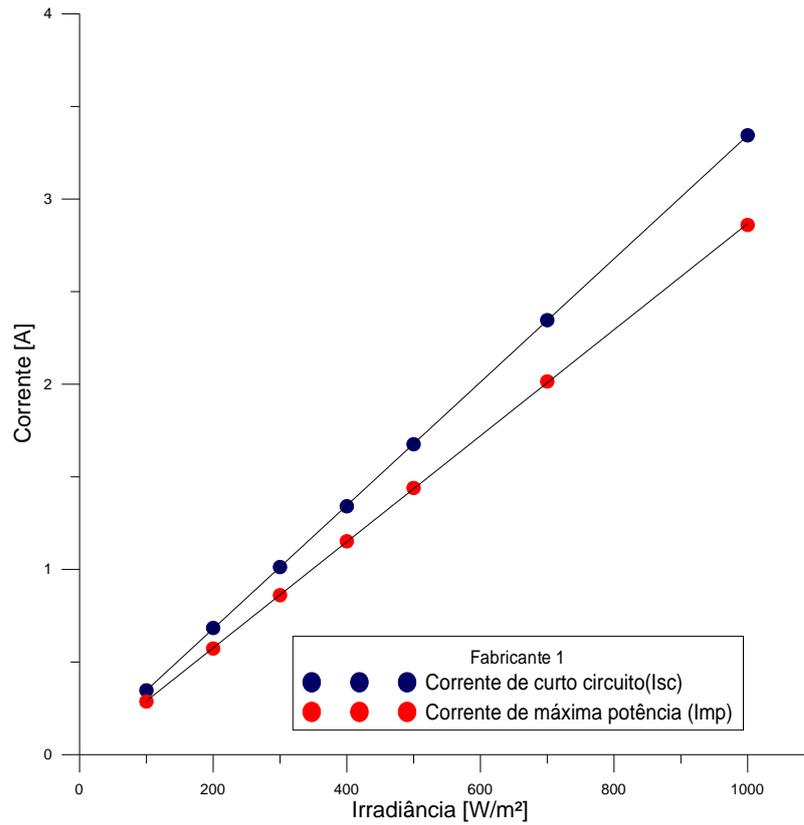


Figura 23 – Variação linear da corrente de curto circuito e corrente de máxima potência com a influência da irradiância no módulo fotovoltaico da Fabricante 1. Fonte: do autor.

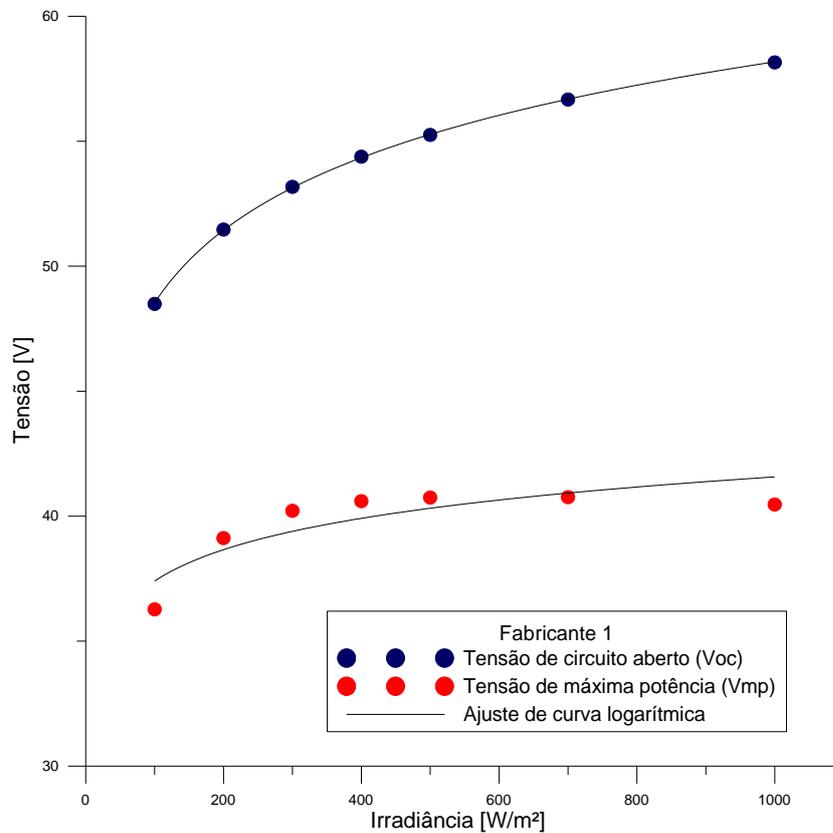


Figura 24 - Variação logarítmica da tensão de circuito aberto e tensão de máxima potência com a influência da irradiância no módulo fotovoltaico da Fabricante 1. Fonte: do autor.

Pela Figura 23 é nítido a variação linear tanto para a corrente de curto circuito quanto para a corrente de máxima potência com a variação da irradiância. Em relação a variação da tensão, a Figura 24 apresenta a influência da irradiância, onde a tensão de circuito aberto mostra uma variação logarítmica perfeita, enquanto para a tensão de máxima potência ocorre alguns desvios da curva, como podem ser observados na Tabela 13. Vale ressaltar que o comportamento para todos os módulos fotovoltaicos analisados segue o mesmo padrão quando se refere a corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto, podendo sofrer algumas alterações quanto aos parâmetros de corrente e tensão de máxima potência, o que pode distinguir parâmetros de desempenho ensaiados com os informados via catálogo do fornecedor.

Tabela 13 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 1 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	Pmáx [W]	Voc [V]	Vmp [V]	Isc [A]	Imp [A]
100	9,8	61,9	10,427	48,492	36,271	0,347	0,287
200	10,5	63,7	22,426	51,465	39,123	0,684	0,573
300	10,8	64,3	34,623	53,174	40,214	1,013	0,861
400	10,9	64,1	46,781	54,381	40,602	1,341	1,152
500	11,0	63,4	58,657	55,253	40,743	1,676	1,440
700	11,0	61,8	82,119	56,668	40,759	2,346	2,015
1000	10,8	59,5	115,715	58,155	40,465	3,344	2,860

Fonte: do autor.

A eficiência deste módulo aumenta de acordo com o acréscimo de radiação, possuindo um pico de 11,0% para irradiâncias de 500 e 700 W/m², sendo que para a irradiância padrão de teste, 1000 W/m², a eficiência decai 0,2% atingindo 10,8%, apresentando uma diferença de - 5,26% em relação ao informado de 11,4% de eficiência, sendo classificado como um módulo de Classe A, de acordo com a Tabela 9, de módulos de filmes finos.

O fator de forma sofre uma variação desproporcional com a irradiância incidente, com valor de pico de 64,3% com a irradiância de 300 W/m², sendo que o menor percentual deste parâmetro foi observado para a condição padrão de teste. O fator de forma para a irradiância de 1.000 W/m² corresponde a 59,5%, que em comparação ao que diz Pinho e Galdino (2014), não se encontra adequado ao valor de 86% para módulos CIS, o que induz que este não seja um módulo de boa qualidade.

O valor de potência máxima obtido foi de 115,715 Wp, na condição padrão de teste, com um erro de $-10,99\%$ em relação ao informado na etiqueta do fornecedor deste módulo fotovoltaico. O correto seria adequar o valor referenciado no protocolo, pois conforme indicado a potência seria de $130 \text{ Wp} \pm 4\%$, o que na realidade não ocorre.

4.1.2 Fabricante 2

O segundo módulo a ser testado corresponde ao módulo fotovoltaico da Fabricante 2, de tecnologia de silício monocristalino. Outras informações referentes a tal dispositivo podem ser observadas na Tabela 14, sendo que as informações elétricas são especificadas de acordo com a condição padrão de teste, 1.000 W/m^2 e 25°C de temperatura de célula.

Tabela 14 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaico da Fabricante 2.

Fabricante	Fabricante 2
Tecnologia	Monocristalino
Geração Fotovoltaica	Silício cristalino
Área	1,608 m ²
Número de células em série	60
Potência nominal (P _{máx})	260 W
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	37,8 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	3,23 A
Tensão no ponto de máxima potência (V _{mp})	30,7 V
Corrente no ponto de máxima potência (I _{mp})	8,48 A
Eficiência do modulo	16,16%

Fonte: do autor.

Com o objetivo de analisar a influência da variação da irradiância incidente sobre este módulo em questão a Figura 25 apresenta os resultados.

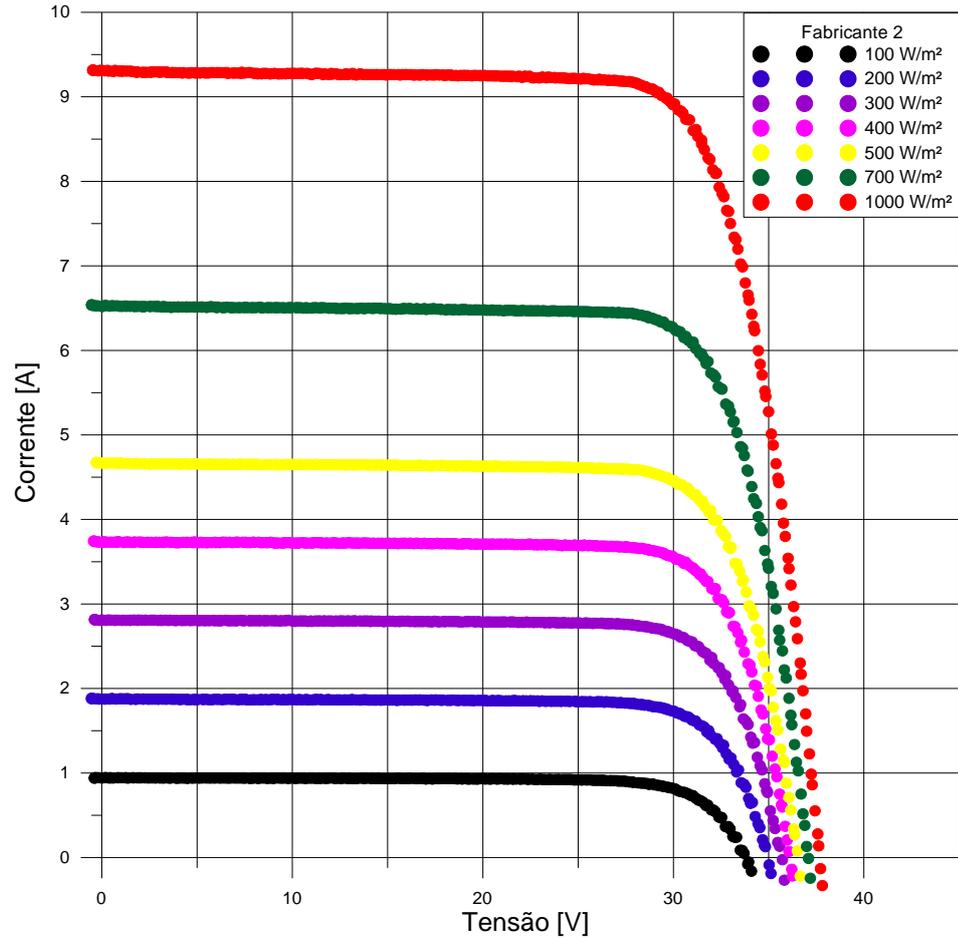


Figura 25 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 2. Fonte: do autor.

Conforme pode ser observado na Figura 25, a corrente de curto circuito varia linearmente com o aumento da irradiância. Por outro lado, a tensão aumenta do modo logarítmico, sofrendo uma alteração menor do que em comparação com a corrente. Em que ambos parâmetros apresentam comportamento semelhante ao observado nas Figuras 23 e 24 para o módulo da Fabricante 1. Informações elétricas e de qualidade com a influência da irradiação são descritas na Tabela 15.

Tabela 15 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 2 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	Pmáx [W]	Voc [V]	Vmp [V]	Isc [A]	Imp [A]
100	15,4	78,8	25,08	33,761	28,624	0,943	0,876
200	16	79,4	52,075	34,949	29,516	1,876	1,764
300	16,3	79,4	79,616	35,683	30,018	2,809	2,652
400	16,5	79,3	106,906	36,13	30,302	3,733	3,528
500	16,5	78,8	134,292	36,538	30,451	4,662	4,41
700	16,6	78	188,796	37,089	30,605	6,524	6,169
1000	16,5	76,6	268,473	37,688	30,588	9,302	8,777

Fonte: do autor.

Conforme mostra a Tabela 15, a eficiência deste módulo aumenta de acordo com a irradiância até o valor de 400 W/m², a partir deste ponto cria-se uma estabilidade no valor de 16,5%, com pico em 16,6% em 700 W/m². Isto pode ser explicado devido ao fato de que módulos fotovoltaicos são projetados para condições padrões de teste, e com valores não muito distantes destes a eficiência pode manter-se numa faixa padronizada. Com valor de eficiência de 16,5% na condição de irradiância de 1.000 W/m², e sendo um módulo de silício cristalino, este pode ser classificado como Classe A, de acordo com o proposto pelo INMETRO. Em comparação com o informado pela etiqueta do fabricante (16,16%), possui um erro pequeno de +2%, o que não interfere na sua classificação.

O fator de forma sofre uma variação diferente a cada irradiância, possuindo o seu ápice com 200 e 300 W/m², baixas irradiâncias, com percentual de 79,4%. O menor valor de fator de forma foi encontrado com a condição de teste, sendo 76,6%. Entretanto, a diferença entre os extremos não passa de 2,8%, o que não conclui que o módulo menor qualidade significativa em maiores irradiâncias. O valor de 76,6% para a irradiância de 1.000 W/m², encontra-se um pouco abaixo do esperado para módulos de silício cristalino, que de acordo com Pinho e Galdino (2014), deve ficar entre 80,9% e 82,8%.

Em relação à potência máxima, o valor encontrado corresponde a 268,473 W, com um erro de +3,36%, o que se encontra dentro dos padrões de etiquetagem. Esse valor maior obtido ocorre devido ao valor de corrente no ponto de potência máxima ser maior do que o informado pelo fabricante (8,48 A) para 8,777 A, tendo em vista que as tensões nesse ponto são similares, 30,7 V e 30,588 V, respectivamente.

4.1.3 Fabricante 3

O terceiro módulo a ser analisado corresponde ao modelo da Fabricante 3, cuja tecnologia é de silício multicristalino. A potência deste módulo é de 250 W, sendo que outras informações elétricas e de qualidade podem ser observadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaico da Fabricante 3.

Fabricante	Fabricante 3
Tecnologia	Multicristalino
Geração Fotovoltaica	Silício cristalino
Área	1,627 m ²
Número de células em série	60
Potência nominal (P _{máx})	250 W
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	37,2 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	8,72 A
Tensão no ponto de máxima potência (V _{mp})	30,5 V
Corrente no ponto de máxima potência (I _{mp})	8,20 A
Eficiência do módulo	15,5%

Fonte: do autor

Com a intenção de verificar a influência de variação de irradiância, foram executados testes no simulador solar com diversos filtros. Tais variações neste módulo são descritas na Figura 26.

Tal como nos outros módulos fotovoltaicos analisados, o efeito da diferença de irradiância foi similar. Com o aumento de irradiância incidente ocorreu o aumento linear da corrente de curto circuito e o aumento logarítmico da tensão de circuito aberto. A Tabela 17 apresenta com detalhes a influência nas características elétricas e de desempenho de acordo com cada irradiância versada.

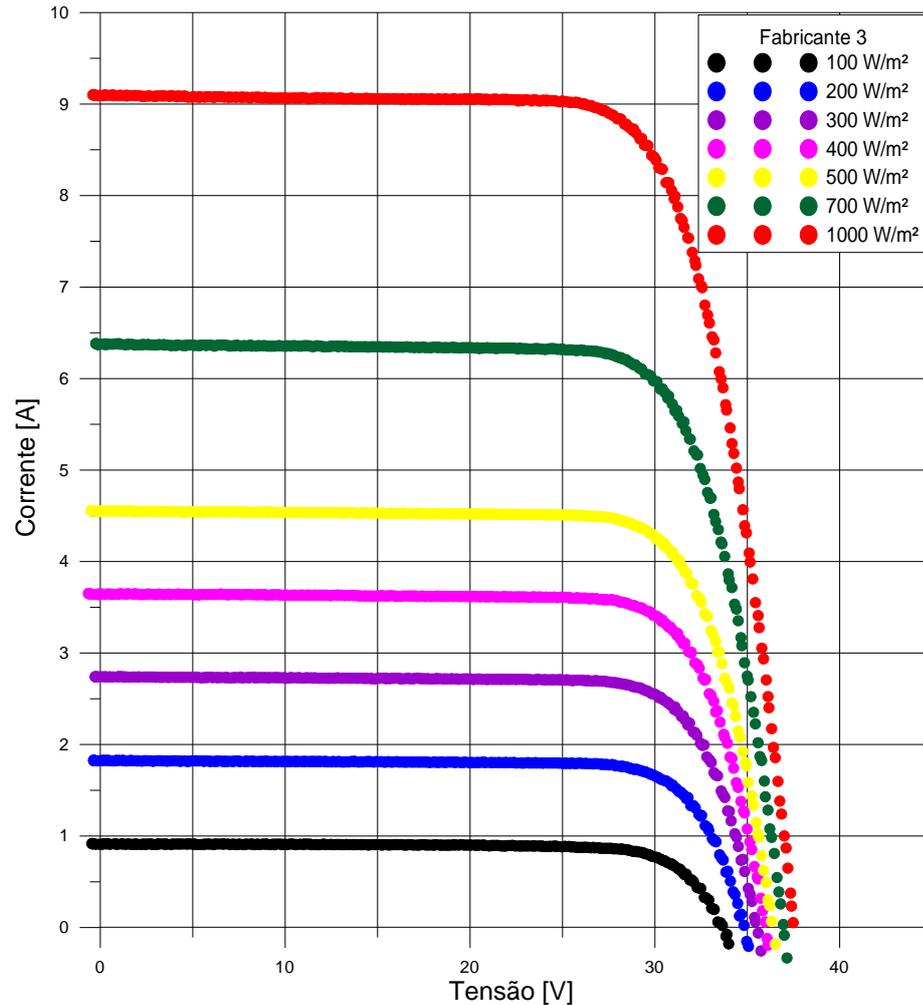


Figura 26 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 3. Fonte: do autor.

Tabela 17 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 3 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	P_{máx} [W]	Voc [V]	V_{mp} [V]	Isc [A]	Imp [A]
100	14,7	78,6	24,12	33,636	28,513	0,913	0,846
200	15,3	79,1	50,207	34,806	29,18	1,825	1,721
300	15,5	78,6	76,535	35,528	29,598	2,74	2,586
400	15,6	78	102,44	36,004	29,767	3,647	3,441
500	15,6	77,5	128,32	36,369	29,859	4,552	4,298
700	15,6	76,1	179,27	36,967	29,866	6,374	6,003
1000	15,4	74,0	252,503	37,543	29,626	9,095	8,523

Fonte: do autor.

O valor de pico do fator de forma foi observado em 79,1% com irradiância de 200 W/m². Em contrapartida, com a maior irradiância, 1.000 W/m² obteve-se o menor valor de fator de forma 74%, com 5,1% de diferença entre esses valores extremos. Isso ocorre, pois, este aspecto de desempenho, como descreve a Equação 1, é relacionado com a corrente e tensão no ponto de máxima potência sobre a corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto. Com baixas irradiâncias tem-se menor valor de potência máxima, porém a corrente é afetada drasticamente o que aumenta o percentual de fator de forma. Conforme Pinho e Galdino (2014) o percentual de 74% também não se apresenta adequado, pois não integra as faixas propostas de 80,9% e 82,8% para silício cristalino.

A eficiência do módulo praticamente mantém uma constante em 15,6%, com exceção da irradiância de 100 W/m² que possui eficiência de 14,7%. Na condição padrão, 1.000 W/m² o valor obtido foi de 15,4%, valor muito próximo do estabelecido pelo fabricante, 15,5%, podendo classificar tal módulo fotovoltaico de silício multicristalino como Classe A conforme a Tabela 8.

Em relação à potência máxima do módulo, esta foi de 252,503 W com um erro de +1% em comparação com o creditado na etiqueta, 250W, o que se encontra dentro da margem aceitável.

4.1.4 Fabricante 4

O quarto módulo a ser posto em experimentação refere-se ao modelo da Fabricante 4 de tecnologia amorfo e microcristalino. A Tabela 18 apresenta detalhes elétricos e de desempenho deste módulo fotovoltaico em questão, sendo que a fabricante não oferece o valor de eficiência deste dispositivo solar. Com isso, o valor da eficiência foi obtido no catálogo do INMETRO (2013) de módulos fotovoltaicos.

Tabela 18 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaica da Fabricante 4.

(continua)

Fabricante	Fabricante 4
Tecnologia	Amorfo e microcristalino
Geração Fotovoltaica	Filmes finos
Área	1,565 m ²
Potência nominal (P _{máx})	121 W ± 5%

(conclusão)

Fabricante	Fabricante 4
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	148,5 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	1,23 A
Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp})	115,8 V
Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp})	1,03 A
Eficiência do módulo	7,6%

Fonte: do autor.

A Figura 27 apresenta as curvas I-V com a aplicação de diferentes irradiâncias atuantes, que tangem desde 100 W/m² até a condição padrão, 1.000 W/m².

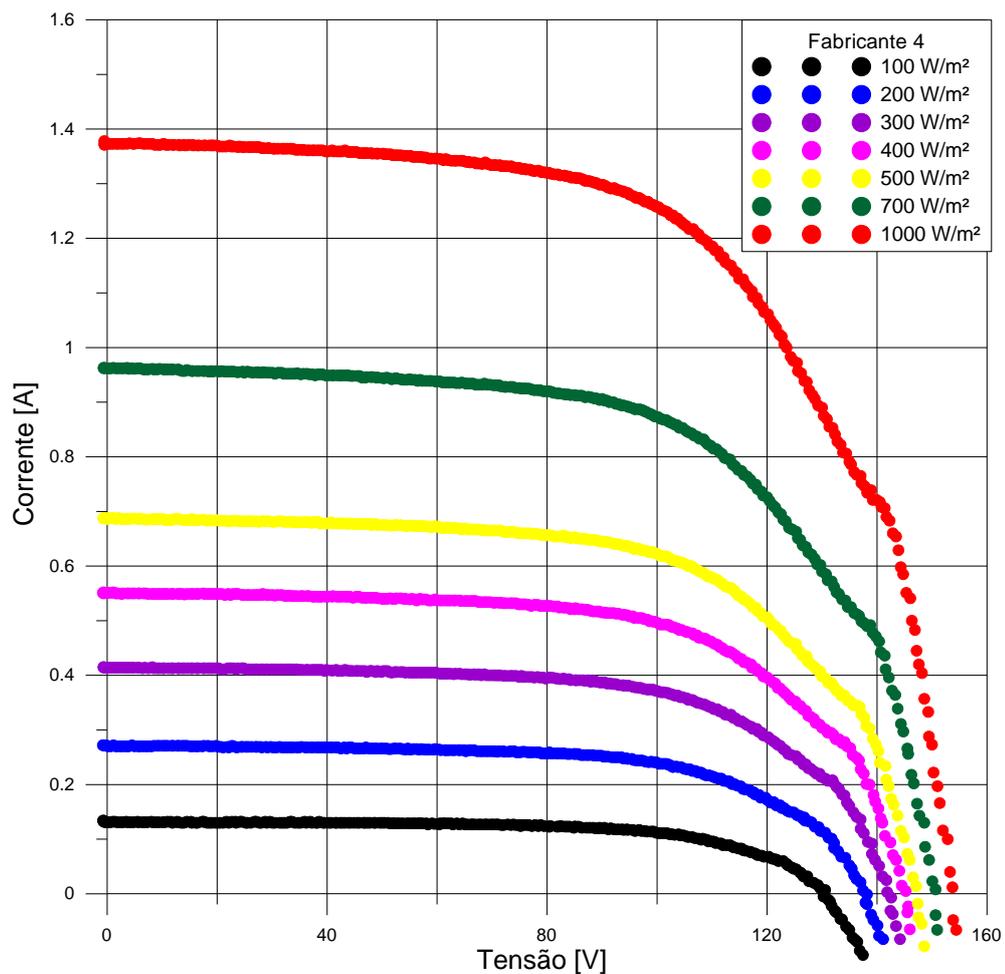


Figura 27 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 4. Fonte: do autor.

De acordo com o observado na Figura 25, este módulo em específico apresenta uma falha em uma das suas *strings*, linha de célula fotovoltaica conectadas em série. Porém, este defeito não afeta o efeito da variação da irradiância, em que a corrente de curto circuito cresce linearmente com o aumento da irradiância e a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica. Este modelo representa uma tecnologia de filme fino, deste modo apresenta menores valores de corrente de curto circuito e maiores tensões de circuito aberto, em comparação a tecnologia de silício cristalino. O desempenho do dispositivo também não é modificado com a falha observada, conforme mostra a Tabela 19.

Tabela 19 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 4 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	P_{máx} [W]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{sc} [A]	I_{mp} [A]
100	7,2	65,4	11,248	130,880	99,855	0,131	0,113
200	7,7	64,2	24,076	138,108	103,728	0,271	0,232
300	8,0	63,7	37,655	142,344	106,572	0,415	0,353
400	8,1	63,2	50,661	145,206	107,786	0,552	0,470
500	8,1	62,8	63,662	147,340	108,596	0,688	0,586
700	8,2	62	89,941	150,465	110,147	0,964	0,817
1000	8,3	61,3	129,708	153,671	111,382	1,378	1,165

Fonte: do autor.

A eficiência do modelo da Fabricante 4 aumenta conforme a irradiância, atingindo seu pico em 8,3% com irradiância de 1.000 W/m², condição padrão. Com este valor, e de acordo com a Tabela 9, este módulo pode ser denominado de Classe B para módulos de filmes finos. Em comparação ao valor informado pela fabricante, este valor obtido possui uma alteração de +0,7% (7,6%), o que para ambos os valores não diferencia a classificação B.

Quanto ao fator de forma, este possui seu maior valor com a menor irradiância e o menor valor com a maior irradiância, diminuindo sua porcentagem de acordo com o aumento da irradiância incidente, ficando entre 61,3% e 65,4%. Para a porcentagem de 61,3% adquirida com irradiância de 1.000 W/m², o fator de forma fica abaixo do esperado para silício amorfo, 67,8%, conforme propões Pinho, Galdino (2014). No entanto, o fator de forma se aproxima do esperado com o seu valor pico, sendo que este parâmetro é inversamente proporcional à corrente

de curto circuito, e para baixas irradiâncias, esses valores são muito pequenos, aumentando tal percentual.

A potência máxima obtida corresponde a 129,708 W, com uma variação de +7,19% em relação ao mencionado na etiqueta, 121 W + 5%. Ou seja, esse valor informado pelo fabricante deve ser corrigido para melhor informar clientes e interessados no produto. Porém, ainda encontra-se dentro dos padrões de etiquetagem estabelecidos pelo INMETRO, que situa-se em -5% a +10%.

4.1.5 Fabricante 5

O próximo módulo fotovoltaico a ser avaliado diz respeito ao modelo da Fabricante 5, com 250 W de potência máxima, de tecnologia multicristalino. A Tabela 20 confere algumas características elétricas e de desempenho fornecidas pela etiqueta deste módulo.

Tabela 20 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaico da Fabricante 5.

Fabricante	Fabricante 5
Tecnologia	Multicristalino
Geração Fotovoltaica	Silício cristalino
Área	1,627 m ²
Número de células em série	60
Potência nominal (P _{máx})	250 W
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	37,6 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	8,81 A
Tensão no ponto de máxima potência (V _{mp})	30,4 V
Corrente no ponto de máxima potência (I _{mp})	8,23 A
Eficiência do módulo	15,37%

Fonte: do autor.

Sob a análise de diferentes irradiâncias, o módulo possui um comportamento que pode ser observado na Figura 28.

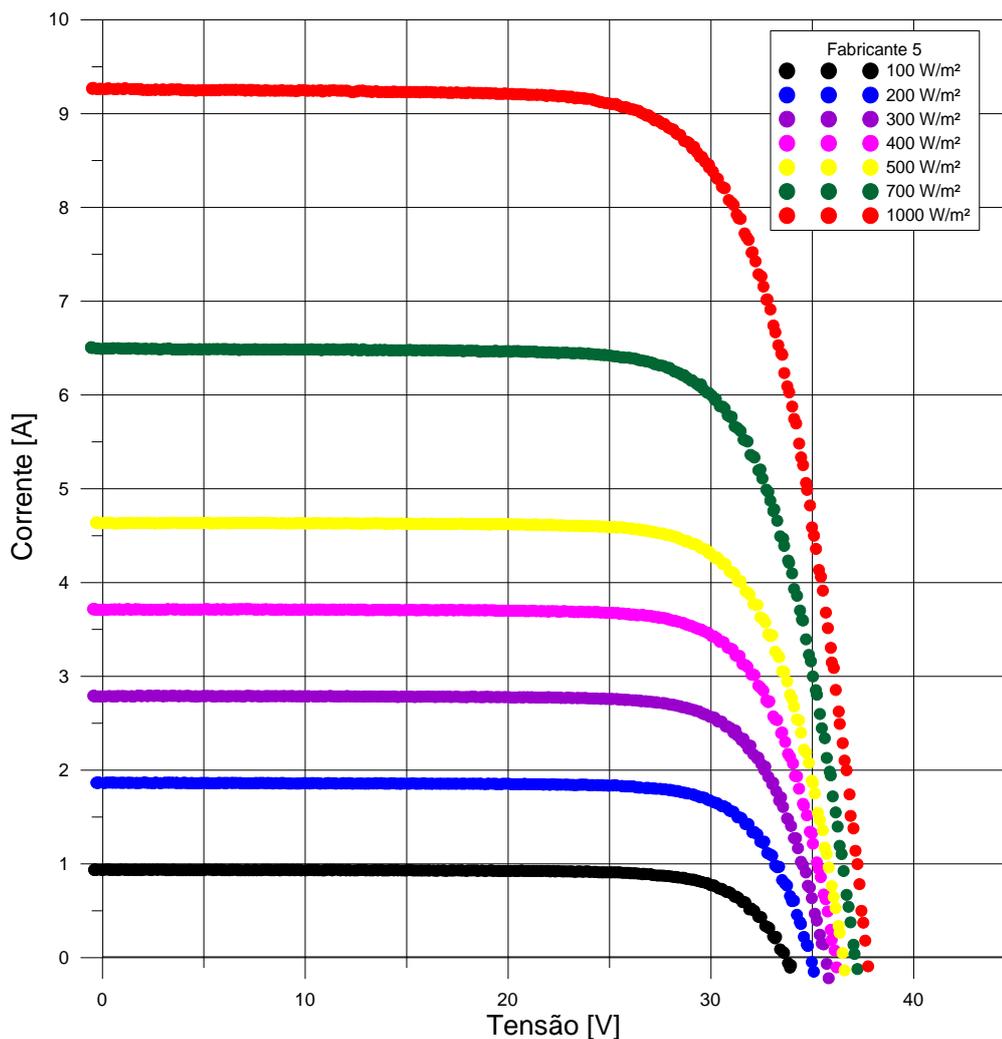


Figura 28 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 5. Fonte: do autor.

Por este modelo da Fabricante 5 ser muito similar ao da Fabricante 3, em que ambos possuem tecnologia multicristalino e potência máxima em 250 W, estes apresentam um comportamento semelhante com a variação de irradiância incidente. Valores de tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, potência máxima são muito próximos nestes dois modelos, como pode ser observado na Tabela 21.

Tabela 21 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 5 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	Pmáx [W]	Voc [V]	Vmáx [V]	Isc [A]	Imáx [A]
100	15,0	77,2	24,368	33,681	28,287	0,937	0,861
200	15,6	77,8	50,671	34,916	29,177	1,865	1,737
300	15,8	77,6	77,236	35,646	29,593	2,79	2,61
400	15,9	77	103,378	36,153	29,801	3,714	3,469
500	15,9	76,3	129,25	36,529	29,881	4,636	4,326
700	15,8	74,7	180,132	37,126	29,942	6,494	6,016
1000	15,5	72,3	252,537	37,722	29,826	9,263	8,467

Fonte: do autor.

Este dispositivo de silício multicristalino possui uma eficiência numa faixa estável entre 200 W/m² e 1.000 W/m² variando apenas 0,4% nessas irradiâncias. O valor pico é de 15,9% em 400 e 500 W/m², possuindo seu menor valor, 15% com a menor irradiância, 100 W/m². Na irradiância de condição padrão, 1.000 W/m², a eficiência é de 15,5%, o que quase confere com o valor indicado na etiqueta do fabricante, 15,37%, estimando uma variação de apenas +0,84% do valor obtido experimentalmente, sendo que com esse valor, este modelo pode ser classificado como Classe A de acordo com a Tabela 8.

Com exceção da irradiância de 100 W/m², o fator de forma diminui seu percentual com o aumento da irradiância, demonstrando seu ápice com 200 W/m² e 77,8% e ponto mínimo com 1.000 W/m² e 72,3%. Com tal valor obtido na condição de referência é possível verificar que este não se adequa ao proposto por Pinho, Galdino (2014) para módulos de silício cristalino, 80,9% - 82,8%, sendo que este se aproxima mais do valor adequado com a irradiância de 200 W/m².

Em relação a potência máxima, o valor adquirido foi de 252,537 W o que difere apenas +1% do exemplificado pelo fabricante, 250 W, sendo deste modo uma boa aproximação, mesmo com a corrente de curto circuito um pouco acima da condição informada ao cliente.

4.1.6 Fabricante 6

O sexto módulo a ser posto em análise corresponde ao modelo da Fabricante 6, de tecnologia CIGS e potência nominal de 150 W. Na etiqueta fixada na parte posterior ao módulo não está contida a informação de eficiência deste modelo. Outras informações relacionadas a este dispositivo em questão podem ser visualizadas na Tabela 22, sendo que o valor de eficiência foi obtido na tabela de módulos fotovoltaicos disponibilizado pelo INMETRO (2013).

Tabela 22 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaico da Fabricante 6.

Fabricante	Fabricante 6
Tecnologia	CIGS
Geração Fotovoltaica	Filmes finos
Área	1,228 m ²
Potência nominal (P _{máx})	150 W
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	110 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	2,10 A
Tensão no ponto de máxima potência (V _{mp})	79 V
Corrente no ponto de máxima potência (I _{mp})	1,9 A
Eficiência do módulo	12,2%

Fonte: do autor.

Com este módulo sofrendo a interferência de variação de irradiância, diferentes curvas I-V são obtidas, sendo que a Figura 29 demonstra esse experimento.

Este módulo representante de uma tecnologia de filmes finos possui baixos valores de corrente de curto circuito e altos valores de tensão de circuito aberto em comparação com a tecnologia cristalino. Entretanto, seu desempenho em relação a influência da irradiância ocorre na mesma forma. A Tabela 23 demonstra valores exatos das curvas I-V, variando-se a irradiância.

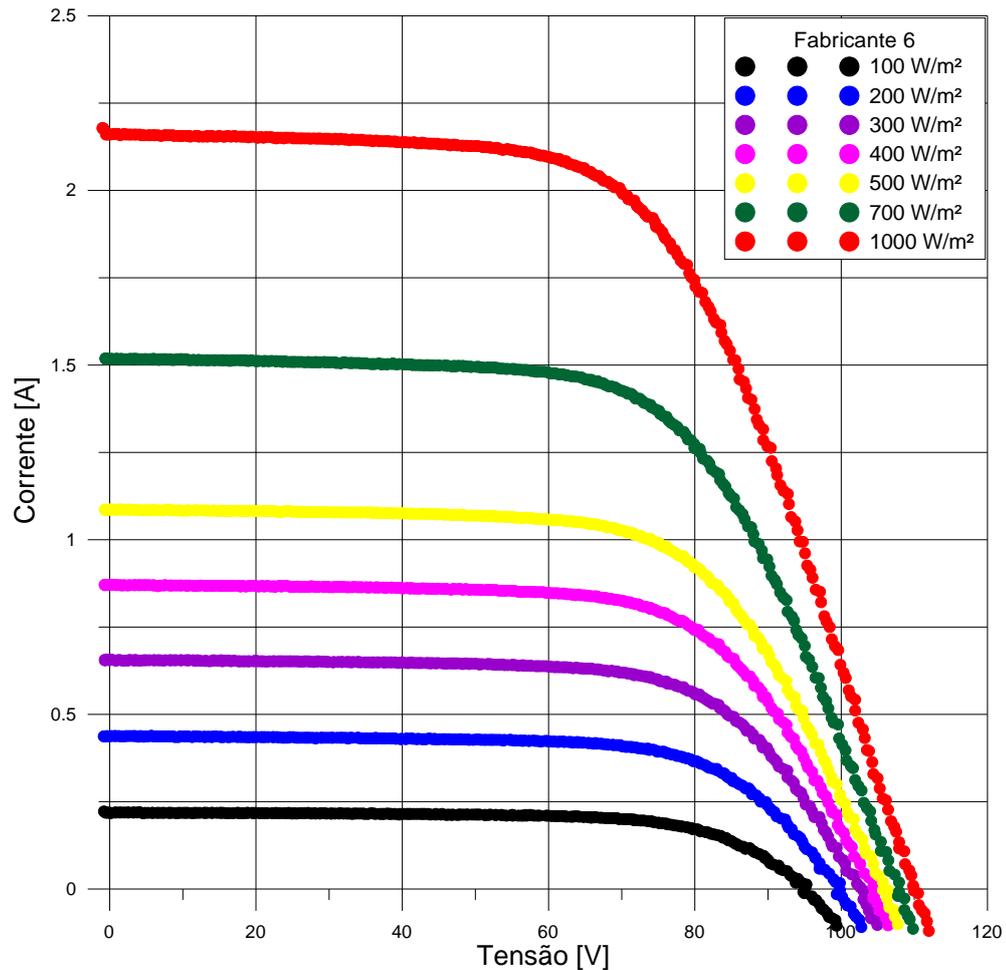


Figura 29 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 6. Fonte: do autor.

Tabela 23 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 6 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	P_{máx} [W]	Voc [V]	V_{máx} [V]	Isc [A]	Imáx [A]
100	11,8	68,4	14,261	95,210	74,151	0,219	0,192
200	12,2	67,7	29,663	100,007	76,661	0,438	0,387
300	12,4	67,0	45,120	102,646	77,325	0,656	0,584
400	12,4	65,9	59,900	104,416	77,212	0,871	0,776
500	12,3	64,7	74,432	105,895	77,141	1,087	0,965
700	12,1	62,6	102,630	107,839	76,349	1,519	1,344
1000	11,7	59,7	141,842	109,974	74,860	2,161	1,895

Fonte: do autor.

Como observado no modelo da Fabricante 4, o mesmo procedimento ocorre em relação ao fator de forma, que diminui sua percentagem com o acréscimo da irradiância incidente, possuindo seu maior valor em 68,4% com 100 W/m² em contrapartida do seu menor valor, 59,7%, com irradiância de referência. De acordo com Pinho e Galdino (2014), estes valores não estão adequados ao estabelecido para módulos de tecnologia CIGS, 86%, podendo caracterizar tal módulo de menor qualidade.

Referente a eficiência do módulo, este atinge uma estabilidade nas faixas intermediária de irradiância entre 300 e 500 W/m² com 12,4%. As menores eficiências encontradas referem-se aos extremos do experimento, sendo que com 1.000 W/m² atingiu-se 11,7% de eficiência. Em relação ao indicado pelo catálogo do INMETRO, este módulo fotovoltaico possui eficiência de 12,2%, apresentando uma variação de -0,5%, entretanto para ambos os valores citados, tal módulo ainda será caracterizado como Classe A, conforme indica a Tabela 9.

O valor de 141,842 W foi obtido como potência nominal na condição de referência. Comparando ao anunciado pelo fabricante observa-se um erro de -5,44% em relação a 150 W informado, estando dentro de um fator aceitável.

4.1.7 Fabricante 7

O próximo módulo fotovoltaico a ser testado corresponde ao modelo da Fabricante 7, sendo um dispositivo de tecnologia monocristalino com 310 W de potência nominal, sendo o modelo de maior potência posto em análise. Informações elétricas e de desempenho referentes a este modelo podem ser analisadas na Tabela 24.

Tabela 24 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaico da Fabricante 7.

(continua)

Fabricante	Fabricante 7
Tecnologia	Monocristalino
Geração Fotovoltaica	Silício cristalino
Área	1,941 m ²
Número de células em série	72
Potência nominal (P _{máx})	310 W
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	44,95 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	8,64 A

(conclusão)

Fabricante	Fabricante 7
Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp})	37,76 V
Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp})	8,21 A
Eficiência do módulo	16,0%

Fonte: do autor.

Com este módulo sendo analisado eletricamente com a influência de diferentes irradiâncias, curvas I-V são amostradas na Figura 30 para cada irradiância incidente.

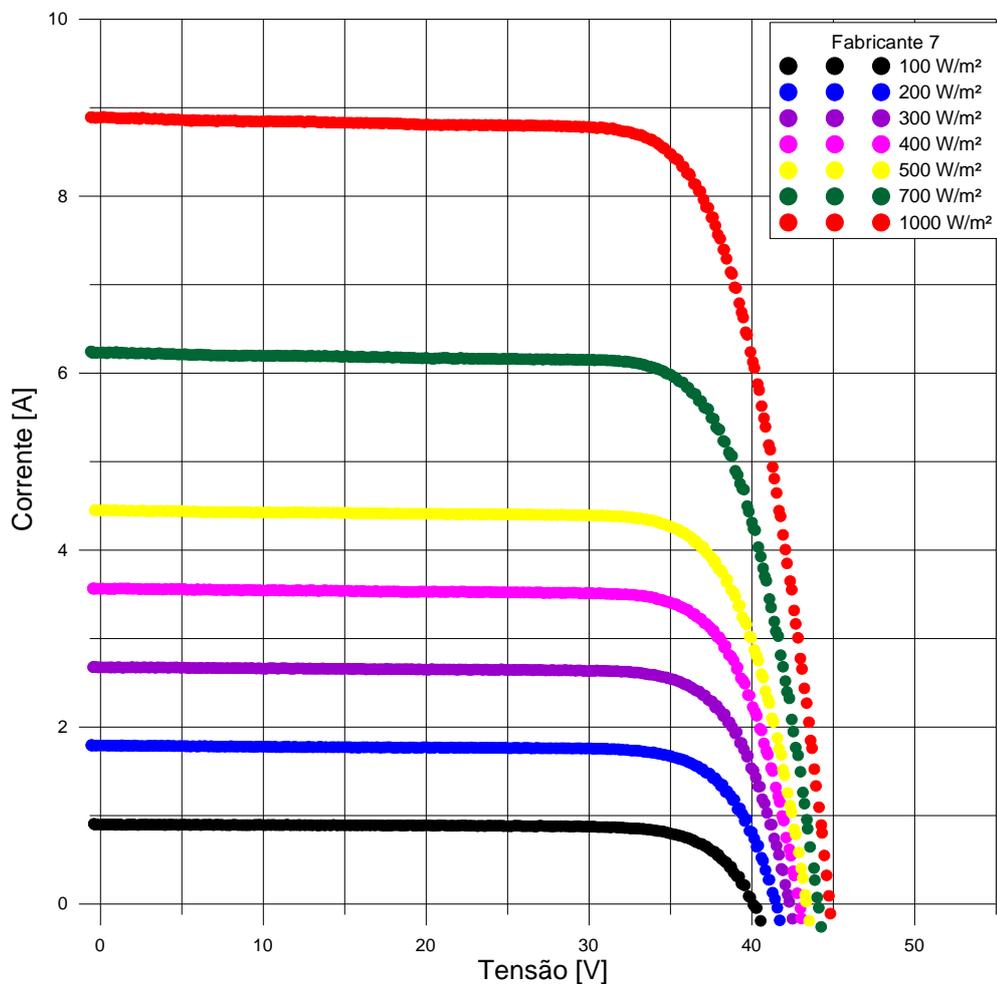


Figura 30 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 7. Fonte: do autor.

Este módulo multicristalino possui tensão de circuito aberto entre 40 V e 45 V com a incidência de diferentes irradiâncias, sofrendo um aumento logarítmico com o aumento desse parâmetro. Em relação a corrente de curto circuito, esta vai de 0,8 A a 9 A, ajustando um

aumento linear proporcionalmente a irradiância. Pontos mais específicos das curvas I-V apresentadas podem ser observados na Tabela 25.

Tabela 25 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 7 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	P_{máx} [W]	V_{oc} [V]	V_{máx} [V]	I_{sc} [A]	I_{máx} [A]
100	14,6	78,7	28,339	40,084	33,878	0,899	0,836
200	15,1	78,8	58,614	41,504	34,979	1,791	1,676
300	15,4	78,9	89,392	42,321	35,475	2,677	2,52
400	15,5	78,4	119,977	42,937	35,774	3,565	3,354
500	15,5	77,9	150,352	43,381	35,894	4,448	4,189
700	15,5	76,7	210,733	44,093	35,968	6,228	5,859
1000	15,4	74,9	298,173	44,807	35,809	8,884	8,327

Fonte: do autor.

Referente a eficiência desde módulo fotovoltaico, a eficiência aumenta com a irradiância atingindo uma estabilização a partir de 300 W/m², com um percentual de 15,4% e 15,5%. Na condição de referência de teste, 1.000 W/m², a eficiência é de 15,4% o que em relação ao informado pelo fabricante possui uma variação de -0,6% (16,0%). Ainda assim, tal modelo sendo de tecnologia monocristalino e com este valor de eficiência obtido, 15,4%, este classifica-se como Classe A de acordo com o proposto pelo INMETRO.

Quanto ao fator de forma, este possui seus maiores valores com baixas irradiâncias, atingindo seu pico com 300 W/m² e 78,9% e a partir de tal filtro diminui proporcionalmente sua percentagem até obter 74,9% com a irradiância padrão de 1.000 W/m². Com o referenciado por Pinho e Galdino (2014), para módulos cristalinos o valor de fator de forma deve permanecer entre 80,9% - 82,8%, o que não ocorre, o fator de forma apenas se aproxima do ideal com seu valor de pico em 300 W/m².

A potência máxima para tal módulo é 298,173 W com a irradiância padrão. O informado na etiqueta confere uma potência nominal de 310 W nas condições STD, o que induz um erro percentual de -3,8%, o que confere com as adequações de informações exemplificadas no catálogo da fabricante.

4.1.8 Fabricante 8

O oitavo dispositivo fotovoltaico a ser posto em análise diz respeito ao modelo da Fabricante 8. Outros detalhes sobre este módulo são observados na Tabela 26, sendo que a fabricante não informa em sua etiqueta o valor da eficiência do módulo.

Tabela 26 – Informações fornecidas pelo fabricante do módulo SW235 poly.

Fabricante	Fabricante 8
Tecnologia	Multicristalino
Geração Fotovoltaica	Silício Monocristalino
Área	1,677 m ²
Número de células em série	60
Potência nominal (P _{máx})	235 W ± 3%
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	37 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	8,35 A
Tensão no ponto de máxima potência (V _{mp})	30 V
Corrente no ponto de máxima potência (I _{mp})	7,85 A
Eficiência do módulo	14,0%

Fonte: do autor.

Com este módulo multicristalino sendo testado com diferentes filtros de irradiação, algumas curvas I-V são formadas com características proporcionais às diferentes irradiâncias. Tais curvas são demonstradas na Figura 31.

Da Figura 31, o efeito da influência da irradiância é o mesmo observado até agora e este conceito deve prosseguir conforme se espera. A faixa de tensão de curto circuito passa de 32 V e 38 V, já a corrente de curto circuito possui uma maior faixa estipulada de 0,8 A a 9 A. Números mais específicos de acordo com cada irradiância são apresentados na Tabela 27.

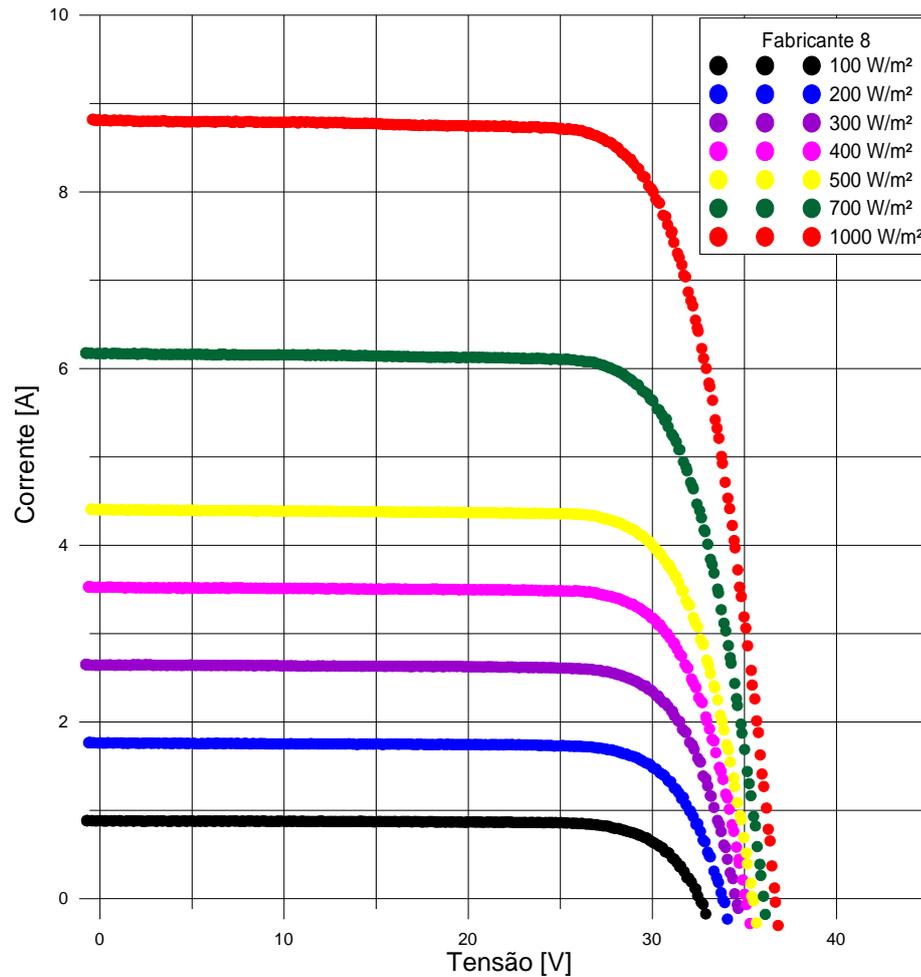


Figura 31 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 8. Fonte: do autor.

Tabela 27 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 8 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	Pmáx [W]	Voc [V]	Vmáx [V]	Isc [A]	Imáx [A]
100	13,7	78,6	22,553	32,583	27,302	0,881	0,826
200	14,3	78,6	46,868	33,833	28,292	1,763	1,657
300	14,6	78,5	71,76	34,551	28,762	2,647	2,495
400	14,7	78	96,39	35,064	29,003	3,524	3,323
500	14,7	77,5	121,028	35,470	29,156	4,403	4,151
700	14,8	76,4	169,929	36,057	29,303	6,169	5,799
1000	14,7	74,8	241,582	36,694	29,296	8,807	8,246

Fonte: do autor.

De acordo com a Tabela 27 o módulo apresenta um pequeno aumento na eficiência do módulo com o acréscimo da irradiância, com exceção da irradiância de 1.000 W/m² que possui um pequeno desvio em relação a esse aumento, atingindo 14,7%. Com este valor e sendo de tecnologia cristalino este módulo pode ser caracterizado como Classe A segundo indica a Tabela 8. Em relação ao mencionado no catálogo do INMETRO o valor de eficiência adquirido na experimentação é 0,7% mais elevado (14%), porém, também caracterizando um módulo de Classe A.

O fator de forma neste caso, como também observado com alguns modelos anteriores, diminui proporcionalmente com o aumento da irradiância, possuindo valor de pico em 78,6% com baixas irradiâncias, 100 e 200 W/m², atingindo seu valor mínimo 74,8% com a irradiância padrão. Entretanto, esses valores não se encontram adequados ao proposto por Pinho e Galdino (2014), em que estes estipulam a percentagem entre 80,9% - 82,8% para a tecnologia de silício cristalino.

Quanto à potência máxima obtida esta corresponde ao valor de 241,582 W, o que induz uma alteração de +2,78% ao informado na etiqueta, 235 W. Esta alteração encontra-se dentro de um limite aceitável de desvio.

4.1.9 Fabricante 9

O penúltimo módulo fotovoltaico analisado corresponde ao modelo da Fabricante 9, de tecnologia monocristalino, com 60 células em série e potência nominal de 285 W. Outras informações relacionadas a este modelo são indicadas na Tabela 28, as quais foram obtidas na etiqueta do módulo fotovoltaico.

Tabela 28 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaico da Fabricante 8.

(continua)

Marca	SunEdison
Tecnologia	Monocristalino
Geração Fotovoltaica	Silício Cristalino
Área	1,641 m ²
Número de células em série	60
Potência nominal (P _{máx})	285 W ± 3%
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	38,5 V

(conclusão)

Marca	SunEdison
Corrente de curto circuito (Isc)	9,5 A
Tensão no ponto de máxima potência (Vmp)	31,7 V
Corrente no ponto de máxima potência (Imp)	8,95 A
Eficiência do modulo	17,7%

Fonte: do autor.

Com o intuito de análise da extensão da irradiância sobre tal módulo filtros de absorção de radiação foram utilizados como experimento resultando diferentes curvas I-V que são demonstradas na Figura 32 para cada filtro experimentado.

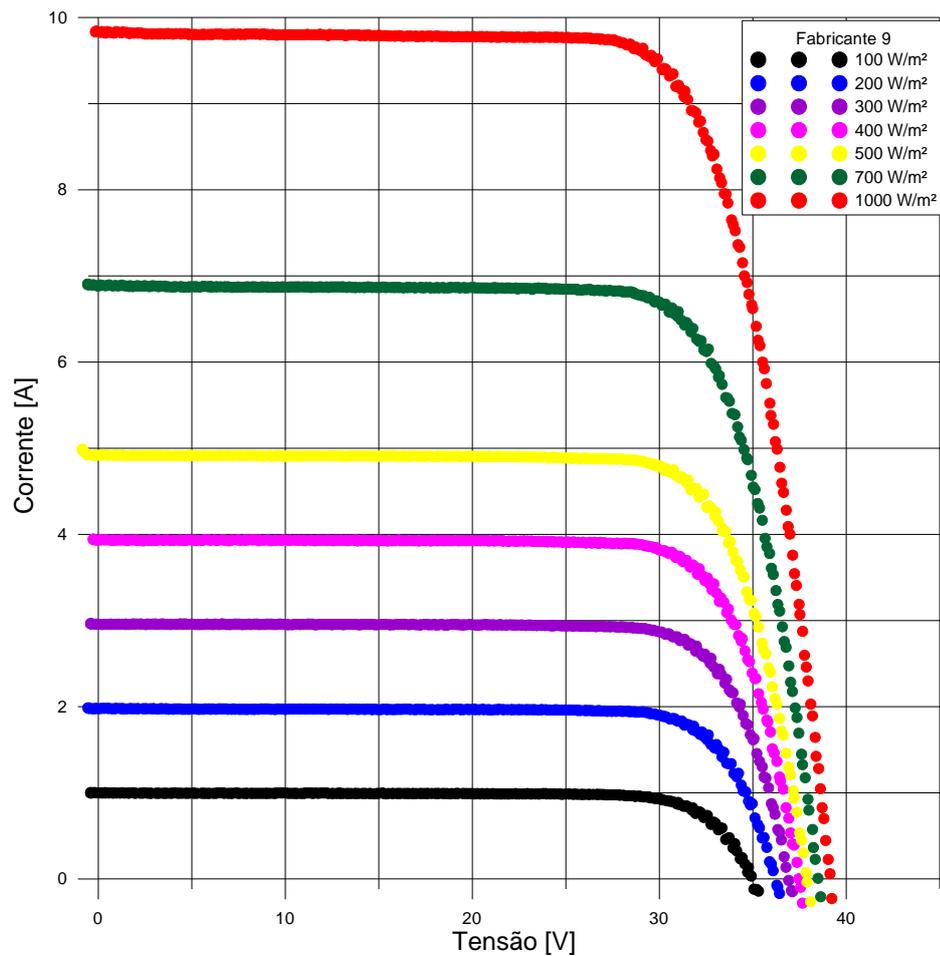


Figura 32 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 9. Fonte: do autor.

Como visto na Figura 32, o efeito da influência é o mesmo analisado em todos os módulos até então, obtendo-se valores entre 35 V e 40 V para tensão de circuito aberto e 1 A a 10 A para corrente de curto circuito, uma faixa maior de extensão. A Tabela 29 indica valores mais exatos para cada curva I-V apresentada na Figura 32.

Tabela 29 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 9 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	Pmáx [W]	Voc [V]	Vmáx [V]	Isc [A]	Imáx [A]
100	17	80,1	27,903	34,909	29,596	0,998	0,943
200	17,4	79,9	57,189	36,211	30,432	1,977	1,879
300	17,6	79,4	86,794	36,930	30,859	2,958	2,813
400	17,7	78,7	116,075	37,497	31,032	3,934	3,740
500	17,7	78	145,342	37,913	31,125	4,917	4,670
700	17,6	76,6	202,903	38,504	31,150	6,884	6,514
1000	17,4	74,3	285,823	39,148	30,935	9,822	9,239

Fonte: do autor.

A eficiência do módulo fotovoltaico apresenta como comportamento uma equação de segundo grau, possuindo seus maiores valores com irradiâncias intermediárias, como 17,7% com 400 e 500 W/m² e os mínimos valores nos seus extremos com 17% em 100 W/m² e 17,4% com irradiância de referência, 1.000 W/m². Em relação ao mencionado na etiqueta, a eficiência na STD possui uma alteração de -0,3% o que não altera sua classificação na Classe A para módulos cristalinos segundo informa o INMETRO.

O fator de forma diminui sua porcentagem de acordo com o aumento proporcional de irradiância, atingindo seu ápice em 100 W/m² com 80,1% e seu valor mínimo com a irradiância padrão, 74,3%. De acordo com Pinho e Galdino (2014) o valor que mais se aproxima do esperado para módulos de tecnologia cristalina é com a menor irradiância, 80,1%, sendo o valor mais próximo do estipulado 80,9% - 82,8%.

A máxima potência obtida fez referência ao número de 285,823 W possuindo uma leve alteração de menos de +0,5% em relação ao informado pelo indicado pelo fabricante, 285 W, podendo ser assim considerado um valor exato e bastante objetivo para o cliente que adquirir tal produto.

4.1.10 Fabricante 10

O último dispositivo fotovoltaico a ser disposto a testes elétricos e de qualidade faz referência ao modelo da Fabricante 10 de tecnologia CIGS e potência nominal de 150 W. A Tabela 30 exemplifica maiores informações obtidas na etiqueta do módulo fotovoltaico.

Tabela 30 – Informações elétricas e técnicas do módulo fotovoltaico da Fabricante 10.

Fabricante	Fabricante 10
Tecnologia	CIGS
Geração Fotovoltaica	Filmes finos
Área	1,0956 m ²
Potência nominal (P _{máx})	150 W
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	86,1 V
Corrente de curto circuito (I _{sc})	2,66 A
Tensão no ponto de máxima potência (V _{mp})	62,5 V
Corrente no ponto de máxima potência (I _{mp})	2,40 A
Eficiência do modulo	13,8%

Fonte: do autor.

Utilizando o simulador solar e os filtros de radiação disponíveis, testes de diferentes irradiâncias foram aplicados sobre tal módulo, resultando diferentes curvas I-V que podem ser observadas na Figura 33.

Conforme a Figura 33 indica, este modelo em questão possui como tecnologia filmes finos e, deste modo, apresenta correntes de curto circuito mais baixas entre aproximadamente 0,3 A a 2,8 A, enquanto as tensões de circuito aberto são mais elevadas entre 70 V a 83 V em relação a tecnologia cristalina. Entretanto, o efeito da influência da irradiância é similar. A corrente de curto circuito aumenta linearmente com o aumento da irradiância, enquanto a tensão de circuito aberto aumenta de maneira logarítmica. A Tabela 31 apresenta valores mais exatos em relação a cada curva I-V amostrada.

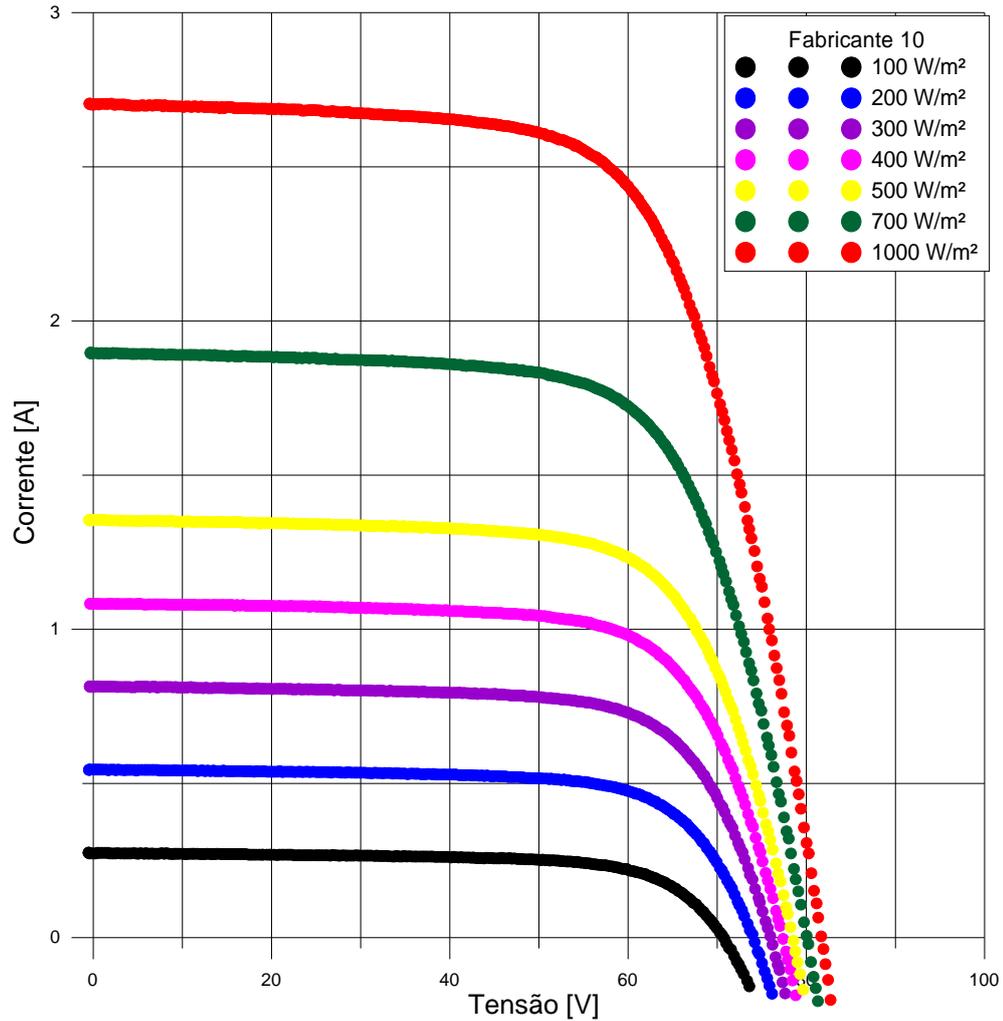


Figura 33 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância no módulo da Fabricante 10. Fonte: do autor.

Tabela 31 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 10 sobre a influência de diferentes irradiâncias.

Irradiância [w/m ²]	Ef módulo [%]	Fator de Forma [%]	P_{máx} [W]	Voc [V]	V_{máx} [V]	Isc [A]	Imáx [A]
100	12,4	69,2	13,449	70,762	57,21	0,275	0,235
200	13,2	70,8	28,577	74,063	59,508	0,545	0,48
300	13,5	70,7	43,811	76,017	60,618	0,815	0,723
400	13,6	70,3	58,945	77,402	61,085	1,084	0,965
500	13,7	69,7	74,195	78,535	61,445	1,355	1,208
700	13,7	68,3	103,746	80,102	61,49	1,897	1,687
1000	13,5	66,2	146,358	81,744	61,013	2,705	2,399

Fonte: do autor.

A eficiência deste módulo aumenta como o aumento da irradiância, com exceção da irradiância de referência que sofre um pequeno decaimento. O valor ápice é 13,7% com 500 e 700 W/m², enquanto que com 1.000 W/m² esse valor se estabelece em 13,5%. Com esse percentual atingido este módulo é classificado como Classe A de acordo com a Tabela 9 para tecnologias de filmes finos, embora tenha apresentado uma alteração de -0,3% em relação ao indicado na etiqueta, 13,8%.

Com exceção da irradiância de 100 W/m² o fator de forma diminui com o aumento da irradiância, atingindo seu ápice com 200 W/m² e 70,8% e seu valor mínimo em 66,2% com 1.000 W/m². Essas percentagens não estão de acordo com o apresentado como ideal por Pinho e Galdino (2014) para tecnologias CIGS, 86%.

A máxima potência obtida foi de 146,358 W com um erro de menos de -2,4% em comparação ao indicado pelo fabricante, 150 W. Essa alteração encontra-se em conformidade com o admitido como desvio de potência nominal.

4.1.11 Análise de parâmetros de desempenho

A fim de melhor comparar a qualidade dos dez módulos fotovoltaicos analisados com a influência da variação de irradiância é feita a análise dos parâmetros de desempenho, como a eficiência do módulo e seu respectivo fator de forma. A Figura 34 apresenta os valores de eficiência encontrados para cada modelo testado em todos os filtros de irradiância utilizados.

Cabe lembrar que somente os pontos do Figura 34 foram obtidos experimentalmente. A curva de ligação serve apenas para auxiliar na visualização dos dados adquiridos, não sendo, deste modo, uma curva de ajuste.

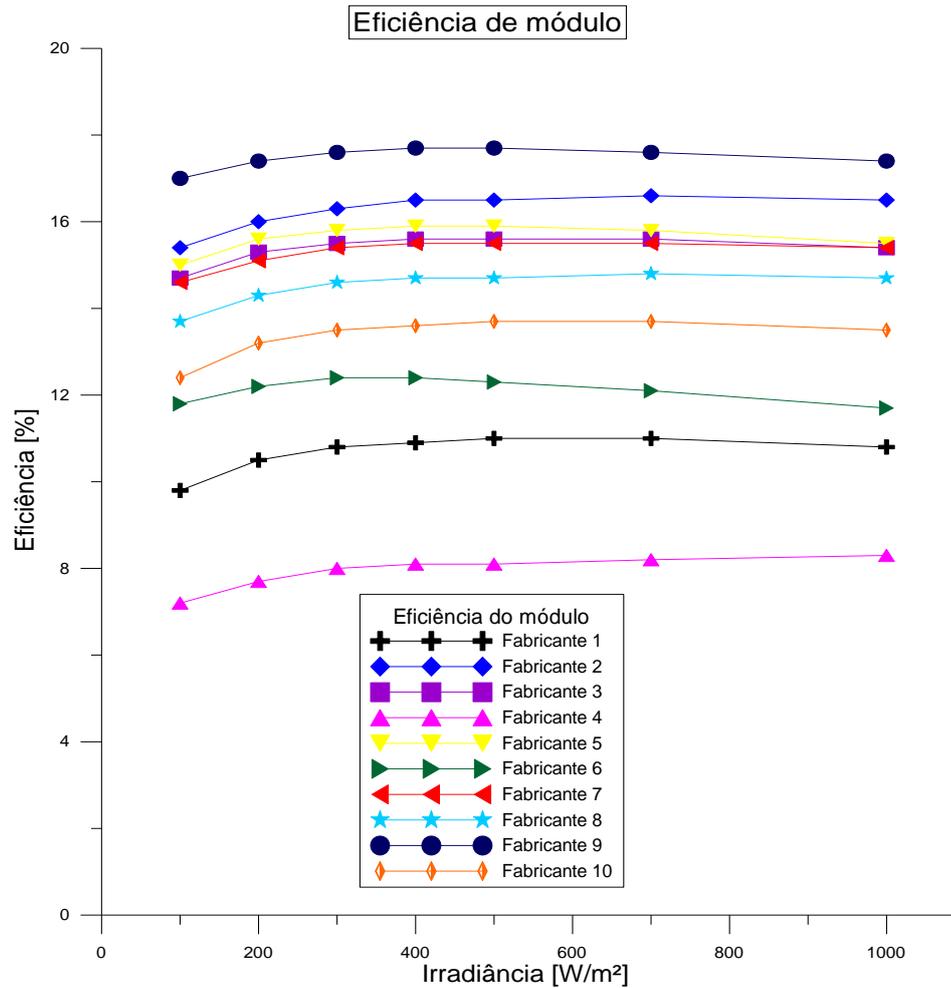


Figura 34 – Eficiência dos dez módulos analisados com a influência da irradiância. Fonte: do autor.

Os seis maiores percentuais de eficiência de módulo são obtidos com módulos fotovoltaicos de silício cristalino, sendo que o maior percentual foi alcançado com o modelo da Fabricante 9, cuja tecnologia corresponde a monocristalina. Os menores valores percentuais de eficiência são equivalentes a modelos de filmes finos, sendo o menos eficiente o módulo da Fabricante 4, de tecnologia silício amorfo e microcristalino. Esses dados condizem com a Tabela 4, em que a eficiência é maior para módulos de silício monocristalino, seguido de multicristalino, CIS/CIGS e silício amorfo.

A eficiência do módulo da Fabricante 4 aumenta seu valor com o aumento da irradiância incidente. Com exceção dos módulos das Fabricantes 5 e 6, que possui como base quase um comportamento de uma equação de segundo grau, em que temos pontos máximos de eficiência e suas extremidades apresentam valores mínimos, o restante obteve um certo padrão de desenvolvimento de eficiência, aumentando com o valor de irradiância, atingindo uma estabilidade, sofrendo uma pequena alteração, quase imperceptível no último filtro de irradiância.

Em relação ao outro fator de desempenho observado, relacionado ao fator de forma, a Figura 35 apresenta os resultados obtidos para os diferentes módulos com variação de irradiância, e assim como a Figura 34, a ligação entre os pontos só possui a finalidade de melhor observação dos dados adquiridos experimentalmente.

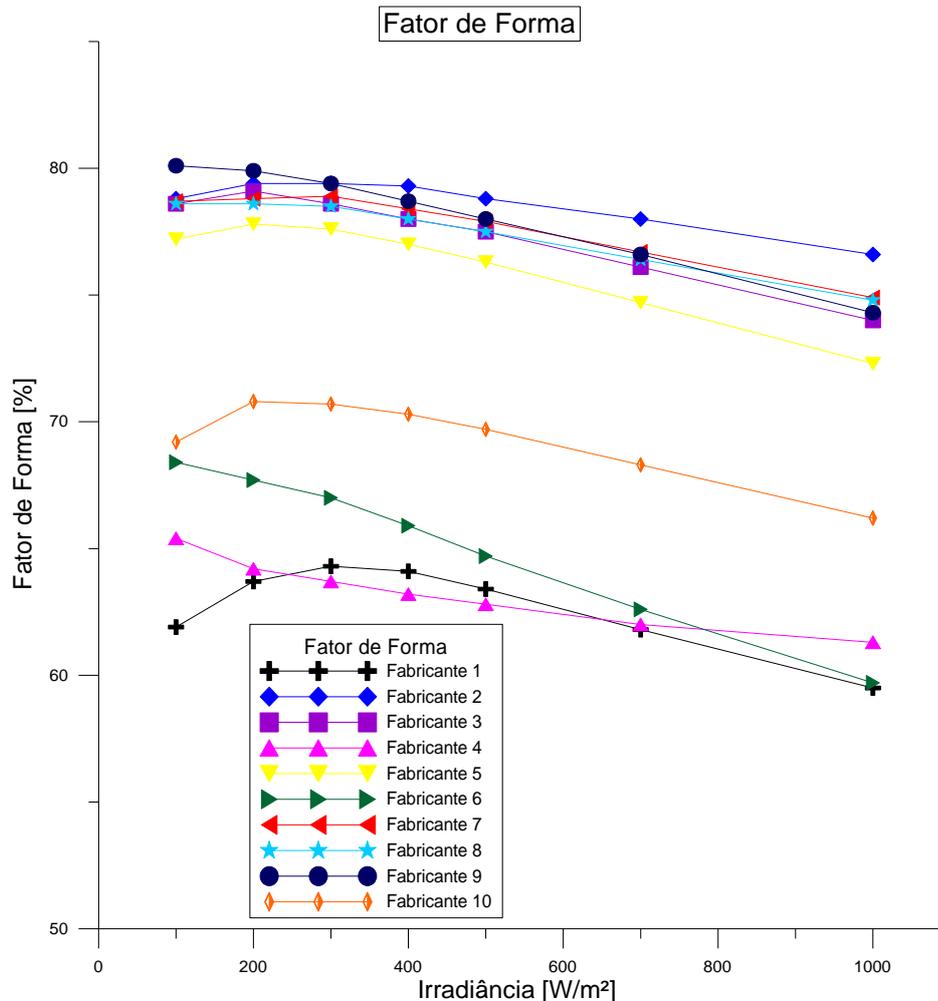


Figura 35 – Fator de forma dos dez módulos analisados com a influência da irradiância. Fonte: do autor.

Como pode ser destacado na Figura 35, existem dois blocos em faixas diferentes de fator de forma, um corresponde aos módulos de tecnologia de silício cristalino (valores mais altos) e o outro corresponde à tecnologia de filmes finos (valores mais baixos).

Em relação ao bloco de tecnologia cristalina, com exceção do módulo fotovoltaico da Fabricante 9, que decai o fator de forma de maneira mais acentuada com o aumento de irradiância, todos possuem comportamento semelhante, em que apresentam um leve pico em baixas irradiâncias e decaimento de modo mais ameno com o aumento da irradiância incidente.

Quanto ao bloco de filmes finos, os quatro modelos observados demonstram um padrão mais diversificado, em que os módulos das Fabricante 1 e 10 elevam seu valor até um ponto

máximo e deste diminuem gradualmente com o aumento de irradiância. Os modelos das Fabricante 4 e 6 decaem o fator de forma de acordo com o aumento de irradiância, porém cada módulo com seu padrão, sendo que o modelo da Fabricante 6 decai mais acentuadamente e o módulo da Fabricante 4 diminui de forma mais estabilizante.

De acordo com o proposto por Pinho e Galdino (2014), nenhum módulo fotovoltaico atingiu o valor adequado para as específicas tecnologias. Para silício cristalino a faixa ideal se estabelece entre 80,9% e 82,8%, silício amorfo 67,8% e CIS/CIGS 86%. De fato, o menor fator de forma foi do modelo de silício amorfo microcristalino, porém o maior percentual foi obtido com um módulo monocristalino e não de tecnologia CIGS/CIS.

4.2 Simulação *outdoor* e comparação com simulação *indoor*

Com o primeiro procedimento de resultados realizado, simulação *indoor* com o simulador solar SunSim 3c, aplicando variação de irradiância e analisando tais efeitos em dez módulos diferentes, foi possível dar prosseguimento à fase de experimentação.

Para a simulação *outdoor*, foram escolhidos apenas cinco dos dez módulos analisados *indoor*. Essa escolha ocorreu devido a maior dificuldade de teste com a iluminação natural, pois para tal demonstração é necessário um dia ensolarado, sem nuvens, sem variações de irradiância durante o tempo de obtenção da curva característica I-V, além do controle da temperatura de célula, processo muito difícil, principalmente em altas irradiâncias e sem um equipamento de resfriamento adequado. Os módulos escolhidos, bem como suas tecnologias, são listados na Tabela 32.

Tabela 32 – Módulos fotovoltaicos escolhidos para simulação *outdoor*.

Fabricante	Tecnologia
Fabricante 1	CIS
Fabricante 4	Amorfo e microcristalino
Fabricante 6	CIGS
Fabricante 8	Multicristalino
Fabricante 9	Monocristalino

Fonte: do autor.

Os cinco módulos adotados para essa medição através de iluminação natural foram escolhidos de forma a abranger todas as diferentes tecnologias dispostas no LABSOL, na época da realização da pesquisa, com diferentes potências, tecnologias e eficiências.

Seguindo a condição padrão de teste imposta pelo INMETRO e padrões internacionais, a temperatura de célula deve estar em 25°C, possuindo irradiância de 1.000 W/m². Em vista disso, e a partir do conhecimento que irradiâncias desse nível ocorrem próximo ao meio dia solar, a simulação *outdoor* ocorreu em um dia ensolarado entre o final da manhã e o início da tarde. Porém, como nem sempre essas condições ideais são obtidas mesmo com dias ensolarados e tentando manter a temperatura de célula mais próxima possível do estabelecido, foram utilizados métodos de ajustes que seguem as equações apresentadas por Bühler (2011), a fim de acertar os valores obtidos da simulação *outdoor* para as condições STD, sem interferência na veracidade dos dados obtidos. A Tabela 33 apresenta as verdadeiras condições de ensaio para cada módulo amostrado, sendo que posteriormente esses valores foram trasladados para as condições padrões, e com isso, ser possível a comparação *indoor* e *outdoor* possuindo a mesma base de parâmetros.

Tabela 33 – Condições reais de ensaio com iluminação natural.

Fabricante	Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)
Fabricante 1	1071	27
Fabricante 4	1048	33
Fabricante 6	1020	25
Fabricante 8	1081	30
Fabricante 9	880	30

Fonte: do autor.

Uma maneira de comparar a simulação *indoor* e *outdoor*, refere-se a identificação dos erros e alterações, de valores obtidos de parâmetros elétricos das duas formas de simulação com as informações repassadas pelo fabricante. Constatou-se durante esta pesquisa que dificilmente o fabricante informa o fator de forma do módulo, porém este parâmetro de desempenho é calculado conforme Equação 1. Portanto, os percentuais que serão listados a seguir correspondem ao cálculo efetuado com os valores propostos pelo fornecedor de cada módulo fotovoltaico analisado.

4.2.1 Fabricante 1

Para o módulo de tecnologia CIS, pertencente à segunda geração de módulos fotovoltaicos, a Figura 36 mostra as curvas características I-V obtidas através de medição *indoor* e *outdoor*, plotadas sobre um mesmo plano de curva.

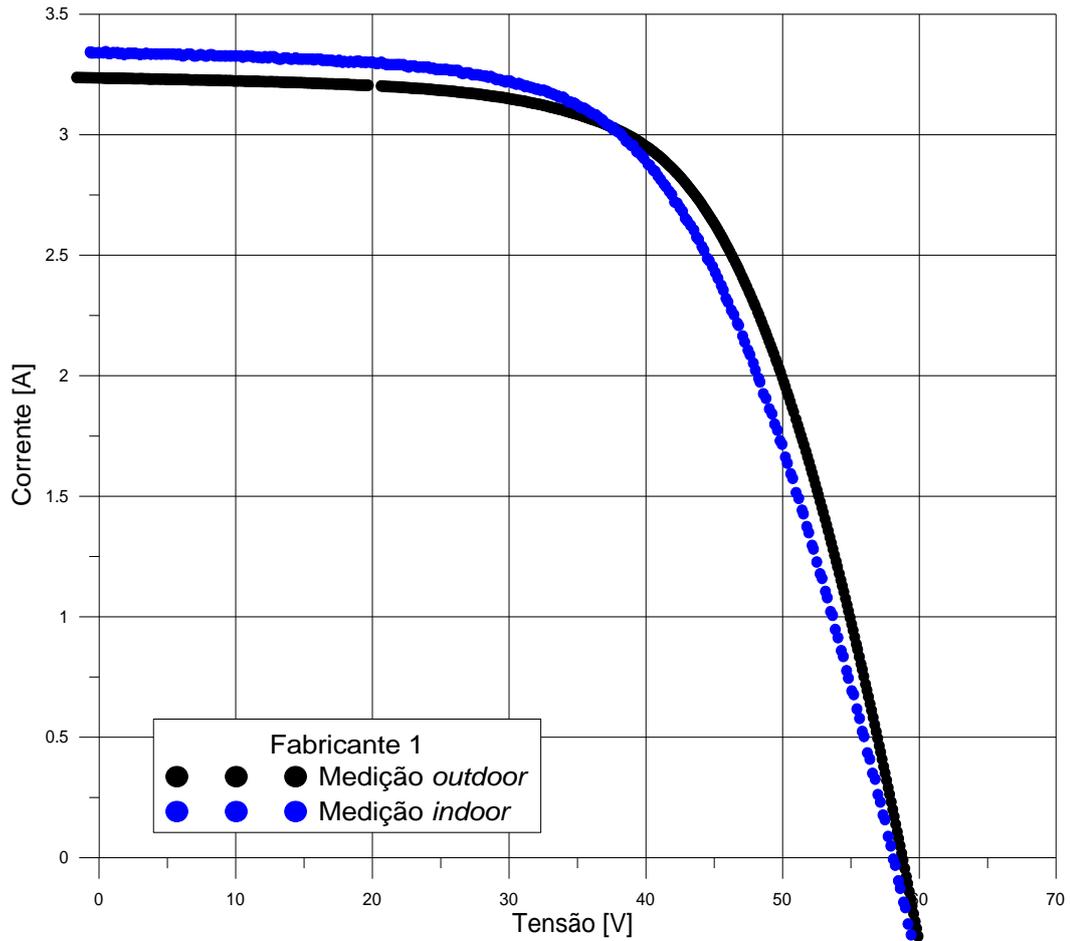


Figura 36 – Curvas características I-V através de medição *indoor* e *outdoor* do módulo fotovoltaico da Fabricante 1. Fonte: do autor.

A Figura 36 demonstra que as curvas características não se sobrepõem, porém estas possuem trajetórias muito semelhantes, verificando um mesmo padrão de funcionamento nas condições padrões de teste. O valor da corrente de curto circuito da curva característica I-V da medição *indoor* é maior em comparação ao da medição *outdoor*, porém seu valor de tensão é mais baixo. Para melhor comparação do funcionamento do módulo fotovoltaico da Fabricante 1, a Tabela 34 apresenta os dados das duas curvas I-V, além da comparação com as informações especificadas pelo fabricante.

Tabela 34 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 1 através da medição *indoor*, medição *outdoor* e informações do catálogo do fabricante.

	Medição <i>indoor</i>	Medição <i>outdoor</i>	Informação catálogo
P_{máx} [W]	115,715	120,119	130 + 4%
Eficiência do módulo [%]	10,80	10,98	11,4
Fator de forma [%]	59,50	63,176	66,86
V_{oc} [V]	58,155	58,77	60,2
V_{mp} [V]	40,465	42,72	45,3
I_{sc} [A]	3,344	3,237	3,23
I_{mp} [A]	2,860	2,812	2,87

Fonte: do autor.

A máxima potência obtida entre as duas simulações aplicadas corresponde a 120,119 W da medição *outdoor*, com um erro de +3,67% em relação a medição *indoor*. Porém, ambas as medições não contemplam o valor da potência informada pelo fabricante. Mesmo a maior potência observada com a medição *outdoor*, essa ainda apresenta uma diferença de -7,6% em relação ao proposto no catálogo.

Sobre a eficiência do módulo, os percentuais obtidos tanto de forma *indoor* quanto *outdoor*, são muito similares, com uma pequena diferença de 0,18%, o que se pode considerar o mesmo valor de eficiência obtido a partir das duas simulações exemplificadas. Em relação à eficiência informada pelo fabricante, as simuladas não atingem o mesmo percentual, possuindo o maior erro em -5,26%. Mesmo com ambas as eficiências abaixo do proposto, este módulo ainda pertence à Classe A de filmes finos, de acordo com a Tabela 9.

Em relação ao outro fator de desempenho relacionado, fator de forma, o percentual obtido da medida *outdoor* também foi maior do que o valor adquirido da experiência *indoor*. Ambos os valores se encontram abaixo do mencionado no catálogo, com maior erro correspondendo a -10,99% em relação a medição *indoor*.

Dos parâmetros elétricos, os índices de corrente medidos são os que mais se assemelham aos valores do catálogo, sendo que a maior diferença entre os parâmetros elétricos ocorre com a tensão no ponto de máxima potência com o valor da medição *outdoor* maior em comparação ao valor obtido da medida *indoor*, o que por fim propicia uma maior potência máxima nessa simulação em questão, visto que as correntes no ponto de máxima potência possuem valores muito similares.

4.2.2 Fabricante 4

O segundo módulo fotovoltaico a ser analisado referente a comparação das medições *indoor* e *outdoor* corresponde ao modelo da Fabricante 4 de tecnologia amorfo microcristalino. As curvas características I-V da medição através do simulador solar e por iluminação natural estão dispostas na Figura 37.

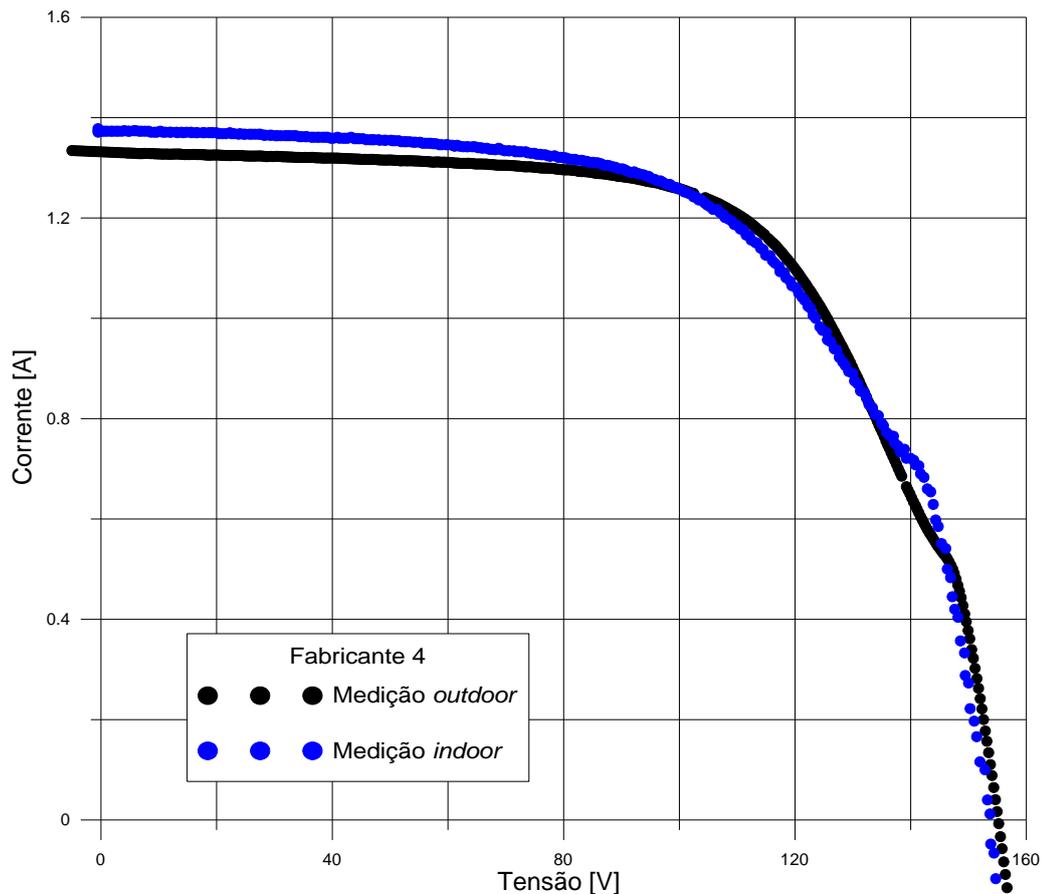


Figura 37 – Curvas características I-V através de medição *indoor* e *outdoor* do módulo fotovoltaico da Fabricante 4. Fonte: do autor.

Conforme a Figura 37 demonstra, o defeito observado na medição *indoor* persiste quando este módulo é colocado a prova com a simulação *outdoor*. Porém, como já mencionado, este defeito em uma das strings do módulo analisado não interfere no bom funcionamento do mesmo.

Como visto no módulo da Fabricante 1, as curvas características I-V não se sobrepõem em todo o percurso, contudo, apresentam um funcionamento bastante similar, que pode ser observado com mais detalhes através da Tabela 35.

Tabela 35 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 4 através da medição *indoor*, medição *outdoor* e informações do catálogo do fabricante.

	Medição <i>indoor</i>	Medição <i>outdoor</i>	Informação catálogo
P_{máx} [W]	129,708	133,823	121 ± 5%
Eficiência do módulo [%]	8,3	8,55	7,6
Fator de forma [%]	61,3	65,08	65,3
V_{oc} [V]	153,671	155,1267	148,5
V_{mp} [V]	111,382	114,236	115,8
I_{sc} [A]	1,378	1,331	1,23
I_{mp} [A]	1,165	1,171	1,03

Fonte: do autor.

Bem como no módulo analisado anteriormente da Fabricante 1, este modelo da Fabricante 4 apresenta uma maior potência na medição *outdoor* do que em relação a medição *indoor*. Conforme relatado no catálogo disposto pelo fabricante a potência esperada corresponde a $121 \pm 5\%$, porém de acordo com as simulações efetuadas, ambos os valores de potência máxima ultrapassam este desvio percentual de $\pm 5\%$, com $+7,2\%$ em relação a medição *indoor* e $+10,6\%$ em comparação a simulação *outdoor*. Com esse resultado observado, fica ciente uma alteração desta informação no catálogo, para melhor alertar o cliente sobre o produto que se espera adquirir.

Apresentando maiores potências do que em relação ao informado pelo fabricante, conseqüentemente este módulo também possuirá maiores eficiências nas simulações de teste. Apresentando 8,3% de eficiência de módulo na medição *indoor* e 8,55% de eficiência de simulação *outdoor*. Ainda que apresentem eficiências maiores que a mencionada no catálogo, estas eficiências não atingem o padrão de maior classe para filmes finos, pertencendo a Classe B conforme indica a Tabela 9.

Em relação aos fatores de forma obtidos, estes se encontram abaixo do proposto pelo fabricante, sendo a maior diferença percentual -4% em comparação ao proposto no catálogo com o observado da medição *indoor*. Quando comparado ao informado pela marca, o fator de forma encontrado na simulação com iluminação natural se aproxima do valor esperado com uma diferença de apenas $-0,22\%$.

Referente aos parâmetros elétricos, todos os valores possuem diferenças comparativas, o que proporcionaram maiores valores de potência máxima, porém menores percentuais de fator de forma em relação ao mencionado pelo informativo do módulo fotovoltaico.

4.2.3 Fabricante 6

O terceiro módulo fotovoltaico a ser posto em análise corresponde ao módulo da Fabricante 6 de tecnologia CIGS pertencente, com potência máxima equivalente a 150 W. As curvas características I-V adquiridas a partir de testes de simulação solar e com iluminação natural estão dispostas na Figura 38.

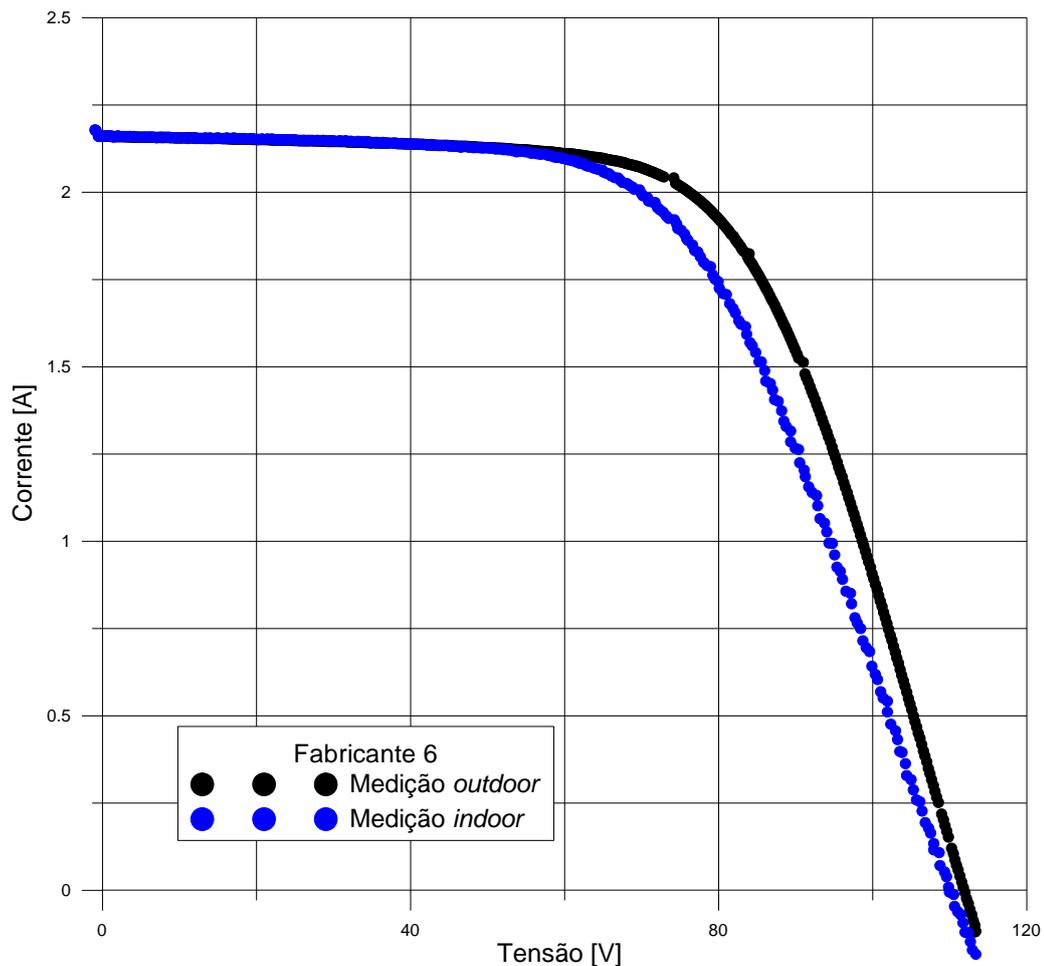


Figura 38 - Curvas características I-V através de medição *indoor* e *outdoor* do módulo fotovoltaico da Fabricante 6. Fonte: do autor.

Através da Figura 38 fica visível que o funcionamento inicial das duas curvas observadas é análogo, onde as duas curvas características se sobrepõem com correntes de curto circuitos idênticos, informações que estão dispostas na Tabela 36. Quando as curvas I-V atingem patamar de máxima potência, as curvas passam a apresentar de forma distinta, finalizando com um valor semelhante de tensão de circuito aberto.

Tabela 36 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 6 através da medição *indoor*, medição *outdoor* e informações do catálogo do fabricante.

	Medição <i>indoor</i>	Medição <i>outdoor</i>	Informação catálogo
P_{máx} [W]	141,842	153,8811	150
Eficiência do módulo [%]	11,7	12,53	12,2
Fator de forma [%]	59,7	63,66	64,98
V_{oc} [V]	109,975	111,8813	110
V_{mp} [V]	74,86	79,886	79
I_{sc} [A]	2,161	2,161	2,1
I_{mp} [A]	1,895	1,926	1,9

Fonte: do autor.

De acordo com a Tabela 36, a maior variação entre valores obtidos de medição *indoor* e medição *outdoor* refere-se ao valor obtido de potência máxima, com uma diferença de 12,039 W entre as duas simulações. Em comparação ao valor informado no catálogo pelo fabricante, as duas simulações apresentam comportamento muito distinto, em que na medição *indoor* o valor de potência máxima obtido foi abaixo do informado com um erro de -5,44%. Contrariamente, a medição *outdoor* apresentou maior valor de potência máxima do que o proposto no informativo, com uma variação de +2,59%.

O mesmo padrão de diferenciação de valores obtidos entre as duas simulações adotadas continua em referência a eficiência do módulo. Isto é consequência da eficiência do módulo, que é diretamente proporcional a potência máxima obtida. Comparando o informativo com a eficiência adquirida com simulador solar há uma diferença de -0,5%, sendo que para a simulação *outdoor* essa diferença percentual é positiva, com +0,33%. Como o módulo analisado corresponde à tecnologia de filmes finos, a classificação deste pertence a Classe A, mesmo com eficiência distintos, porém com valores maiores que 9,5%, conforme indica a Tabela 9.

Sobre os percentuais de fator de forma encontrados com as simulações seguidas, ambos estão abaixo do valor indicado no catálogo do módulo fotovoltaico, em que a maior variação corresponde a -8,84% em relação ao informado com o simulador *indoor*. A diferença percentual para simulação *outdoor* é menor, cerca de -1,52% em relação ao valor do catálogo.

Como pode ser observado na Figura 38, a Tabela 36 confirma os valores idênticos de corrente de curto circuito, e valores semelhante de tensão de circuito aberto com uma alteração de 1,906 V entre a medição *indoor* e *outdoor*. A maior variação de valores observados na Tabela

36 diz respeito a tensão no ponto de potência máxima, o que propicia um maior fator de forma ao maior valor, que foi obtido com a medição *outdoor*.

4.2.4 Fabricante 8

O quarto módulo fotovoltaico a ser analisado sobre a interferência de simulação *indoor* e simulação *outdoor* satisfaz o modelo da Fabricante 8 de tecnologia multicristalino. A Figura 39 apresenta as curvas características I-V obtidas através dessas duas medições mencionadas.

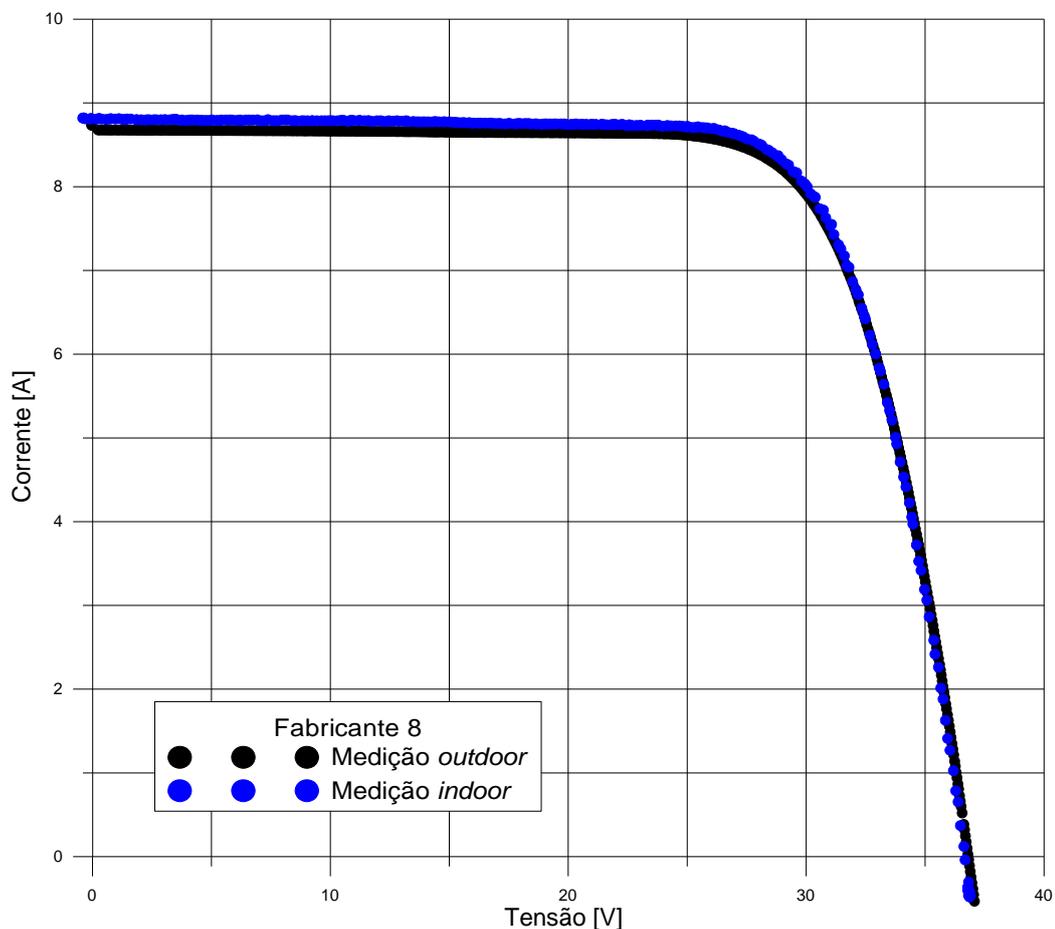


Figura 39 - Curvas características I-V através de medição *indoor* e *outdoor* do módulo fotovoltaico da Fabricante 8. Fonte: do autor.

É nítido através da Figura 39 que o funcionamento do módulo da Fabricante 8 é praticamente o mesmo para a medição *indoor* e a medição *outdoor*. As duas curvas se sobrepõem em quase todo percurso, possuindo uma pequena diferença visível no início da curva característica I-V. Maiores informações elétricas e de desempenho são apresentadas na Tabela 37.

Tabela 37– Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 8 através da medição *indoor*, medição *outdoor* e informações do catálogo do fabricante.

	Medição <i>indoor</i>	Medição <i>outdoor</i>	Informação catálogo
P_{máx} [W]	241,582	238,26	235 ± 3%
Eficiência do módulo [%]	14,7	14,21	14
Fator de forma [%]	74,8	74,58	76,23
V_{oc} [V]	36,694	36,815	37
V_{mp} [V]	29,296	29,333	30
I_{sc} [A]	8,807	8,678	8,35
I_{mp} [A]	8,246	8,123	7,85

Fonte: do autor.

De acordo com o informado no catálogo referente ao valor de potência máxima, ambos os valores encontrados nas medições realizadas estão dentro do desvio proposto, com +2,8% em relação a medição *indoor* e +1,39% sobre a medição *outdoor*.

A eficiência do módulo segue o mesmo padrão da potência máxima, com valores maiores do que o proposto pelo fabricante, sendo a maior diferença de +0,7% para a medição *indoor* e o informado no catálogo.

Em relação à outra característica de desempenho analisada, fator de forma, as percentagens obtidas pelas simulações encontram-se ligeiramente abaixo do especificado no catálogo, com variação de -1,875% em relação a medição *indoor* e -2,16% em comparação a medição *outdoor*.

Os valores dos parâmetros elétricos só comprovam o que a Figura 39 identificou, que as curvas características I-V estão sobrepostas, com mínimas variações dos parâmetros de corrente e tensão do módulo, não ultrapassando mais que a casa decimal. As maiores variações são referentes as correntes associadas a este módulo, o que propicia pequenas diferenças nos parâmetros de desempenho e potência máxima.

4.2.5 Fabricante 9

O último módulo fotovoltaico a ser analisado com o simulador solar e com iluminação natural compreende o modelo da Fabricante 9. Tal módulo possui potência máxima de 285 W e corresponde a tecnologia monocristalina. A influência das simulações citadas pode ser observada na Figura 40, que apresenta as curvas características I-V de cada medição.

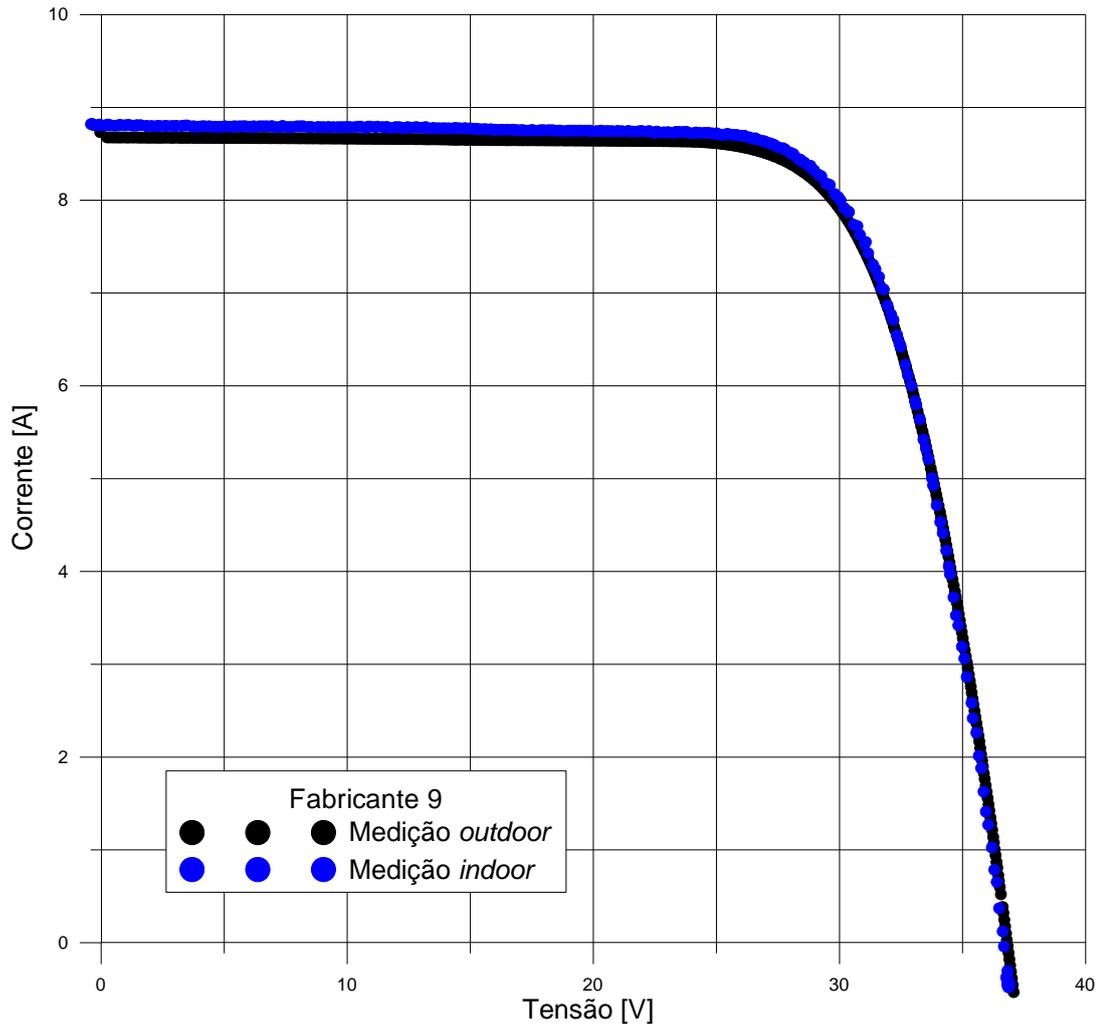


Figura 40 - Curvas características I-V através de medição *indoor* e *outdoor* do módulo fotovoltaico da Fabricante 9. Fonte: do autor.

O mesmo comportamento funcional do módulo da Fabricante 8 é representado na Figura 40 para o módulo fotovoltaico da Fabricante 9. A padronização do seguimento da curva I-V é nítida, possuindo valores muito similares com pequena variação em relação a corrente de curto circuito, podendo-se concluir que os valores de tensão de circuito aberto se sobrepõem, e o perfil da curva característica I-V permanece similar ao longo do trajeto de obtenção da curva. A Tabela 38 indica tais parâmetros elétricos com mais precisão.

Tabela 38 – Características elétricas e de desempenho do módulo da Fabricante 9 através da medição *indoor*, medição *outdoor* e informações do catálogo do fabricante.

	Medição <i>indoor</i>	Medição <i>outdoor</i>	Informação catálogo
P_{máx} [W]	285,823	284,586	285 ± 3%
Eficiência do módulo [%]	17,4	17,34	17,7
Fator de forma [%]	74,3	74,5	79,22
V_{oc} [V]	39,148	39,271	38,5
V_{mp} [V]	30,935	31,219	31,7
I_{sc} [A]	9,822	9,724	9,5
I_{mp} [A]	9,239	9,116	8,95

Fonte: do autor.

Os valores de potência máxima obtidos se enquadram dentro do desvio proposto pelo fabricante de $285 \pm 3\%$, sendo que para a medição *indoor* a variação corresponde a +0,3% e em relação a medição *outdoor* este valor é de +0,15%, em que por tais parâmetros encontrados pode-se concluir que a potência máxima de ambos os testes é a mesma, o que confere com o catálogo.

Em consequência da semelhança de valores de potência máxima obtidos, o padrão segue o mesmo para a eficiência do módulo, em que ambos os percentuais de simulação ficaram um pouco abaixo do indicado pelo fabricante, porém com uma maior diferença de apenas -0,36%. Ou seja, com essas percentagens de eficiência do módulo, este de caracteriza sendo da maior classificação, Classe A, de acordo com a Tabela 8 para módulos de silício cristalino.

Quanto ao fator de forma, ambos os valores obtidos experimentalmente são similares, porém abaixo do indicado no catálogo, não ultrapassando a diferença de 5%. Em relação a variação percentual, esta atinge -6,21% em comparação a medição *indoor* e -5,96% sobre a medição *outdoor*.

Os parâmetros elétricos tal como observados na Figura 40 são muito semelhantes. A Tabela 38 comprova a similaridade dos dados, principalmente quanto à tensão de curto circuito com uma diferença de apenas 0,123 V. As maiores diferenças dos parâmetros elétricos são referentes aos valores de corrente, tanto de curto circuito, quanto a corrente de máxima potência, que tal como para o módulo da Fabricante 8, propicia as pequenas variações nos parâmetros de desempenho.

6 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou um estudo da influência da variação da irradiância no desempenho de módulos fotovoltaicos através da simulação *indoor*, atuando também com a comparação entre resultados obtidos por medição *indoor* e *outdoor* nas condições padrão de teste.

Referente aos dez módulos fotovoltaicos escolhidos para a análise da influência da irradiância através da medição *indoor* com o uso de simulador solar SunSim 3c, todos possuíram o mesmo padrão de comportamento, o que de fato já era esperado. A corrente de curto circuito cresce linearmente com o aumento da irradiância, enquanto que a tensão de circuito aberto aumenta de modo logarítmico. O que se pode observar, foi a diferença dos valores desses dois parâmetros elétricos mencionados. A faixa de corrente de curto circuito para módulos fotovoltaicos de filmes finos é menor em comparação aos módulos de tecnologia cristalina, estabelecendo-se na faixa de 0,3 A a 4 A, enquanto para módulos cristalinos esse faixa atinge de 0,8 A a 9,5 A. Em relação à tensão de circuito aberto, os valores de modelos de segunda geração apresentam maiores valores, alcançando até 160 V, sendo que com modelos cristalinos esse valor não passa de 60 V.

Sobre outros dois outros parâmetros de desempenho analisados com medição *indoor* e atuação de irradiância variável, a eficiência dos módulos transcorreu de forma praticamente global para todos os módulos, com leves alterações e sem nenhum grande desvio de eficiências, não ultrapassando uma alteração maior que 3% para todos os filtros de irradiância utilizadas, sendo que módulos fotovoltaicos de tecnologia cristalino obtiveram maiores eficiência em comparação aos módulos de filmes finos. Esse mesmo padrão de valores de eficiências de acordo com as gerações de tecnologias fotovoltaicos foi observado também com o fator de forma. Neste experimento, ficou nítida a divisão dos valores de fatores de forma em dois blocos, em que módulos de silício cristalino obtiveram maior percentagem de fator de forma em relação ao bloco de módulos de filmes finos. Outro aspecto de análise diz respeito ao fato de que todos os módulos observados, independente da tecnologia atuante, decaíram ou obtiveram uma leve estabilização em seu percentual de fator de forma em altas irradiâncias, acima de 500 W/m². O fator de forma corresponde à razão entre a potência máxima sobre a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, assim, em altas irradiâncias o valor de potência nominal é maior, porém os outros dois parâmetros elétricos também, principalmente a corrente, que sofre um aumento linear com o acréscimo da

irradiância, sendo que em baixas irradiâncias a corrente possui menores valores o que faz o fator de forma possuir um maior percentual.

Outro objetivo deste trabalho foi a comparação de medição *indoor* e *outdoor* nas condições padrão de teste, irradiância de 1.000 W/m², temperatura de célula de 25°C e distribuição espectral em 1,5. Para comparar os dados adquiridos nessas duas medições, cinco módulos foram escolhidos de forma a representar a diferença de tecnologia analisada, incluindo o fato de que ambos os dados obtidos devem estar na mesma base para ser uma comparação concreta. Para isso métodos de translação de dados foram utilizados na simulação *outdoor*.

Ambos os meios de simulação da curva características I-V dos módulos fotovoltaicos apresentam suas vantagens e desvantagens. Quanto a simulação *indoor*, o custo com o simulador solar é elevado, este equipamento possui um alto valor de investimento, porém fácil manipulação de parâmetros como irradiância, em que com os filtros pode-se fazer a variação desejada, sem contar o controle da temperatura, que pode ser executado de forma simples com auxílio de resfriadores, como ar-condicionado. Porém, o simulador solar não possui todos os espectros de iluminação que o Sol apresenta, pois este contém em sua lâmpada apenas uma faixa desse espectro. É impossível negar que o melhor modo de simular a iluminação solar é através do Sol, sendo que com a simulação *outdoor* os custos são mais atrativos, fazendo uso de equipamentos mais simples e mais baratos. Entretanto, uma medição *outdoor* depende de um dia bem ensolarado, sem nuvens, um controle de temperatura mais árduo, pois com a iluminação solar atuando, os módulos esquentam rapidamente. Fazer uma simulação com iluminação natural requer mais tempo e maior controle dos parâmetros de teste, o que induz a um trabalho mais dispendioso.

Em relação aos valores obtidos *indoor* e *outdoor*, pode-se observar que o funcionamento para ambas as simulações adotadas é muito semelhante, sendo que para os dois módulos fotovoltaicos de silício cristalino, as curvas características I-V praticamente se sobrepuseram. Em relação aos módulos fotovoltaicos de tecnologia de filmes finos esse comportamento também se apresenta como similar, porém com maiores desvios dos parâmetros elétricos e de desempenho. O que de fato conclui-se de tal comparação entre uma simulação realizada através de um simulador solar e outra com uma medição com iluminação natural refere-se ao pequeno desvio dos dados que devem ser obtidos, apresentando um comportamento similar. Ou seja, o simulador solar corresponde a um bom e prático instrumento de experimentação que se compensa a uma simulação com iluminação natural,

principalmente quando o módulo a ser comparado diz respeito à tecnologia de silício cristalino.

ELECTRICAL CHARACTERISATION OF DIFFERENT TECHNOLOGIES OF PHOTOVOLTAIC MODULES A TESTING FROM SOLAR SIMULATOR AND NATURAL LIGHTING

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy presents itself as a promising alternative regarding the use of renewable energy in the world. Brazil has a huge potential for using solar energy, since the entire Brazilian territory has the incidence of solar radiation equivalent to or better than that in countries in southern Europe, such as Italy and Spain, which already have significant installed capacity of photovoltaic generation systems. However, this power is still little explored in Brazil. This scenario is likely to change because of the first signing of photovoltaic solar energy in Reverse Energy Auction 2014 - REA / 2014. Given this introduction of this renewable form of energy in the Brazilian energy matrix, this paper aims to provide an electrical characterization of photovoltaic modules through solar simulator and natural lighting in order to discuss the I-V curves with different photovoltaic technologies. The solar simulator used in this study corresponds to the SunSim 3c model by Swiss manufacturer Pasan, and it was possible to vary the irradiance. Regarding outdoor simulation, the used standard was the tracer equipment described by Gasparin (2009). Out of the ten analyzed photovoltaic modules, all ten showed the same behavior regarding the influence of irradiance, and the efficiency and crystalline form factor technology modules had higher percentage in relation to thin-film technology models. When comparing, indoor and outdoor simulations, the five photovoltaic modules gave I-V characteristic curves practically superimposed on the test at standard conditions, prompting good comparison between the applied simulations.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Indoor simulation. Natural lighting.

REFERÊNCIAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT Catálogo**. Disponível em: <<http://www.abntcatalogo.com.br/>>. Acesso em: 09 junho 2015.
- ANDRADE, Airton Cabral de. **Análise e simulação da distribuição de temperatura em módulos fotovoltaicos**. 2008. 143 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.
- AZEVEDO, Tazzo. Matriz Energética Global. **Planeta Sustentável**, 24 jun. 2014. Disponível em: <<http://planetasustentavel.abril.com.br/>>. Acesso em: 28 maio 2015.
- BEN. **Balanco Nacional Energético 2014**. 54 p. Relatório Síntese ano base 2013, 2014.
- BRAUN-GRABOLLE, Priscila. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. 2010. 257 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.
- British Petroleum. **Statistical Review of World Energy 2014**. Disponível em: <<http://www.bp.com/>>. Acesso em: 28 maio 2015.
- BÜHLER, Alexandre José. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 2011. 195 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.
- BÜHLER, A. J. e KRENZINGER, A., 2006. “Análise de Curvas Características Sem Iluminação como Ferramenta para Determinação de Parâmetros Fotovoltaicos”, **Avances em energias Renovables y Medio Ambiente**, v. 10, pp. 17-24.
- CARVALHO, Eduardo. Alemanha quer ter energia limpa equivalente a 14 vezes Belo Monte. **G1 Natureza**, nov. 2011. Disponível em: <<http://g1.globo.com/natureza>>. Acesso em: 17 jun. 2015.
- CANESTRARO, Carla Daniele. **Dispositivos fotovoltaicos orgânicos: estudos de camadas ativas e eletrodos**. 2010. 193 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.
- DALMAGRO, Paola Superti; KRENZINGER, Arno. **Análise de Simuladores Solares para Ensaios de Módulos Fotovoltaicos**. In: SALÃO UFRGS 2013: SIC - XXV SALÃO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DA UFRGS, 15, Poster, Porto Alegre, 2013.
- Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologia, projecto e instalação**. Programa ALTENER Para Promover a Utilização de Fontes Energias Renováveis (FER), 2010. 368 p.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de Energia de Reserva 2014**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 28 maio 2015.

FALCÃO, Vivienne Denise. **Fabricação de células solares de CdS/CdTe**. 2005. 120 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Ciência dos Materiais, Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, 2005.

FEBRAS, Felipe Sehn. **Módulos fotovoltaicos com células solares bifaciais: fabricação, caracterização e aplicação em sistema fotovoltaico isolado**. 2012. 126 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia e Tecnologia dos Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Pucrs, Porto Alegre, 2012.

FIGUEIRA, Daniel Sampaio. **Análise experimental e numérica do comportamento térmico de um coletor solar acumulador**. 2005. 195 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

GASPARIN, Fabiano Perin. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 2009. 71 f. Dissertação (Mestrado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

GASPARIN, Fabiano Perin. **Análise de efeitos transientes na caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos**. 2012. 171 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

GHENSEV, Almir. **Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas**. 2006. 154 f. Monografia (Especialização) - Curso de Pós-graduação Latu Sensu em Fontes Alternativas de Energia, Universidade Federal de Lavras, Minas Gerais, 2006.

GREEN, M. 1992. “**Solar Cells**”, ed. University of New South Wales, Kensington, Austrália.

GUIMARÃES, Patrícia L. O. et al. **Avaliação da utilização de um simulador solar para calibração indoor de piranômetros**. 6º Congresso Brasileiro de Metrologia, Natal, 6p. 09, set. 2011.

IBALDO, Adriana Pereira. **Estudo de materiais, estruturas de dispositivos e fenômenos de transporte em sistemas fotovoltaicos híbridos orgânico-inorgânico**. 2010. 190 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Interunidades Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

INMETRO. Instituto Nacional De Metrologia, Normalização E Qualidade Industrial. **INMETRO 004/2011: Requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)**. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, 2011. 49 p.

INMETRO. Instituto Nacional De Metrologia, Normalização E Qualidade Industrial. **PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM: Tabela de eficiência energética - Sistemas de Energia Fotovoltaica - Módulos**. 01 ed. 2013. 10 p.

International Electro-Technical Commission. **Standard IEC 60904-1: Photovoltaic Devices: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics**, 2006.

LABSOL. **Instalações**. 2015. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>>. Acesso em: 25 maio 2015.

LOURENÇO, Amanda. França: Com 75% da energia vinda de usinas nucleares, lei para reduzir uso é alterada e terá efeito contrário. **Opera Mundi**, 26 fev. 2015. Disponível em: <<http://operamundi.uol.com.br/>>. Acesso em: 17 jun. 2015.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 201 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MARTINAZZO, Claodomir Antonio. **Modelos de estimativa de radiação solar para elaboração de mapas solarimétricos**. 2004. 210 f. Dissertação (Mestrado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.

MOCELIN, André Ricardo. **Qualificação profissional e capacitação laboratorial em sistemas fotovoltaicos**. 2014. 300 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

MOCELIN, André e ZILLES, R. **Programa brasileiro de etiquetagem: a utilização do simulador solar do IEE/USP na qualificação de módulos fotovoltaicos**. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferencia Latinoamericana de la ISES. 2008

NDIAYE, Mamour Sop. **Operação de conversores back-to-back para aproveitamento de energia fotovoltaica**. 2013. 181 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

OLDENBURG. **Photovoltaics Lectures**. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. Eldorado Summer School, 1994.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel, 2014.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos**. 2002. 67 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. 2011. 141 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

PROENÇA, Emanuel Dâmaso Rodrigues Brinquete. **A energia solar fotovoltaica em Portugal**. 2007. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia e Gestão Industrial, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2007.

RAMOS, Cristina de Moura. **Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos**. 2006. 140 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

SANTOS, Ísis Portolan dos. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura.** 2013. 278 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

STEIGLEDER, Marco Antônio. **Comparação do desempenho de duas bombas acopladas diretamente a geradores fotovoltaicos.** 2006. 152 f. Dissertação (Mestrado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

VERA, Luis Horacio. **Análise do impacto do comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos.** 2009. 269 f. Tese (Doutorado) - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus e aos meus pais, Claudete e Ivandro Peroza, os quais sempre me apoiaram em todos os momentos da graduação, incentivando e aconselhando. Agradeço aos meus amigos, que me ajudaram com pesquisas e com suporte, sendo minha segunda família.

Ao meu orientador Giuliano Arns Rampinelli, o qual sempre me apoiou e me incentivou a buscar coisas novas e ampliar o conhecimento.

Agradeço à disponibilidade de realização de pesquisa do LABSOL da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, principalmente ao diretor do laboratório Arno Krenzinger, incluindo menção ao doutor Fabiano Gasparin pela orientação desenvolvida durante o período de pesquisa no laboratório citado.