

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
NÍVEL MESTRADO**

GLEITON ARIEL GUEDES PIRES

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS EM FUNÇÃO DA INCLINAÇÃO PARA A CIDADE DE PORTO
ALEGRE-RS**

**São Leopoldo
2016**

Gleiton Ariel Guedes Pires

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS EM FUNÇÃO DA INCLINAÇÃO PARA A CIDADE DE PORTO
ALEGRE-RS

Dissertação apresentada como pré-requisito
parcial para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Mecânica, pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Mecânica da
UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias

Coorientador: Prof. Dr. Willyan Hasenkamp

Banca Examinadora:

Prof. Dra. Maria Luiza Sperb Indrusiak
Prof. Dr. Paulo Roberto Wander
Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

P667a Pires, Gleiton Ariel Guedes.
Análise de desempenho de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos em função da inclinação para a cidade de Porto Alegre-RS / Gleiton Ariel Guedes Pires. – 2016.
62 f.: il. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2016.
“Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias; coorientador: Prof. Dr. Willyan Hasenkamp.”

1. Caracterização de módulos fotovoltaicos. 2. Produtividade de energética. 3. Aplicações de instalação. I. Título.

CDU 621

Dedico este trabalho a minha família.
Rodoir, Vina, Raemacher e Jéssica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família e à Jéssica, particularmente, por todo o amparo e dedicação despendidos, os quais foram fundamentais para a conclusão deste trabalho, assim como para meu desenvolvimento pessoal no decorrer deste Mestrado.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. João Batista Dias e Prof. Dr. Willyan Hasenkamp, por seus incansáveis ensinamentos, críticas e sugestões, tornando possível a conclusão desta pesquisa.

À equipe do LABSOL-UFRGS, por todo apoio, incentivo e receptividade, que serviram de estímulo e suporte à materialização deste trabalho.

Aos colegas e amigos do PPG em Engenharia Mecânica da Unisinos, que enriqueceram esta dissertação com suas ideias e indagações, muitas vezes em debates desprentensiosos, mas que contribuíram significativamente com o desenrolar da pesquisa.

“Comece fazendo o que é necessário, depois o que é possível, e de repente você estará fazendo o impossível.”
São Francisco de Assis

RESUMO

O Brasil apresenta grande potencial de geração de energia solar fotovoltaica, em um contexto de crescente demanda de energia. Em vista disso, torna-se necessária a correta e eficaz caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos. Esta caracterização é importante tanto na determinação da curva I-V (corrente – tensão), quanto em outros parâmetros (produtividade fotovoltaica Y_f , perdas de captura L_c e desempenho global PR) de estimativa de produtividade energética. Este trabalho descreve a metodologia utilizada para a caracterização de quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos (monocristalino, policristalino, CIGS e silício amorfo) e uma análise de produtividade energética para a cidade Porto Alegre – RS. Para tanto, foi estipulado um gerador fotovoltaico de 1kW pico, considerando um sistema conectado à rede com Fator de Dimensionamento (FDI) igual a 1,0. Utilizando-se o software PVsyst, foram quantificadas as produtividades energéticas devido à inclinação de instalação e à variação azimutal. A análise dos resultados levou em conta três parâmetros: a produtividade dos módulos, as perdas de captura e o desempenho global do sistema PR. Foram analisadas diversas configurações de posicionamento e de inclinação de instalação dos módulos e, posteriormente, foi realizado um comparativo entre os resultados obtidos em relação à produtividade energética na posição de referência, que consiste em instalar os módulos para o norte geográfico com inclinação próxima à latitude do local. A pesquisa indica que os módulos monocristalino e policristalino apresentam bons desempenhos orientados entre leste e oeste com ângulos de inclinação de até 40°. Os módulos CIGS e a-Si apresentam bons índices desempenho orientados a norte e oeste com ângulos de inclinação de até 30°.

Palavras-chave: Caracterização de módulos fotovoltaicos. Produtividade de energética. Aplicações de instalação.

ABSTRACT

The fact that Brazil presents a major photovoltaic solar energy generation, allied to the increasing energy demand, it makes necessary the correct and efficient photovoltaic modules electric characterization. This characterization is important to the determination of the I-V curve (current-tension), as well as in other parameters (Yield Factor Y_f , capture losses L_c and performance ratio PR) for the estimate energy productivity. This study describes the methodology utilized for the characterization of four photovoltaic modules technologies (monocrystalline, polycrystalline, CIGS and amorphous silicon) and an energy productivity analysis for the city of Porto Alegre – RS. For that, was stipulated a 1kW peak photovoltaic generator, considering a grid-connected system with a Sizing Factor (FDI) equal to 1,0. Using the PVsyst software, Power productivity was quantified due to the installation inclination and the azimuthal variation. The results analysis took in account three parameters: module productivity, capture losses, performance ratio of the system. Several positioning configurations and modules installation inclination were analyzed. Posteriorly, a comparison was made between the results gathered according to the power productivity in the reference position, which consists in installing the modules to the geographic north with inclination close to the local latitude. The research indicates that the monocrystalline e polycrystalline modules present good performance when oriented between east and west with inclination angles up to 40°. The CIGS and a-Si modules present good ratio when oriented north and west with inclination angles up to 30°

Keywords: Electrical characterization. Photovoltaic module. Energy production. Installer application.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1.1-Estimativa de viabilidade econômica da fonte fotovoltaica	16
Figura 1.2- Previsão da capacidade de geração fotovoltaica de tecnologias.....	17
Figura 2.1 - Representação gráfica das bandas de valência e condução de um semicondutor.	22
Figura 2.2 - Estrutura de uma célula de silício	23
Figura 2.3 - Célula de silício monocristalino.	24
Figura 2.4 - Célula de silício multicristalino.....	24
Figura 2.5 - Módulo flexível de silício amorfo.	25
Figura 2.6 - Módulos de telureto de cádmio.....	26
Figura 2.7 - Módulo de tecnologia CIGS.	26
Figura 2.8 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, no modelo de um diodo.....	27
Figura 2.9 - Curva característica I-V medida e curva de potência de um módulo fotovoltaico com 36 células.	29
Figura 2.10 - Curvas características medidas de um módulo fotovoltaico de filmes finos sob três temperaturas.....	31
Figura 2.11 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias e com temperatura constante.	33
Figura 2.12 - Resposta espectral para quatro tecnologias fotovoltaicas: silício cristalino(m-Si), silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, gálio e índio CIGS) e telureto decádmio (CdTe).	34
Figura 2.13 a - Ângulo de inclinação β dos módulos fotovoltaicos.	36
Figura 2.13 b - Ângulo de orientação azimutal ψ	36
Figura 2.14 – Trajetória solar durante o ano.	36
Figura 3.1 - Simulador solar.	40
Figura 3.2- Diagrama do sistema fotovoltaico simulado.....	42
Figura 4.1 - Curva característica I-V do módulo monocristalino.....	45
Figura 4.2 - Curva característica I-V do módulo multicristalino	45
Figura 4.3 - Curva característica I-V do módulo CIGS.....	46
Figura 4.4 - Curva característica I-V do módulo Amorfo	46
Figura 4.5 - Carta solar de Porto Alegre – RS.....	47
Figura 4.6 - Potência dos módulos e irradiância no dia 5 de janeiro de 2010.	48
Figura 4.7 - Potência e irradiância no dia 5 de março de 2010.	48
Figura 4.8 - Potência e irradiância para o dia 5 de maio de 2010.	49
Figura 4.9 - Potência dos módulos e irradiância no dia 5 de julho de 2010.....	49

Figura 4.10 - Comportamento de perdas de captura L_c dos módulos em função do ângulo de inclinação para azimute igual a 0°	50
Figura 4.11- Comportamento de produtividade final Y_f do sistema, em função do ângulo de inclinação dos módulos para azimute igual a 0°	51
Figura 4.12- Comportamento de desempenho global PR do sistema , em função do ângulo de inclinação dos módulos para azimute igual a 0°	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Energia de <i>gap</i> para diferentes semicondutores a 300 K	22
Tabela 4.1- Valores característicos dos módulos	44
Tabela 4.2 - Valores mensais médios de irradiação, temperatura do ar e produtividade de referência para o ano de 2010.....	47
Tabela 4.3 - Perdas de captura <i>L_c</i> , produtividade final <i>Y_f</i> e coeficiente de desempenho <i>PR</i> para um azimute igual a 0°	50
Tabela 4.4-Produtividade final do sistema <i>Y_f</i> , normalizada para o módulo m-Si.....	53
Tabela 4.5- Produtividade final do sistema <i>Y_f</i> , normalizada para o módulo p-Si	53
Tabela 4.6- Produtividade final do sistema <i>Y_f</i> , normalizada para o módulo CIGS.....	54
Tabela 4.7- Produtividade final do sistema <i>Y_f</i> , normalizada para o módulo a-Si	55

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ASCOM	Assessoria de Comunicação do Ministério de Minas e Energia
a-Si	Silício amorfo
ASTM	American Society for Testing and Materials
CdTe	Telureto de cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre-índio-gálio
CIS	Disseleneto de cobre-índio
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Planejamento Energético
EVA	Etil Vinil Acetato
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
m-Si	Silício monocristalino
p-Si	Silício policristalino
PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
Si	Silício
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC	Universidade Federal do Santa Catarina

LISTA DE SÍMBOLOS

e	Carga elementar do elétron [C]
E_g	Energia de <i>gap</i> [eV]
E_{ger}	Energia gerada pelo arranjo fotovoltaico [Wh]
E_{ca}	Energia injetada na rede elétrica [Wh]
FF	Fator de forma [-]
G	Irradiância incidente [W/m ²]
G_{STD}	Irradiância na condição padrão [W/m ²]
H	Irradiação média diária no plano gerador [Wh/m ² dia]
I_{DI}	Corrente de diodo [A]
I_{fg}	Corrente fotogerada [A]
I_{mp}	Corrente de máxima de potência [A]
I_o	Corrente de saturação reversa do diodo sem iluminação [A]
I_p	Corrente de fuga em paralelo [A]
I_{sc}	Corrente de curto circuito [A]
K_b	Constante de Boltzaman [J/K]
L_c	Perda de captura do módulo fotovoltaico [Wh/W _p dia]
m	Fator de idealidade [-]
N_s	Número de células associadas em série [-]
P_m	Potência no ponto de máxima potência [W]
P_{FVSTD}	Potência nominal do módulo na condição standard [W]
PR-	Desempenho global do sistema [-]
R_p	Resistência em paralelo [Ω]
R_s	Resistência em série [Ω]
T	Temperatura absoluta do diodo [K]
T_a	Temperatura do ar ambiente [°C]
T_c	Temperatura da célula [°C]
T_{NOC}	Temperatura nominal de operação da célula [°C]
V	Tensão nos terminais do diodo [V]
V_{mp}	Tensão de máxima potência [V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
V_C	Tensão do módulo [V]

- Y_a Produtividade do gerador fotovoltaico [Wh/W_p dia]
- Y_f Produtividade final do sistema fotovoltaico [Wh/W_p dia]
- Y_r Produtividade de referência [Wh/W_p dia]
- $P(G, T_c)$ Potência em função da irradiância e temperatura da célula [W]

LETRAS GREGAS

- α - Coeficiente de variação de corrente de curto-circuito com a temperatura [%/°C]
- β e- Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura [%/°C]
- β - Ângulo entre a superfície do módulo e o plano horizontal [0° - 90°]
- ψ Ângulo entre o Sul geográfico e o alinhamento do módulo [0° - 360°]
- γ_{mp} Coeficiente de variação da potência em função da temperatura [W/°C]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	16
1.1 OBJETIVOS.....	18
1.1.1 Objetivos Específicos.....	18
1.2 JUSTIFICATIVA.....	18
1.3 ESTRUTURA DA PESQUISA.....	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1 GERADORES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	21
2.1.1 Efeito Fotovoltaico e Célula Fotovoltaica.....	21
2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
2.2.1 Silício Monocristalino (m-Si).....	24
2.2.2 Silício Multicristalino (mc-Si)	24
2.2.3 Filmes Finos	25
2.2.4 Silício Amorfo (a-Si).....	25
2.2.5 Telureto de Cádmio (CdTe)	26
2.2.6 Disseleneto de Cobre-Índio e Cobre-índio-gálio (CIS e CIGS).....	26
2.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	27
2.4 CURVA CARACTERÍSTICA I-V	28
2.4.1 Influência da Temperatura e Irradiância Solar na Curva Característica I-V	29
2.4.2 Efeitos Térmicos	30
2.4.2.1 Coeficiente da Potência em Função da Temperatura.....	32
2.4.2.2 Temperatura da Célula.....	32
2.4.3 Efeito da Intensidade de Radiação Solar	33
2.5 DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR	34
2.5.1 Resposta Espectral de Módulos Fotovoltaicos.....	34
2.6 POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	35
3 MATERIAIS E MÉTODOS	38
3.1 DETERMINAÇÃO DA CURVA I-V	39
3.2 PRODUÇÃO DA ENERGIA GERADA E PRODUTIVIDADE DOS MÓDULOS	41
3.2.1 Produtividades do Gerador Fotovoltaico e Produtividade Final.....	42
3.2.2 Produtividade de Referência	42
3.2.3 Desempenho Global.....	43

3.2.4 Perdas de Captura	43
3.3 SOFTWARE PVSYST.....	43
4 RESULTADOS	44
4.1 CURVAS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS ESTUDADOS.....	44
4.2 PRODUTIVIDADE DE ENERGIA DOS MÓDULOS.....	46
5 CONCLUSÃO	57
5.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	58
REFERÊNCIAS	59

1 INTRODUÇÃO

A estimativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ano de 2014, para geração de energia elétrica proveniente da energia solar fotovoltaica é de uma potência instalada de 2 GW. Esta geração de energia é definida como sendo a obtida pela conversão da radiação solar em eletricidade, de forma direta e através do efeito fotovoltaico. A unidade fundamental para esta conversão é a célula fotovoltaica, também chamada de célula solar.

A Empresa de Planejamento Energético (EPE) prevê que ainda nesta década, haverá a paridade tarifária para geração fotovoltaica. Contudo, para que essas conjecturas tenham êxito, são necessárias pesquisas que busquem aumentar a eficiência dos módulos, para produção de energia na geração distribuída. O somatório destes itens tende a tornar o sistema fotovoltaico economicamente competitivo no mercado de energia.

No ano de 2015, a ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso à microgeração distribuída (central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica) e minigeração distribuída (central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica) lançadas aos sistemas de distribuição de energia. Para que EPE alcance esta meta serão instalados aproximadamente 700 mil painéis fotovoltaicos para consumidores comerciais e residenciais. A Fig.(1.1) ilustra a viabilidade econômica da fonte fotovoltaica.

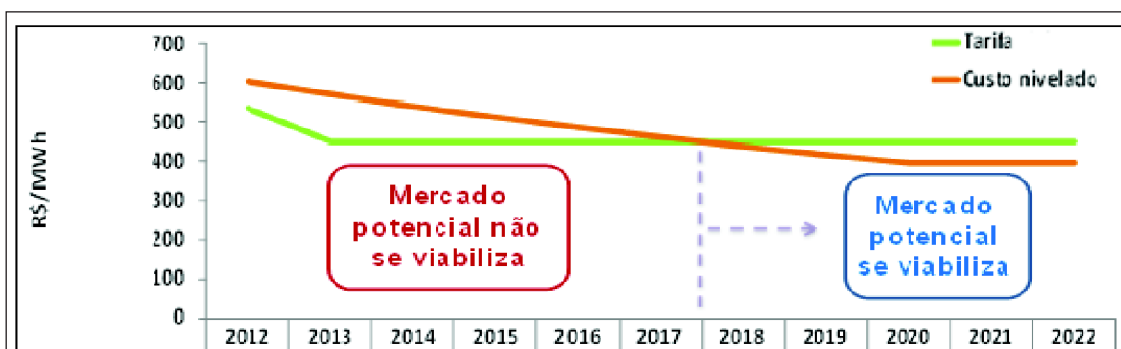


Figura 1.1-Estimativa de viabilidade econômica da fonte fotovoltaica

Fonte: EPE (2014).

Essa projeção de viabilidade pode ser antecipada, a partir de resultados de pesquisas tecnológicas que busquem aumentar a eficiência das células ou módulos, culminando em um decréscimo de custo de produção, estrutura dos módulos e instalação. O somatório destes itens poderá tornar o sistema fotovoltaico economicamente competitivo no mercado de energia. Eberhardt (2005, p.22) menciona que o Brasil possui como característica elevados índices de radiação solar de norte a sul. Entretanto, este índice é um parâmetro pouco utilizado para a produção de energia elétrica atualmente. Contudo, com a implantação do programa “Luz para todos”, que prevê energia elétrica para todos os brasileiros, as fontes de energia alternativa e descentralizadas tendem a ser mais utilizadas. (BUHLER, 2011,p.1).

A produção de energia elétrica a partir da fonte solar tem por característica não ocasionar ruídos ou emissões de poluentes, além da baixa manutenção. A partir deste cenário é que a energia fotovoltaica se destaca, uma vez que possibilita a inserção de energia elétrica nas regiões mais longínquas e de difícil acesso do Brasil, contribuindo com a geração distribuída. Esta modalidade de geração possibilita o consumo mais próximo das unidades geradoras de energia, reduzindo, assim, os custos de perdas de transmissão e distribuição de energia. (SIMPLICIO, 2016). No que tange a perspectiva mundial, o IEA, *International Energy Agency* [IEA, 2014] prevê que em 2050, a capacidade mundial instalada de produção de energia fotovoltaica será de 4,6 TW e, para que este valor seja alcançado, será necessário maior investimento e diversificação tecnológica de módulos, com células fotovoltaicas com maior eficiência energéticas em diferentes condições climáticas. (PICCOLI, 2015, p. 5).

A Fig. (1.3) mostra a evolução e a diversificação dos módulos fotovoltaicos que não utilizam o silício cristalino. A projeção, para 2017, é que haja um aumento de investimento em módulos com tecnologia CdTe e CIGS em relação ao silício amorfo.

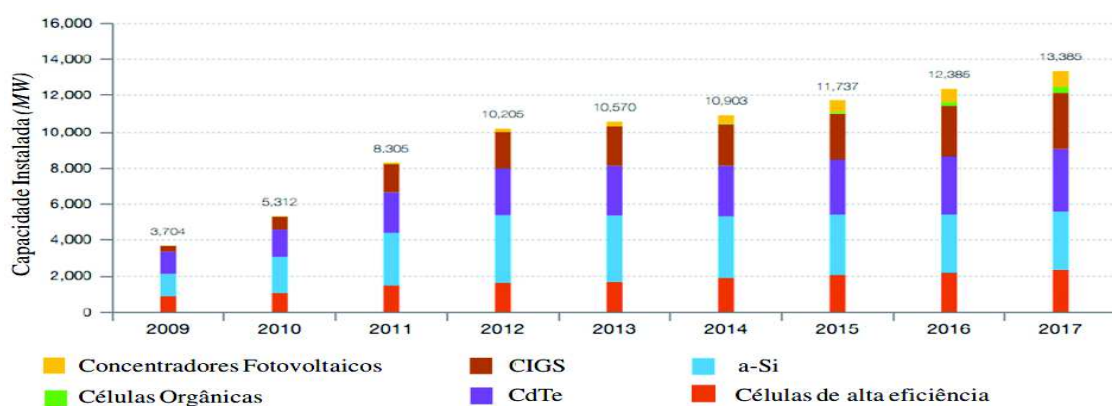


Figura 1.2- Previsão da capacidade de geração fotovoltaica de tecnologias

Fonte: Adaptado de IEA, 2013.

Gasparin e Krenzinger (2016) realizaram pesquisas relacionadas à produção de energia, a partir da energia solar. Utilizando um enfoque científico, eles analisaram a produção anual de eletricidade com diferentes orientações do painel fotovoltaico e constataram uma faixa de inclinações e orientações do arranjo fotovoltaico em que a produção anual de eletricidade diferiu em torno de 1 % em relação a um sistema fotovoltaico de referência (inclinação do arranjo fotovoltaico igual à latitude local e orientado para o norte geográfico).

Existem diversas características elétricas das células que são importantes, como a determinação da curva I-V (corrente x tensão), chamada de curva característica. Esta curva fornece dados de corrente de curto circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e ponto de máxima potência (P_m). Também é possível obter, a partir da curva característica, o fator de forma (FF), que consiste no produto da tensão pela corrente no ponto de máxima potência pelo produto da corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto.

1.1 OBJETIVOS

O trabalho consiste em caracterizar a curva I-V de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos e avaliar o comportamento elétrico e energético de um sistema fotovoltaico em diferentes configurações de inclinações de instalação e posições azimutais sob as condições meteorológicas de Porto Alegre, no Rio Grande do Sul.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Caracterizar diferentes tecnologias de módulos por meio de um simulador solar;
- Verificar as produtividades de referência, do gerador e do sistema e o desempenho global do sistema sob diferentes configurações de inclinações de instalação e posições azimutais por meio do software *PVsyst*, utilizando os dados meteorológicos da última década, da estação Porto Alegre- RS no INMET;
- Quantificar o comportamento das tecnologias estudadas.

1.2 JUSTIFICATIVA

Com a crescente diversificação da matriz energética brasileira, a energia solar fotovoltaica se destaca por ser uma alternativa limpa e renovável. Porém, para que ela se torne

mais acessível economicamente serão necessárias ações que fomentem a pesquisa, desenvolvam e viabilizem metodologias aptas a gerar resultados, tornando-a consolidada como fonte de energia para o país.

Com esse propósito, pode-se prover a produtividade energética, quantificá-la e saber a influência que a mesma causará na geração de energia elétrica, o que é de extrema importância. Pode-se listar como vantagem dessa previsão, também, o conhecimento do perfil de produtividade energética de um módulo fotovoltaico, o que possibilitará selecionar a melhor tecnologia para integrar o sistema fotovoltaico de forma a manter a máxima produção de energia.

Além disso, a estimativa correta de geração fotovoltaica, balizada na quantificação das perdas energéticas decorrentes de um sombreamento natural da trajetória do Sol, trará uma estimativa mais próxima da realidade do desempenho energético de um sistema fotovoltaico.

Em síntese, com a quantificação da produtividade e com a efetiva geração de energia, será possível dimensionar, exatamente, quanto um módulo fotovoltaico poderá gerar, evitando o superdimensionamento e também o subdimensionamento, pois levará em consideração os sombreamentos naturais parciais e evitando suposições de perdas muito maiores do que realmente serão.

Paralelo à importância da pesquisa científica da energia solar fotovoltaica, o cenário econômico mostra-se promissor em função da queda dos preços dos módulos e do incentivo da geração distribuída com a regulamentação 482 da ANEEL. Esta conjuntura é análoga ao que ocorreu na Alemanha, no que se refere à produção de energia (DUSONCHET e TELARETTI, 2010; FRONDEL *et al.*, 2010; NEIJ,2008). Da mesma forma, a paridade tarifária torna-se economicamente competitiva em relação ao custo quando comparada a fontes energéticas convencionais, o que já é realidade em muitos países (BYRNE *et al.*, 1996; MASINI e FRANKL, 2003; YANG, 2010). Sendo assim, torna-se relevante o estudo do comportamento de tecnologias fotovoltaicas, a fim de compreender as características elétricas dos módulos em condições climáticas reais, no caso, para a cidade de Porto Alegre – RS.

1.3 ESTRUTURA DA PESQUISA

O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica necessária para o desenvolvimento da pesquisa, contendo a definição dos elementos que caracterizam o módulo fotovoltaico, e o equacionamento matemático equivalente para o mesmo.

O capítulo 3 apresenta a metodologia empregada na pesquisa para a obtenção dos dados da caracterização da curva I-V, por meio do simulador solar pulsado e, posteriormente a produtividade de energia destes módulos, com o uso do software *PVsyst*, variando a inclinação de instalação e a posição azimutal, para a cidade de Porto Alegre- RS.

No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos, bem como comentários relevantes.

O capítulo 5 apresenta as considerações finais e propostas de futuras atividades a serem desenvolvidas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é exposto o embasamento teórico da pesquisa. A abordagem se inicia pelas definições básicas dos componentes de um módulo fotovoltaico, seguindo pelo seu funcionamento e, chegando, por fim, na influência dos parâmetros para obtenção da curva I-V.

2.1 GERADORES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Os dispositivos que fazem o processo de absorção da radiação em conversão de energia elétrica são chamados de células fotovoltaicas.

2.1.1 Efeito Fotovoltaico e Célula Fotovoltaica

Para o processo de conversão de energia são utilizados materiais semicondutores, com propriedades entre o condutor e o isolante, tendo 04 elétrons de valência, (MALVINO,2011). A energia necessária para que um elétron seja conduzido à banda de valência para a banda de condução é definida como energia de *gap* (chamada também de largura da banda proibida) e sendo a célula fotovoltaica o dispositivo que realiza a conversão direta da radiação solar em eletricidade. (DUFFIE, 2013)

A importância destes valores de *gap* é percebida nas diferentes tecnologias de células fotovoltaicas, já que os *gap* de energia são diferentes. Células com baixo *gap* de energia tendem a ter forte sensibilidade em comprimentos de onda mais curtos. Por outro lado, células com maiores *gap* de energia tendem a ter um comportamento espectral sazonal. Um exemplo é a célula de silício, que apresenta melhor desempenho em condições de céu claro e com pouca nebulosidade. Dirnberger (2015) constatou esta tendência espectral em sua pesquisa, na qual as células de a-Si e CdTe obtiveram um ganho espectral no verão e perdas espectrais no inverno. O que significa um ganho espectral A Fig. (2.1) representa um semicondutor com suas bandas de valência e condução, como também o *gap* de energia. Além disso, é apresentada a Tab. (2.1), contendo a energia de *gap* a 300 K de semicondutores, usualmente utilizados em módulos fotovoltaicos.

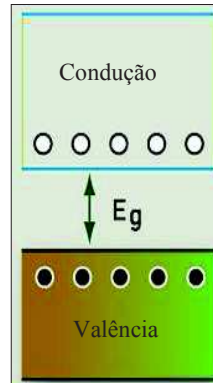


Figura 2.1 - Representação gráfica das bandas de valência e condução de um semicondutor.

Fonte: Adaptado Nassau (2011).

Tabela 2.1 - Energia de *gap* para diferentes semicondutores a 300 K

Semicondutor	Energia de <i>gap</i> (eV)
Silício (Si)	1,12
Germânio (Ge)	0,66
Telureto de Cádmio (CdTe)	1,50
Sulfeto de cádmio (CdS)	2,53
Arseneto de gálio (GaAs)	1,42

Fonte: Makhniyet *et al.* (2005).

A estrutura da célula fotovoltaica é composta por uma grade de metal em toda a face, com o formato de dedos, o que possibilita a incidência de radiação solar no material semicondutor. O contato frontal não contém alumínio, uma vez que o dopante é do tipo P. O contato posterior possui uma mistura de diversos compostos orgânicos e metais em pó. Estas metalizações permitem um bom dreno da corrente gerada. Na Fig. (2.2), é apresentada a estrutura de uma célula de silício.

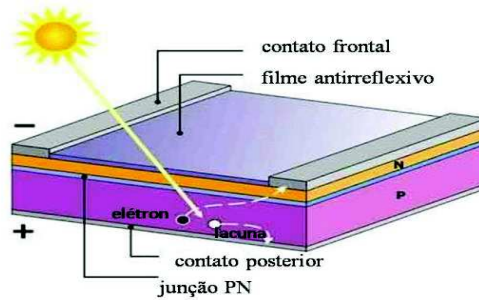


Figura 2.2 - Estrutura de uma célula de silício

Fonte: NT- solar PUCRS (2008).

As células fotovoltaicas foram divididas de acordo com as tecnologias empregadas. A primeira geração consiste em células que possuem uma grande e única superfície, usualmente feita de silício mono ou policristalino. Suas tecnologias estão consolidadas no mercado pelo longo tempo de produção e pesquisa.

A segunda geração refere-se às células de filmes finos, podendo ser citada a tecnologia do silício amorfo e telureto de cádmio. Estas tecnologias possuem espessura cerca de 100 vezes menor que a célula de silício cristalino e, conseqüentemente, um preço de fabricação mais baixo. Porém, sua eficiência também é menor, se comparada ao silício cristalino. (ALMEIDA, 2012).

Com o propósito de aumentar a eficiência das células, vem sendo desenvolvida uma terceira geração, a qual abrange células que utilizam a energia do espectro infravermelho, incluindo-se as células orgânicas, a nanoestrutura e os polímeros, conforme descreve Dienstmann (2009).

2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Módulo fotovoltaico consiste em uma ordenação de diversas células fotovoltaicas em série a fim de obter tensão e corrente para energizar determinado equipamento elétrico. Já um arranjo fotovoltaico consiste em uma interligação de módulos fotovoltaicos com o propósito de obter uma única saída de corrente elétrica contínua. A seguir serão apresentadas, de maneira sucinta, as tecnologias existentes no mercado.

2.2.1 Silício Monocristalino (m-Si)

Considerados a vanguarda da energia solar fotovoltaica, os módulos de silício monocristalino possuem uniformidade decorrente de um cristal único que permite um efeito fotovoltaico próximo ao ideal, resultando em uma eficiência energética de 12 a 15%, aproximadamente. Uma das características visuais do módulo m-Si é o formato das células com os pseudo-círculos. Na Fig. (2.3), é apresentado uma célula de silício monocristalino.



Figura 2.3 - Célula de silício monocristalino.

Fonte: Bühler (2011, p. 16)

2.2.2 Silício Multicristalino (mc-Si)

Com o propósito de diversificar a produção de módulos fotovoltaicos, o módulo mc-Si utiliza inúmeros cristais de silício como semicondutores de sua forma, sendo denominado, no âmbito científico, de multicristalino . Esta descontinuidade da estrutura molecular proporcionar uma menor eficiência energética e, em contrapartida, apresenta um baixo custo de produção, se comparada ao módulo monocristalino.

Na Fig.(2.4) é apresentado uma célula de silício multicristalino.

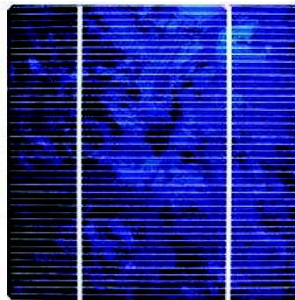


Figura 2.4 - Célula de silício multicristalino..

Fonte: Bühler (2011, p. 17)

2.2.3 Filmes Finos

Devido ao alto custo de produção de silício com elevada pureza e eficiência, surgiu uma nova tecnologia de células fotovoltaicas chamada de filmes finos, que detém uma espessura, da ordem de $1\mu\text{m}$, constituindo na deposição destes filmes em substratos na estrutura da célula para sua fabricação. Contudo, a eficiência dos filmes fino ainda é inferior em relação ao silício cristalino. Outra característica deste material é a sua flexibilidade e facilidade de instalação, tornando-os assim competitivo no aspecto arquitetônico, aproveitando ao máximo os espaços em edificações, conforme menciona Piccoli (2015 p.22).

2.2.4 Silício Amorfo (a-Si)

O silício amorfo é uma tecnologia que surgiu como uma alternativa na geração de energia solar fotovoltaica e com o propósito de tornar-se competitiva comercialmente, visto que sua tecnologia de produção é menor, se comparada aos demais módulos fotovoltaicos produzidos no comércio. Apesar de usar o Silício como matéria prima, este semicondutor possui a sua estrutura atômica desorganizada denominada de *danglingbond*. Também é acrescida de átomos de hidrogênio que fazem com que as ligações fiquem saturadas, tornando-as propícias para o uso em células fotovoltaicas. As eficiências destes materiais estão na faixa de 5 a 8%. (FREITAS, 2008, p. 27).

A Fig. (2.5) ilustra um módulo flexível de silício amorfo.

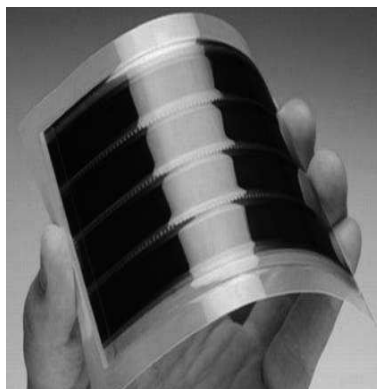


Figura 2.5 - Módulo flexível de silício amorfo.

Fonte: Adaptado pelo autor com base em SILÍCIO AMORFO (2016)

2.2.5 Telureto de Cádmiio (CdTe)

Os módulos de Telureto de cádmio CdTe apresentam um alto índice de absorção ótica e uma energia de *gap* de 1,45 eV, ideal para conversão fotovoltaica. Estes módulos possuem coloração escura, com camada de vidro frontal e posterior, resultando em um peso maior, se comparada com os módulos de silício cristalino, cujas características químicas, eletrônicas dos CdTe tornam a produção teoricamente simples. Contudo, temas como questões ambientais relacionadas ao cádmio culminaram na diminuição do seu interesse. CRESESB (2014) relata que a eficiência fica em torno de 18%. Módulos de telureto de cádmio são apresentados na Fig.(2.6).



Figura 2.6 - Módulos de telureto de cádmio.

Fonte: Bühler (2011, p. 21)

2.2.6 Disseleneto de Cobre-Índio e Cobre-índio-gálio (CIS e CIGS)

Estudados desde a década de 80, esses materiais possuem forma multicristalina de filme finos. A tecnologia CIS apresenta maior eficiência e melhor estabilidade quando exposta aos raios solares, se comparada com o silício amorfo. Outro semiconductor, o CIGS possui uma absorção de cerca de 90% dos fótons incidentes com energia superior a 1,0 eV para um comprimento de onda de 1 μ m e 3 μ m. Além disso, estes módulos possuem boa resistência ao aquecimento e sua eficiência gira em torno de 12 e 14%, sendo maior, portanto, que a dos módulos de silício amorfo. (BÜHLER, 2011). A Fig.(2.7) ilustra um exemplo do módulo CIGS presente no mercado.



Figura 2.7 - Módulo de tecnologia CIGS.

Fonte: Picolli (2015, p. 30).

2.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Foram abordados nos tópicos anteriores os dispositivos que convertem a energia solar em energia elétrica, chamados de células fotovoltaicas. Com o intento de observar o comportamento elétrico destes dispositivos foi elaborado um circuito equivalente, possibilitando a compreensão dos fenômenos físicos presentes na conversão de energia. Os módulos fotovoltaicos são transcritos em um circuito elétrico, sendo o efeito fotovoltaico representado por uma fonte de corrente e um diodo representando a junção P-N (células fotovoltaicas), uma vez que incorpora o efeito de corrente de saturação reversa e o fator de idealidade do diodo. Por fim, é acrescida uma resistência em paralelo (R_p), que representa a fuga de corrente, e uma resistência em série (R_s), que representa a queda de tensão oriunda das resistências dos materiais da célula. Na Fig. (2.8), está ilustrado o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, no modelo de um diodo.

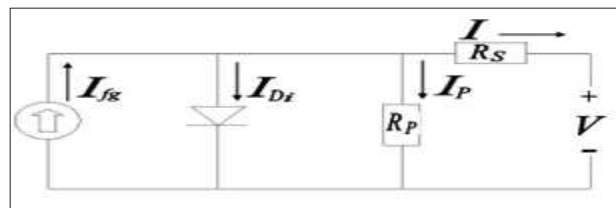


Figura 2.8 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, no modelo de um diodo.

Fonte: Gasparin (2009, p. 9).

A Eq. (2.1) calcula a corrente gerada pela célula fotovoltaica, que pode ser obtida pela corrente fotogerada,

$$I = I_{fg} - I_o \left\{ \exp \left(\frac{e(V + IR_s)}{mK_b T} \right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.1)$$

onde I_o é a corrente de saturação reversa do diodo, I_{fg} é a corrente fotogerada, R_s é a resistência em série da célula, R_p é a resistência em paralelo da célula, e é a carga elementar do elétron, V é a tensão nos terminais da célula, K_b é a constante de Boltzmann, T é a temperatura das células e m é o fator de idealidade do diodo.

A corrente fotogerada I_{fg} será igual à corrente de curto circuito para o caso ideal, no qual não existam resistências parasitas, o que na prática não ocorre. Para considerar as perdas de corrente, as células são desenvolvidas e instaladas em módulos de maneira que os valores

de R_p sejam altos, resultando em valores muito baixos de fuga de corrente. Da mesma forma, as células são produzidas para que a resistência em série R_s seja muito baixa para que haja boa condução da corrente gerada e baixas perdas até os terminais dos módulos.

2.4 CURVA CARACTERÍSTICA I-V

Através da curva de corrente *versus* tensão (I-V) é possível observar o comportamento da corrente em função da tensão e do tipo de célula, arranjo ou módulo fotovoltaico, assim como descrito matematicamente na Eq. (2.1). Essa curva representa o módulo fotovoltaico como um todo, expondo a qualidade e desempenho, além dos parâmetros elétricos que constituem o módulo. Estes módulos são submetidos a uma condição padrão, adotados pela Norma Internacional IEC 61215(2006) e a Portaria do nº 004/2011. (INMETRO, 2011). As condições são:

- a) Irradiância (G_{STD}): 1000 W/m²
- b) Temperatura da célula ($T_{cel.,ref}$): 25 °C
- c) Distribuição espectral da radiação: Massa de ar (A.M.) 1,5 global

A seguir são apresentados os parâmetros fundamentais para a caracterização das células.

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): consiste na tensão na qual a corrente do módulo é zero. Ela corresponde à queda de tensão através da junção P-N quando esta é percorrida pela totalidade da corrente gerada, sendo a máxima tensão elétrica que se pode obter de uma célula ou módulo fotovoltaico.
- Corrente de curto circuito (I_{sc}): é a corrente obtida quando os terminais da célula são colocados em curto-circuito, ou seja, a tensão nos terminais é nula.
- Corrente de máxima de potência (I_{mp}): corrente correspondente ao par I-V, onde seu produto produz o maior valor de potência da célula ou módulo fotovoltaico.
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): tensão correspondente ao par I-V, onde seu produto produz o maior valor de potência da célula ou módulo fotovoltaico.
- Potência máxima ou potência nominal (P_m): produto de I_{mp} por V_{mp} , representando a potência máxima do módulo em determinada condição de irradiância e temperatura.

- Fator de forma (FF): mensura o quanto o produto I_{mp} por V_{mp} se aproxima do produto entre os valores máximos de corrente e tensão, I_{sc} por V_{oc} .

Na Fig. (2.9) ilustra-se para um módulo as curvas característica I-V e curva de potência, contendo os parâmetros mencionados. Nesta figura observa-se uma corrente I_{sc} de 5 A e uma V_{oc} entre 20 e 24 V.

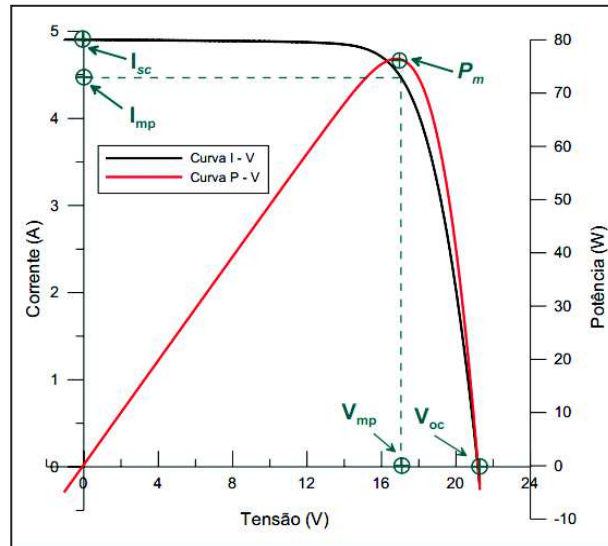


Figura 2.9 - Curva característica I-V medida e curva de potência de um módulo fotovoltaico com 36 células.

Fonte: Gasparin (2009, p.11).

2.4.1 Influência da Temperatura e Irradiância Solar na Curva Característica I-V

Da mesma forma que os efeitos da temperatura e irradiância impactam diretamente no efeito fotovoltaico (conforme explanado na seção 2.1.1), estes fatores também proporcionam efeitos no módulo fotovoltaico cuja corrente é proporcional e a tensão é logarítmica à intensidade de irradiância solar. A temperatura, por sua vez, influencia também na variação da corrente e da tensão, sendo que o parâmetro corrente sofre ligeiro aumento com a elevação da temperatura, uma vez que a passagem dos elétrons da banda de valência para banda de condução do semicondutor é facilitada com a diminuição do *gap* de energia. Por outro lado, este mesmo aumento de temperatura acarretará na diminuição da tensão.

Essas alterações de corrente e tensão, caracterizadas por coeficientes térmicos, servem como parâmetro de correção das curvas características dos módulos para condições distintas da conhecida condição padrão. Os termos que relacionam a variação da tensão, corrente e potência em relação à temperatura são chamados de coeficiente térmicos. Através destes

coeficientes é possível obter a potência na saída do módulo fotovoltaico para diferentes condições climáticas.

Obedecendo-se ao propósito de quantificar e mensurar o comportamento energético, estudos foram realizados, podendo citar Zomer *et al.* (2014), no qual houve a análise e comparação do efeito da temperatura, da irradiância e do sombreamento de dois sistemas fotovoltaicos, pesquisados e integrados a edificações em duas cidades: Cingapura e Florianópolis. Além disso, Rütter e Zilles (2011) descrevem que a escolha correta dos módulos fotovoltaicos, levando em consideração a tecnologia das células, favorecerá ainda mais os sistemas fotovoltaicos conectados à rede e integrados à construção civil.

Em função de a Terra ter seu eixo de rotação inclinado em aproximadamente 23,5° em relação à eclíptica, a distribuição de energia num dado local pode variar ao longo do ano em função dessa inclinação. A cidade de Porto Alegre –RS, por exemplo, situa-se em uma latitude de aproximadamente 30° S e com isso a geração anual de energia sofre influência dos solstícios de inverno e verão. Já em locais com latitudes próximas a linha do equador (latitude 0°) a distribuição de energia é constante. (ZOMER *et al.*,2014). Porém, outro elemento importante que impacta na produção de energia é o sombreamento sobre o módulo fotovoltaico. (MACAGNAN,1994). Em virtudes destes fatores, o bom posicionamento dos módulos é de suma importância para o bom desempenho do sistema fotovoltaico na produção de energia.

2.4.2 Efeitos Térmicos

Com o objetivo de corrigir a curva característica I-V do módulo em função das condições climáticas reais, os coeficientes térmicos (α e β_e) são determinados. O primeiro relaciona a variação de corrente e o segundo a variação de tensão, em relação à temperatura de célula. Cabe ressaltar que a variação de potência do módulo está diretamente ligada a estes coeficientes.

O parâmetro que relaciona esta variação de corrente de curto-circuito com a temperatura é denominado α , expresso na Eq. (2.6). Por exemplo, o valor típico para o silício cristalino está entre 0,06 e 0,1% da corrente por °C.

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \frac{1}{I_{sc}} \quad (2.6)$$

onde I_{sc} a corrente de curto circuito.

Com o aumento da temperatura ocorre a diminuição da tensão de circuito aberto, uma vez que aumenta a corrente de saturação, que pode ser definida como a corrente de portadores de carga minoritária criados por excitação térmica. A partir desse aumento de temperatura ocorre uma redução perceptível de potência do módulo, além da alteração da curva característica. (GASPARIN, 2009). O coeficiente de variação da tensão de circuito aberto, β_e , é expresso na Eq.(2.7).

$$\beta_e = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \frac{1}{V_{oc}} \quad (2.7)$$

onde (V_{oc}) é tensão de circuito aberto.

Na Fig. (2.10) ilustra-se o comportamento da curva característica de um módulo de filmes finos para uma mesma irradiância e três temperaturas.

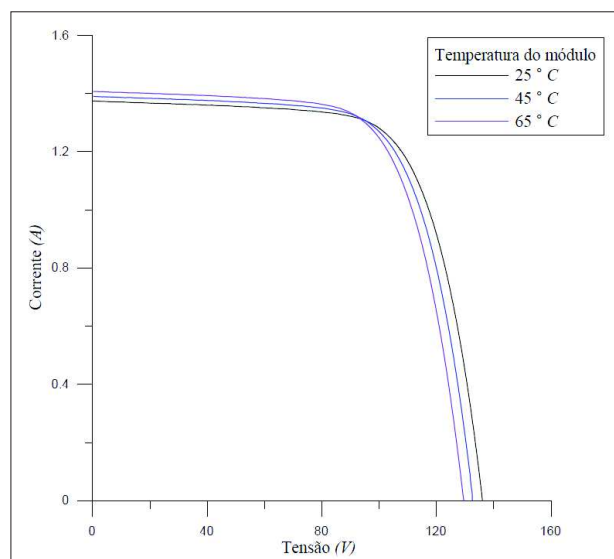


Figura 2.10 - Curvas características medidas de um módulo fotovoltaico de filmes finos sob três temperaturas.

Fonte: Piccoli (2015, p. 14).

Na Fig. 2.10 se observa uma queda na tensão com o aumento da temperatura e um pequeno incremento na corrente elétrica.

Estes efeitos térmicos foram observados em uma pesquisa para a cidade de Porto Alegre-RS, sendo constatado um aumento de 0,91% de corrente e uma redução de 5,17% de tensão. (Rossa, 2014)

2.4.2.1 Coeficiente da Potência em Função da Temperatura

Devido à diferença de temperatura padrão utilizada no teste (25°C) e da temperatura de operação da célula, de aproximadamente 50°C, o módulo fotovoltaico sempre fornece uma potência diferente em relação à potência nominal especificada pelo fabricante. O termo, citado na seção 2.4.1, chamado de coeficiente da potência em função da temperatura γ_{mp} é apresentado na Eq. (2.8)

$$\gamma_{mp} = \frac{\partial V_{mp}}{\partial T} \frac{1}{V_{mp}} + \frac{\partial I_{mp}}{\partial T} \frac{1}{I_{mp}} \quad (2.8)$$

onde V_{mp} é a tensão de máxima potência e I_{mp} é a corrente de máxima potência.

Este coeficiente tem como unidade [W/°C], significando que à medida que a temperatura aumenta, a potência do módulo diminui. Os valores destes coeficientes são fornecidos pelos fabricantes. Dos módulos estudados nesta pesquisa são apresentados os seguintes coeficientes, baseados em catálogos de fabricantes: m-Si: $-0,0045 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$; mc-Si: $-0,0036 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$; CIGS: $-0,0034 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$; a-Si: $-0,002 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

2.4.2.2 Temperatura da Célula

A Eq. (2.9) permite estimar a temperatura de célula, empregando a NOCT (temperatura nominal de operação da célula).

$$T_c = T_a + G \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \quad (2.9)$$

onde T_a é a temperatura ambiente, G é a irradiância incidente e T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação da célula.

Existe uma gama de pesquisas relacionadas sobre a influência da radiação solar e da temperatura no desempenho os módulos fotovoltaicos. Em uma destas pesquisas, Silva e Seraphim (2005) avaliaram a eficiência energética, em função da disponibilidade da irradiação solar e da energia gerada, de um módulo de silício multicristalino 45 W pico, e constataram uma variação de 6,5 % na potência do mesmo. Segundo os autores, o baixo rendimento do módulo quando instalado está relacionado com a variação da irradiação solar

diária incidente e com a temperatura de operação do módulo fotovoltaico. Cita-se, também, Gnoatto *et al.* (2008), que analisaram a eficiência de um conjunto fotovoltaico, com células de silício multicristalino, em condições reais de trabalho na região de Cascavel-PR, concluindo que a eficiência do painel fotovoltaico aumenta com a diminuição da temperatura, com a média mensal oscilando entre 8,65 e 9,17%, e média anual de 8,84%. A eficiência do painel fotovoltaico calculada, experimentalmente, foi 28,88% menor do que a determinada em laboratório.

2.4.3 Efeito da Intensidade de Radiação Solar

Pode-se estimar que a corrente fotogerada é proporcional à intensidade de radiação, uma vez que o aumento de fótons incidindo na célula é o suficiente para produzir portadores de cargas dentro do semicondutor. Por outro lado, a tensão varia de maneira logarítmica com a irradiância.(DUFFIE, 2013).

É possível notar, na Fig. (2.11), que a corrente aumenta proporcionalmente com a irradiância solar.

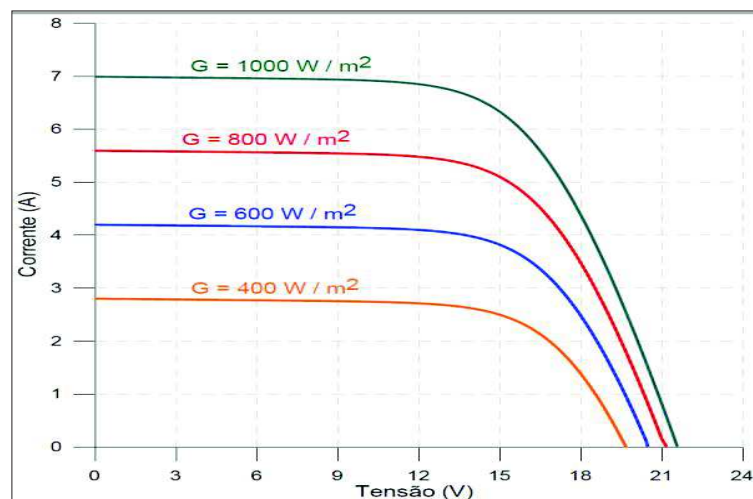


Figura 2.11 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias e com temperatura constante.
Fonte: Gasparin (2009, p.12).

2.5 DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR

A variação de intensidade de radiação solar com o comprimento de onda, também chamado de distribuição espectral da radiação solar, é outro fator que impacta no desempenho do módulo (visto preliminarmente na seção 2.1.1). Através desta intensidade de radiação é possível compreender a distribuição de energia total que incide sobre uma unidade de área em função do comprimento de onda nas aplicações fotovoltaicas.

Dentre os fatores que influenciam a distribuição espectral estão a composição da atmosfera e a massa de ar desta camada (AM). Esta AM resulta da razão de massa de mesma substância no caminho óptico do feixe incidente e a massa da mesma substância no caminho óptico vertical. Além disso, a quantidade de nuvens causa uma reflexão da radiação solar culminando no aumento da parcela da radiação difusa. (DUFFIE, 2013).

2.5.1 Resposta Espectral de Módulos Fotovoltaicos

Esta resposta espectral é definida como a razão entre o número de fótons incidentes na célula fotovoltaica e o número de elétrons capturados na mesma, considerando-se um determinado comprimento de onda ou energia. Ela também pode ser interpretada como a média de aproveitamento de energia, uma vez que quantifica a corrente gerada na célula fotovoltaica pela potência radiante que incide sobre a mesma, para um determinado comprimento de onda. (DUFFIE, 2013)

A Fig.(2.12) esboça o comportamento da resposta espectral de quatro tecnologias de células fotovoltaicas em relação ao comprimento de onda.

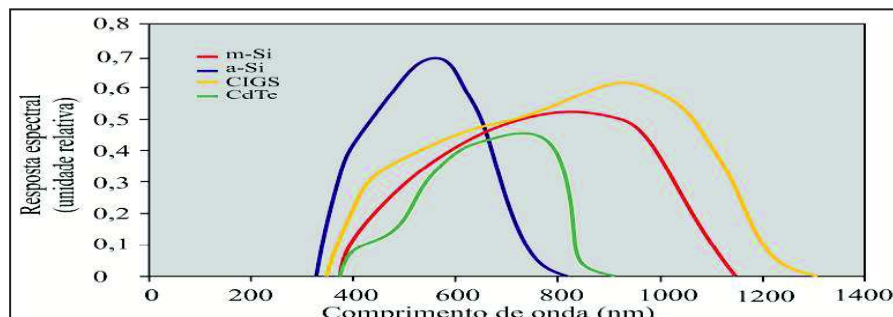


Figura 2.12 - Resposta espectral para quatro tecnologias fotovoltaicas: silício cristalino(m-Si), silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, gálio e índio CIGS) e telureto decadmio (CdTe).

Fonte: Adaptado de PÉREZ-LÓPEZ et al. (2007).

A comparação dos módulos fotovoltaicos em relação à resposta espectral nos permite verificar que a tecnologia de silício monocristalino (primeira geração) possui a maior faixa de comprimentos de onda, estando entre 400 a 1200 nm; porém, seu melhor desempenho ocorre para comprimentos de onda entre 800 e 1200 nm, significando que estes módulos têm melhor desempenho sob condições de céu claro, com pouca nebulosidade e por consequência mais sensíveis ao sombreamento. Já a segunda geração de módulos fotovoltaicos possui uma faixa de comprimentos de onda, que vai de 300 a 1300 nm, estando entre eles o telureto de cádmio (CdTe), com melhor desempenho para comprimentos de onda entre 300 e 900 nm; o disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS), com melhor eficiência para comprimentos de onda entre 300 e 1300 nm. Apesar de ser constituído de silício, a tecnologia de silício amorfo hidrogenado (a-Si) apresenta melhor eficiência em comprimentos de onda até 800 nm, expressando assim uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético, o que aumenta a sua eficiência sob a radiação difusa (PÉREZ-LÓPEZ *et al.*, 2007).

2.6 POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A respeito do posicionamento dos módulos fotovoltaicos é recomendado para a produção anual de eletricidade, o ângulo de inclinação β igual ao da latitude do local, e orientando-os sem nenhum desvio em relação ao norte geográfico (para sistemas no hemisfério sul), Cresesb (2014). Esta inclinação corresponde ao ângulo da inclinação da Terra em relação ao Sol com maior disponibilidade de radiação solar, para que não sofra influência da distribuição de energia ao longo do tempo. Sendo assim, uma tecnologia comercialmente mais barata poderá ter desempenho igual ou superior às tecnologias fotovoltaicas consolidadas, uma vez que o desempenho fotovoltaico varia de acordo com a localização em termos de latitudes e longitudes (DIRNBERGER *et al.*, 2015).

Outra definição que merece ser citada consiste no ângulo azimutal ψ , que representa o ângulo formado entre o Sul e o alinhamento do módulo. É medido a partir do Sul geográfico, no sentido horário. (DUFFIE, 2013). A Fig. (2.13a) exemplifica os ângulos de inclinação β e na Fig. (2.13b) apresenta a orientação azimutal ψ dos módulos fotovoltaicos. O ângulo azimutal também pode ser definido como o desvio a partir do norte, sendo positivo na direção leste. Esta definição é preferível de ser utilizada no hemisfério sul.

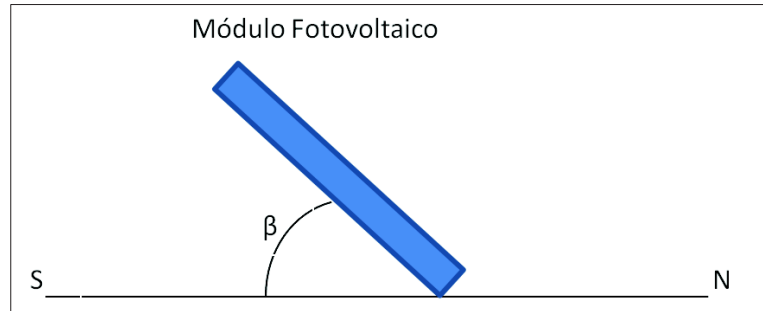


Figura 2.13 a - Ângulo de inclinação β dos módulos fotovoltaicos.

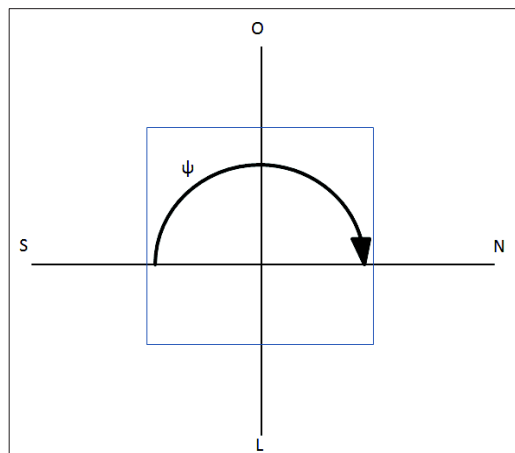


Figura 2.14 - Ângulo de orientação azimutal ψ

Por meio da Fig. (2.14), pode ser observado o comportamento da trajetória do Sol durante o ano constando-se que no verão há mais horas de sol, se comparado ao inverno. (POSIÇÃO..., 2016)

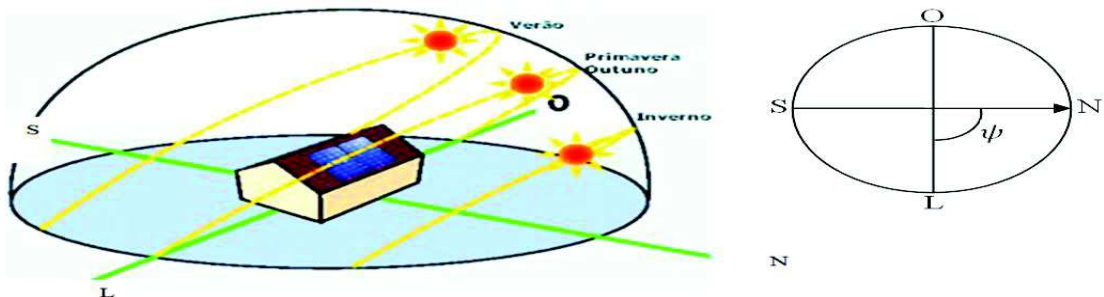


Figura 2.154 – Trajetória solar durante o ano.

Fonte: Adaptado pelo autor com base em Posição... (2016).

As definições citadas têm importância no que se refere ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pois a inclinação de instalação dos módulos e a posição azimutal no

qual elas são orientadas impactam na irradiação solar e nas horas de sol que incidem sobre os módulos.

No trabalho de Kormann *et al* (2014), foi utilizado o ‘*System Advisor Model*’(SAM) e foram desenvolvidos mapas de avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos em função do ângulo de orientação para duas cidades brasileiras com disponibilidades diferentes de radiação solar. Por este motivo, Gasparin (2016) sugere o uso de registros climatológicos de diversos locais do Brasil, a fim de prever um comportamento de produção de energia fotovoltaico próximo do real.

No âmbito financeiro, o NREL (National Renewable Energy Laboratory) desenvolveu a ferramenta computacional SAM (System Advisor Model), que possui módulos de simulação de projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), englobando os modelos físicos de desempenho e os modelos econômico-financeiros, citando-se os trabalhos dos pesquisadores Blair *et al.* (2012), Blair *et al.* (2008) e Dobos *et al* (2012), os quais utilizaram esta ferramenta.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste tópico são apresentados os procedimentos que irão nortear a caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos. Dentre os órgãos que regem estes procedimentos, ressaltam-se a *International Electrotechnical Commission* –IEC, a *American Society for Testing and Materials* - ASTM e o Instituto Nacional de Meteorologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO. Para esses órgãos destacam-se as Norma Internacional IEC 61215(2006) e a portaria do nº 004/2011 (INMETRO, 2011), as quais estabelecem critérios mínimos para desempenho e segurança dos equipamentos envolvidos na produção de energia.

A metodologia utilizada consiste na caracterização de quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos (monocristalino, multicristalino, cobre-índio-gálio e silício amorfo) e uma análise de produtividade energética do sistema para a cidade de Porto Alegre–RS. Para tanto, estipulou-se um gerador fotovoltaico de 1 kW pico, considerando um sistema conectado à rede com Fator de Dimensionamento (FDI) igual a 1,0. Foi obtido, assim, o impacto de produtividade anual do sistema para alguns ângulos de inclinação do arranjo fotovoltaico e orientação azimutal, em comparação com a orientação considerada de referência, ou seja, ângulo azimutal de 0° (norte verdadeiro), e ângulo de inclinação dos módulos igual à latitude local de Porto Alegre–RS. Os módulos pesquisados foram caracterizados através da exposição em Luz Solar Simulada Pulsada no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS. Este simulador de luz pulsada possui um software capaz de fornecer os dados elétricos dos módulos e suas eficiências na condição padrão de teste. Dentre esses valores fornecidos estão: R_s ; R_p ; V_{oc} ; V_{mp} ; I_{sc} ; I_{mp} ; Fator de Forma (FF). A importância destas informações obtidas pelo simulador consiste em que elas foram inseridas no software *PVsyst*, possibilitando curvas características e de eficiência de cada módulo pesquisado.

Neste trabalho, os sistemas foram simulados com um albedo 0,2 e o método NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) para determinação da temperatura dos módulos. Além disso, foi utilizado como fonte de dados o arquivo climático para a cidade de Porto Alegre –RS, para simulações no software, formato EPW, fornecido pelo Laboratório de Eficiência Energética em Edificações (UFSC, 2016). Este formato contém além dos dados originais do INMET, que são: Temperatura do Ar, Umidade Relativa, Temperatura do Ponto de Orvalho, Pressão Atmosférica, Velocidade e Direção do Vento, Pluviosidade e Irradiância Global sobre o Plano Horizontal, também 27 outras variáveis, que foram estimadas por cálculo ou por meio do aplicativo *Weather-Converter*, e utilizado para conversão de arquivos climáticos: Variáveis calculadas:

- a) - irradiâncias: Extraterrestre Horizontal, Extraterrestre Normal, Difusa Horizontal e Direta Normal. Método: Munner (1997);
- b) - luminância no Zênite e Iluminâncias: Global Horizontal, Difusa Horizontal e Direta Normal. Método: Perez *et al.* (1990).

Após a caracterização dos módulos e com estes valores inseridos no software, foram realizadas as análises energéticas de cada tecnologia. Todos os sistemas foram simulados com os mesmos parâmetros, e em todos os casos fazendo o ângulo de inclinação variar entre 10° e 90°. A variação do ângulo azimutal compreendeu os 360°. Utilizou-se a definição de azimute da superfície baseada no norte verdadeiro, onde 0° indica o norte e o deslocamento positivo é em direção leste compreendendo ângulos entre 0 e 359°.

Esta pesquisa não considerou o efeito de sombreamento causado por objetos ao entorno do sistema fotovoltaico, uma vez que seria necessário modelar um sistema tridimensional juntamente com os respectivos elementos que causariam tal sombreamento. Contudo, Zomer *et al.* (2014), constataram em sua pesquisa que a redução do desempenho global estimado foi bastante aproximada ao índice de sombreamento. Logo, para este estudo de caso foi considerado o índice de sombreamento calculado pelo software como forma de se obter a geração energética de sistemas parcialmente sombreados.

Marrero (2015) realizou um estudo comparativo sobre o software de dimensionamento e análise de desempenho de usinas fotovoltaicas conectadas à rede e constatou um erro quadrático do software *PVSyst* de 6 %. Este valor foi usado como referência para este trabalho.

3.1 DETERMINAÇÃO DA CURVA I-V

A determinação da curva I-V de módulos fotovoltaicos é obtida, em laboratório, empregando a condição padrão de teste, adotados pelas normas citadas anteriormente, onde tem-se:

$$\text{Irradiância } (G_{\text{STD}}) = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$\text{Temperatura da célula } (T_{\text{cel.,ref}}) = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

Distribuição espectral da radiação: Massa de ar (AM) 1,5 global

Na sequência apresenta-se o procedimento contido nas normas técnicas NBR 12136/MB3477, IEC 904-3 para ensaios de módulos fotovoltaicos. Os ensaios foram realizados conforme os procedimentos:

- a) prepara-se e aloca-se o módulo em teste o mais próximo possível de uma célula padrão, com suas superfícies ativas no plano de teste. O módulo e a célula padrão devem estar paralelos entre si e ambos devem estar a 90° em relação à linha central do feixe de radiação;
- b) ajusta-se a irradiância do plano de teste de modo que a célula padrão produza a corrente de curto-circuito calibrada no nível desejado;
- c) registram-se a curva I-V e temperatura do módulo. O intervalo de tempo entre os pontos obtidos do módulo e a velocidade de processamento dos dados deve ser suficiente para que não ocorram erros;
- d) de posse dos dados, as medições podem ser corrigidas de acordo com a irradiância e temperatura desejada.

A Fig. (3.1) ilustra um simulador solar semelhante ao utilizado neste trabalho, notando-se a existência de duas paredes com aberturas que possibilitam a passagem do *flash* de radiação até o módulo. Tais paredes fazem com que o *flash* não seja refletido após a incidir no módulo.

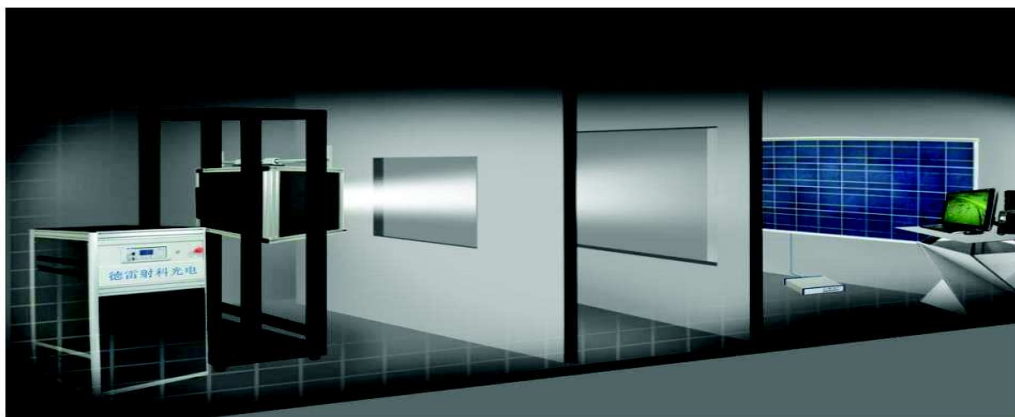


Figura 3.1 - Simulador solar.
Fonte: Adaptado de Dingpu *et al.* (2012).

3.2 PRODUÇÃO DA ENERGIA GERADA E PRODUTIVIDADE DOS MÓDULOS

A potência gerada é obtida por meio dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, em função da temperatura e irradiância incidente em cada módulo estudado. Além disso, é possível obter os parâmetros de produtividade do módulo e quantificar a energia elétrica que seria produzida por uma hora caso o sistema estivesse convertendo toda sua potência nominal instalada. Com o objetivo de parametrizar e mensurar o rendimento dos módulos, alguns índices foram estabelecidos, a fim de melhor avaliar o desempenho individual dos respectivos módulos.

A potência na saída no módulo $P(G, T_c)$ pode ser calculada por meio da Eq. (3.1), usando uma aproximação linear da potência com a irradiância.

$$P(G, T_c) = P_{FVSTD} \frac{G}{G_{STD}} * (1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{cel.ref})) \quad (3.1)$$

onde P_{FVSTD} é a potência nominal do gerador na condição padrão, G_{STD} irradiância na condição padrão, γ_{mp} é o coeficiente de potência em função da temperatura de célula, T_c é a temperatura de operação da célula e $T_{cel.ref}$ é a temperatura da célula na condição padrão.

A energia gerada pelo arranjo de módulos E_{ger} consiste na integral da potência em função do tempo, calculada por meio da Eq. (3.1), conforme a Eq. (3.2).

$$E_{ger} = \int P(G, T_c) dt \quad (3.2)$$

Conforme citado anteriormente, foi estipulado um gerador fotovoltaico de 1 kW pico, considerando um sistema conectado à rede com Fator de Dimensionamento (FDI) igual a 1,0. A Fig.(3.2) exemplifica o diagrama do sistema fotovoltaico, onde o gerador fotovoltaico é conectado ao inversor, que transforma a corrente contínua em corrente alternada e a entrega para a rede.

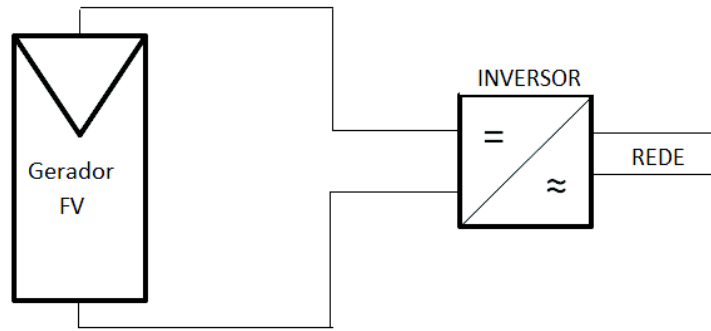


Figura 3.2- Diagrama do sistema fotovoltaico simulado.

3.2.1 Produtividades do Gerador Fotovoltaico e Produtividade Final

A Produtividade do gerador fotovoltaico Y_a é definida como a relação entre a energia produzida pelo gerador E_{ger} e a sua potência nominal P_{FVSTD} , conforme a Eq. (3.4).

$$Y_a = \frac{E_{ger}}{P_{FVSTD}} \quad (3.4)$$

A Produtividade final Y_f é definida como a relação entre a energia injetada na rede elétrica E_{ca} e a potência nominal do gerador P_{FVSTD} , conforme a Eq. (3.5). Este parâmetro é utilizado para comparar sistemas com diferentes dimensionamentos.

$$Y_f = \frac{E_{ca}}{P_{FVSTD}} \quad (3.5)$$

3.2.2 Produtividade de Referência

A produtividade de referência Y_r consiste na razão entre a irradiação média no plano do gerador H e a irradiância na condição padrão G_{STD} . Esta produtividade de referência é calculada por meio da Eq. (3.6).

$$Y_r = \frac{H}{G_{STD}} \quad (3.6)$$

3.2.3 Desempenho Global

O desempenho global do sistema é definido como sendo a razão entre Y_f e Y_r , no qual é contabilizada e quantificada a eficiência do sistema como um todo, incluindo as perdas. O resultado deste desempenho é adimensional e descrito na Eq.(3.7).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.7)$$

3.2.4 Perdas de Captura

As perdas de captura L_c consistem na diferença entre a produtividade de referência e a produtividade do gerador fotovoltaico descrito na Eq. (3.8). Este indicador fornece o quanto gerador fotovoltaico deixou de converter energia. As perdas de captura L_c podem ser causadas, por exemplo, pela atenuação da radiação, em virtude da sujeira, do sombreamento no módulo e dependência da temperatura (WOYTE *et al.*,2013).

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (3.8)$$

3.3 SOFTWARE PVSYST

O *PVSYST* é um software para estudo, dimensionamento, simulação e análise de dados para sistemas fotovoltaicos. Pode ser utilizado para sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede e oferece uma extensa base de dados climáticos e de componentes de um gerador fotovoltaico.

Assim como este software, outros softwares auxiliam na configuração elétrica do gerador, no posicionamento dos módulos fotovoltaicos e nas estimativas de geração energética. As simulações computacionais realizadas são frequentemente utilizadas para comparar resultados computacionais com os dados medidos experimentalmente, buscando assim validar os resultados dos softwares.

4 RESULTADOS

A seguir serão apresentadas as curvas características de cada módulo, conforme ensaios realizados no Laboratório de Energia Solar da UFRGS e a produção de energia durante o ano de 2010, com base nos dados climáticos registrados pelo INMET (2001-2010) para a cidade Porto Alegre-RS.

4.1 CURVAS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS ESTUDADOS

As curvas características dos módulos fotovoltaicos estudados foram obtidas por meio do simulador solar. Os dados obtidos favorecem a compreensão elétrica dos mesmos, além de fornecerem os valores dos principais parâmetros dos módulos. O fator de forma (FF), índice que mensura a qualidade dos módulos, apresentou valores inferiores para os módulos CIGS e silício amorfo (a-Si), em relação aos módulos de silício cristalino. Porém estas características não se sobressaíram na análise energética. Na Tab. (4.1) são apresentados os dados característicos dos módulos que são: I_{sc} ; V_{oc} ; I_{mp} ; V_{mp} ; P_{mp} ; R_s ; R_p ; Fator de Forma(FF).

Tabela 4.1- Valores característicos dos módulos

	Monocristalino	Policristalino	CIGS	Amorfo
I_{sc} (A)	9,82	8,86	2,16	1,37
V_{oc} (V)	39,14	37,04	109,97	153,67
I_{mp} (A)	9,23	8,28	1,89	1,16
V_{mp} (V)	30,93	29,36	74,86	111,38
P_{mp} (W)	285,82	243,22	141,84	129,7
R_s (ohm)	0,55	0,55	15,67	13,73
R_p (ohm)	484,43	365,92	2078,36	1903,54
FF	77,30%	74,10%	59,70%	61,30%

Observa-se nesta tabela que as tensões V_{oc} e as correntes I_{sc} dos módulos são diferentes, em função da tecnologia, bem como as potências individuais.

A partir destas medições foi possível gerar os gráficos com a curva característica I-V. A Fig. (4.1) representa a curva característica I-V do módulo monocristalino. Por meio gráfico pode-se notar que o comportamento do módulo é próximo ao visto na literatura, possuindo uma corrente constante até determinada tensão e diminuindo próxima a tensão de circuito aberto. A eficiência deste módulo, determinada pelo software do simulador, foi de 17%.

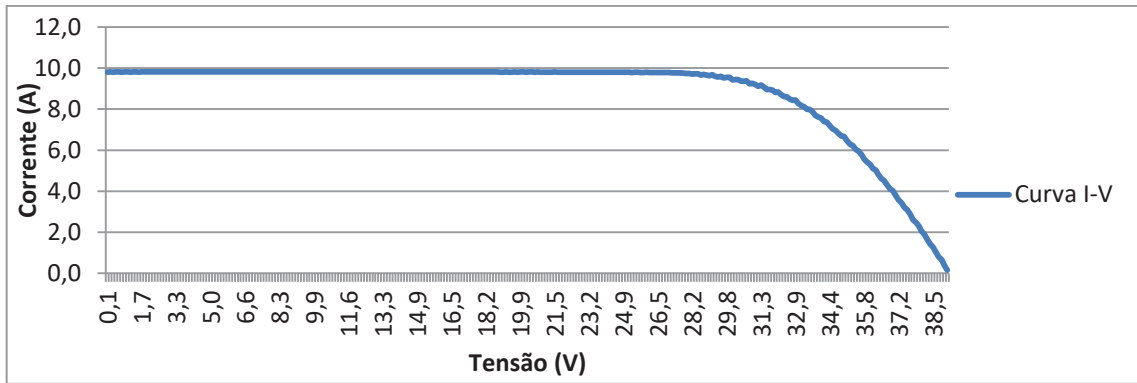


Figura 4.1 - Curva característica I-V do módulo monocristalino

A Fig.(4.2) abaixo ilustra o comportamento do módulo multicristalino. Por meio da figura pode-se notar que o referido módulo possui comportamento semelhante ao módulo monocristalino. Essa semelhança demonstra a qualidade do módulo, uma vez que o módulo multicristalino é formado por diversos cristais de silício. A característica destes módulos é o baixo custo de produção em relação ao silício monocristalino. A eficiência deste módulo foi de 15%.

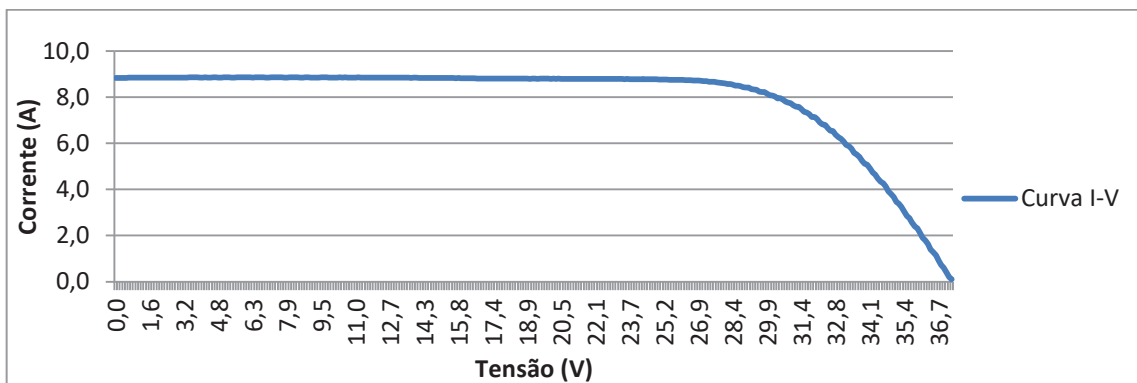


Figura 4.2 - Curva característica I-V do módulo multicristalino

O terceiro módulo ensaiado foi o da tecnologia CIGS, que possui como características o alto valor de tensão e baixo valor de corrente. Estas características podem ser vistas na Fig.(4.3). Além disso, é possível notar uma queda acentuada de corrente próximo à tensão de circuito aberto. Este fato pode ter ocorrido devido aos valores de correntes serem próximos de zero, ou um problema na medição, o que não caracteriza um problema no módulo testado. Apesar disto, esta tecnologia apresentou uma eficiência que corrobora com a literatura pesquisada. No caso deste módulo testado foi constatada uma eficiência de 11%.

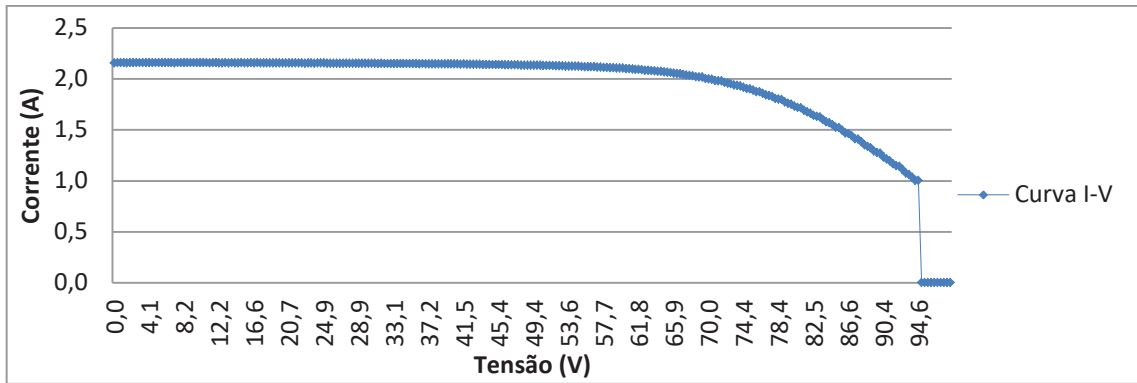


Figura 4.3 - Curva característica I-V do módulo CIGS

O último módulo ensaiado foi o de silício amorfo. Uma característica da tecnologia deste módulo é possuir uma alta capacidade de absorção de energia, além de possuir baixas correntes e elevadas tensões. A Fig. (4.4) ilustra bem esta característica. O módulo foi aferido com uma eficiência de 8%, valor próximo ao encontrado na literatura.

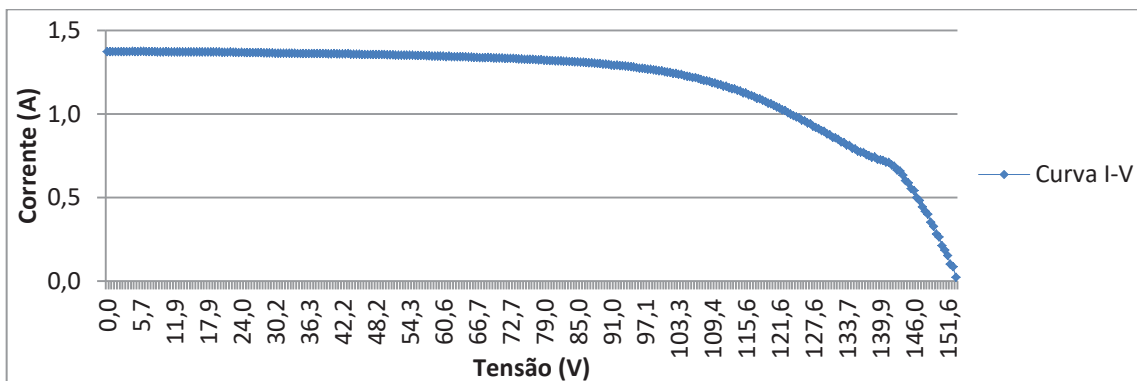


Figura 4.4 - Curva característica I-V do módulo Amorfo

4.2 PRODUTIVIDADE DE ENERGIA DOS MÓDULOS

De posse dos resultados da caracterização dos módulos, foi possível prospectar o comportamento anual de produtividade energética para a cidade de Porto Alegre, utilizando o software *PV Syst*, através da inclusão de dados climáticos fornecidos pelo INMET. A Fig. (4.5) ilustra o comportamento solar anual, no qual é possível verificar a variação da duração solar do dia. No solstício de inverno tem-se uma duração do dia de aproximadamente 10 horas, e no solstício de verão de aproximadamente 14 horas. Este incremento de horas de sol favorece uma maior geração de energia elétrica para o sistema. A Tab.(4.2) mostra os valores mensais médios de irradiação solar, temperatura do ar e a quantidade de horas de sol por dia (produtividade de referência) para o ano de 2010 registrados pelo INMET.

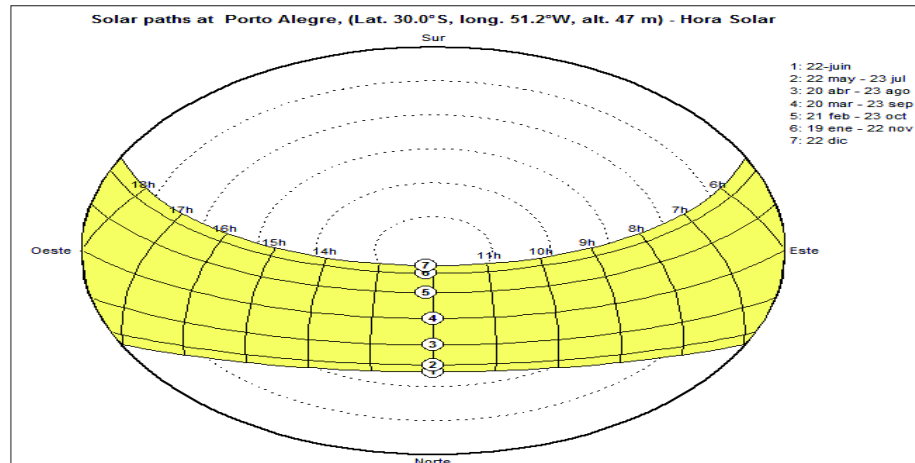


Figura 4.5 - Carta solar de Porto Alegre – RS.

Tabela 4.2 - Valores mensais médios de irradiação, temperatura do ar e produtividade de referência para o ano de 2010.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
G [kWh/m ²]	177,0	146,5	149,0	111,7	77,3	68,5	64,7	89,5	125,5	156,7	164,4	204,5
T amb [°C]	25,3	24,3	23,6	20,4	15,8	15,7	17,5	14,9	15,9	20,4	20,8	24,9
Yr [H/dia]	4,8	5,0	5,2	4,5	3,4	3,3	3,0	3,7	4,7	5,0	4,9	5,6

Fonte: UFSC com base em INMET (2010).

Com o objetivo de observar o comportamento e o impacto da influência climática nos módulos em um dia específico foram quantificadas a potência dos módulos ensaiados para o quinto dia dos meses de janeiro, março, maio e julho do ano de 2010. Esta análise ocorreu sem o uso do software *PVsystem*. Os resultados são apresentados na sequência.

No dia 5 de janeiro a temperatura do ar e a irradiância médias foram respectivamente 26,5°C e 594 W/m². Por meio da Fig. (4.6) pode-se observar que a radiação teve seu maior pico entre as 12 e as 15 horas. Neste dia, em especial, a irradiância se manteve acima de 200 W/m² por mais de 8 horas.

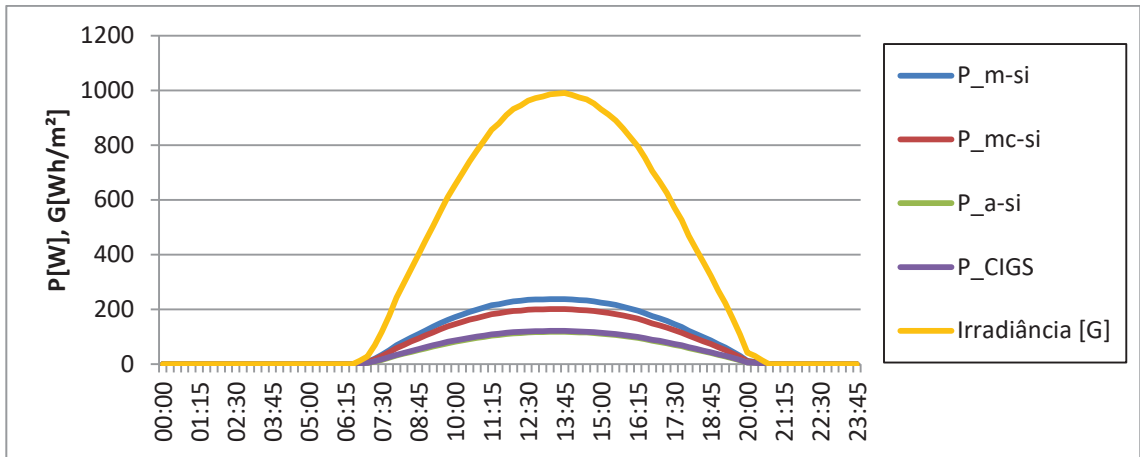


Figura 4.6 - Potência dos módulos e irradiância no dia 5 de janeiro de 2010.

Constata-se na Fig. (4.6) que o comportamento da irradiância caracteriza um dia de céu claro, pois não apresenta picos de irregularidades.

Para o dia 5 de março de 2010 a temperatura do ar e a irradiância média foram respectivamente 25 °C e 445 W/m². A Figura (4.7) ilustra a irradiância de um dia parcialmente encoberto, devido a sua instabilidade. Observa-se nesta figura que a irradiância varia bastante ao longo do dia e como consequência as potências dos módulos variam também com o mesmo comportamento.

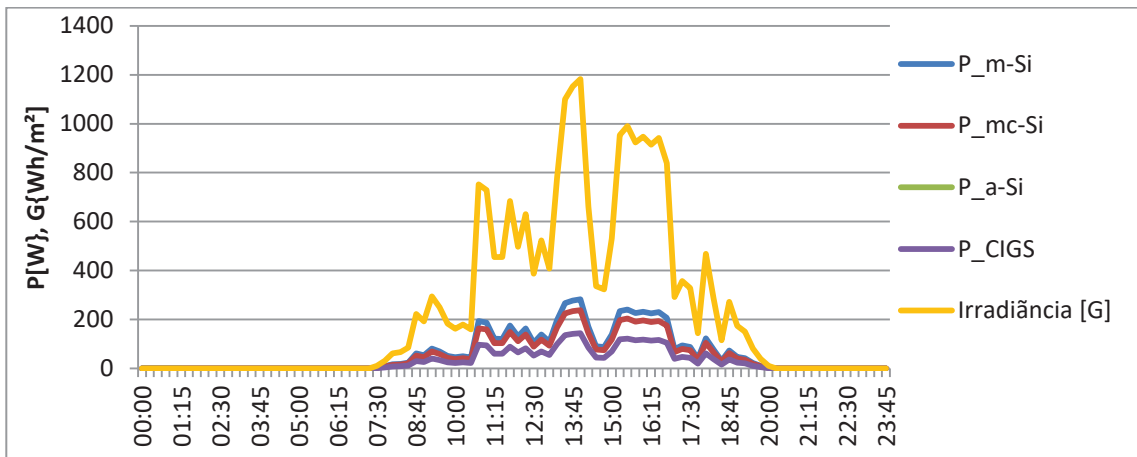


Figura 4.7 - Potência e irradiância no dia 5 de março de 2010.

Para o dia 5 de maio de 2010 a temperatura do ar e a irradiância média foram respectivamente 15 °C e 323 W/m². Dando prosseguimento à análise do comportamento de irradiância e potência dos módulos, a Fig.(4.8) mostra a irradiância para um dia sem nuvens, porém devido ao dia do ano, as horas de radiação solar são menores se comparado ao do dia 5

de janeiro de 2010. Para o dia 5 de maio de 2010 a irradiância teve seus maiores valores entre 10 às 13 horas.

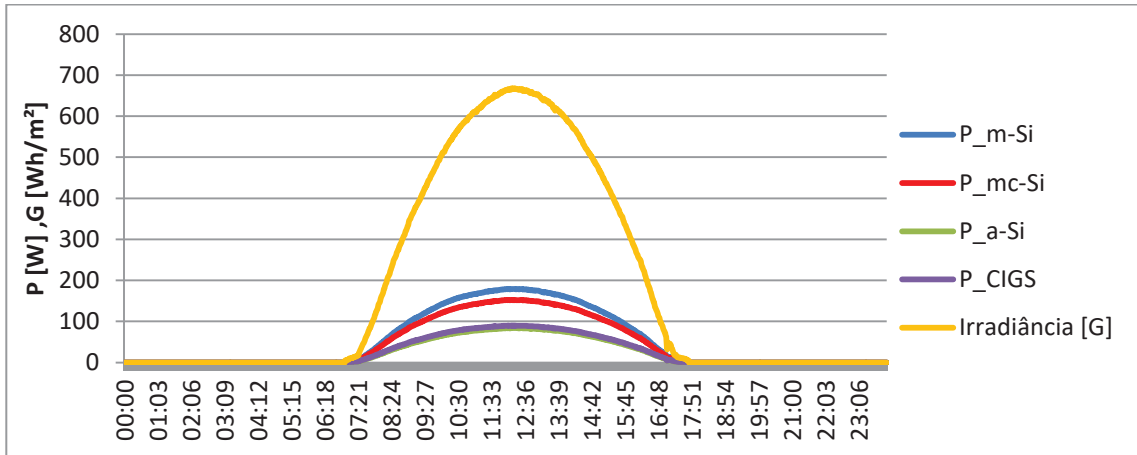


Figura 4.8 - Potência e irradiância para o dia 5 de maio de 2010.

Para o dia 5 de julho de 2010 a temperatura do ar e a irradiância média foram respectivamente 12,4°C e 335 W/m². A Fig. (4.9) ilustra a irradiância de um dia de céu limpo. Da mesma forma as potências dos módulos seguem a mesma linha de comportamento da irradiância.

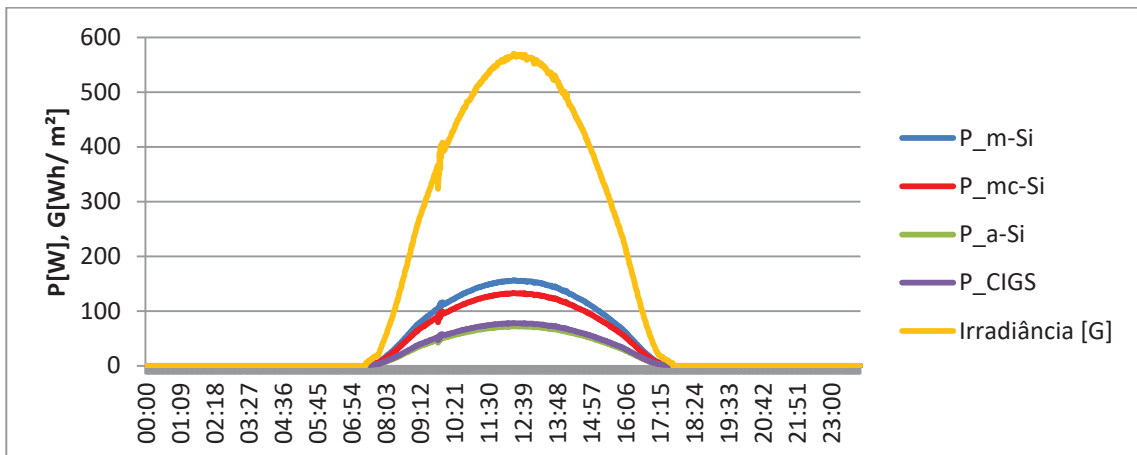


Figura 4.9 - Potência dos módulos e irradiância no dia 5 de julho de 2010.

Findada esta análise preliminar e com uso do software *PV_{sys}*, foi realizada a análise energética do sistema fotovoltaico proposto para pesquisa, fornecendo os índices de perdas de captura, produtividade fotovoltaica e o desempenho global descritos no capítulo 2.

Considerou-se a orientação norte geográfica, com o ângulo de inclinação variando de 10° a 90°. O valor mínimo de 10° de inclinação permite a autolimpeza do gerador

fotovoltaico, como sugere Yang (2010). Os resultados obtidos representaram o comportamento anual do ano de 2010 para a cidade de Porto Alegre-RS, de forma que as quatro tecnologias fotovoltaicas foram submetidas às mesmas condições de simulação, evidenciando o comportamento destas tecnologias fotovoltaicas para o local proposto. Os índices energéticos de perda energética L_c do módulo, a produtividade final Y_f e o desempenho global PR foram determinados por meio das Equações (3.5), (3.7) e (3.8), sendo apresentados na Tab. (4.3). Esta tabela é referente a uma orientação azimutal igual a 0° , ou seja, apontado para o norte geográfico.

Tabela 4.3 - Perdas de captura L_c , produtividade final Y_f e coeficiente de desempenho PR para um azimute igual a 0°

		L_c [kWh / kWp dia]				Y_f [kWh / kWp dia]				PR SISTEMA [%]			
		m-Si	mc-Si	CIGS	a-Si	m-Si	mc-Si	CIGS	a-Si	m-Si	mc-Si	CIGS	a-Si
Ângulo de inclinação [°]	10	0,94	0,63	0,42	0,55	3,30	3,58	3,79	3,66	74,50	80,90	85,50	82,70
	20	0,96	0,65	0,46	0,57	3,38	3,67	3,86	3,75	74,50	80,90	85,00	82,50
	30	0,96	0,65	0,47	0,57	3,40	3,69	3,87	3,77	74,60	81,00	84,90	82,70
	40	0,93	0,63	0,44	0,54	3,34	3,62	3,81	3,70	74,80	81,20	85,30	83,00
	50	0,87	0,58	0,38	0,49	3,20	3,47	3,67	3,56	75,10	81,50	86,20	83,60
	60	0,80	0,52	0,30	0,43	2,99	3,25	3,46	3,34	75,50	81,80	87,30	84,20
	70	0,71	0,46	0,24	0,36	2,71	2,94	3,16	3,04	75,70	82,10	88,00	84,80
	80	0,61	0,39	0,20	0,29	2,36	2,57	2,75	2,66	75,60	82,10	88,00	85,20
	90	0,52	0,33	0,19	0,24	1,96	2,13	2,27	2,22	74,90	81,50	86,90	85,00

A Fig. (4.10) mostra a média de perdas de captura de cada tecnologia pesquisada confirmando o quanto de energia anual é desperdiçado.

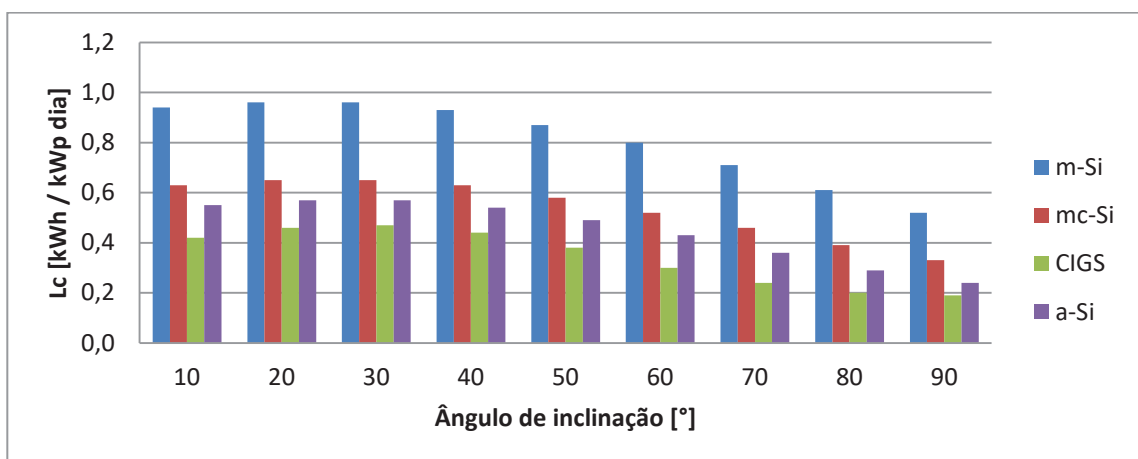


Figura 4.10 - Comportamento de perdas de captura L_c dos módulos em função do ângulo de inclinação para azimute igual a 0°

Atráves da Fig.(4.10) verifica-se que o módulo m-si apresenta maiores índices de perdas de captura se comparado com os demais módulos. Isto se deve ao coeficiente térmico

de potência fotovoltaica em função da temperatura do módulo. Esta perda é proporcional ao aumento da temperatura.

Outra informação obtida é a de que os módulos CIGS e a-Si apresentam menores índices de perda de captura, significando que estes módulos não sofrem grandes impactos com o aumento da temperatura de operação dos módulos. O módulo mc-si apresenta índices de perda intermediários entre os módulos da segunda geração e o módulo m-Si.

A segunda análise realizada consiste na produtividade fotovoltaica, que representa a energia gerada pelo sistema em um determinado período de tempo. A seguir, na Fig. (4.11) é ilustrada essa produtividade. Ela possui comportamento inverso ao que ocorreu nas perdas de captura. As maiores produtividades foram dos mc-Si, CIGS e a-Si, independentemente do ângulo de inclinação que o sistema é submetido. Verifica-se na Fig. (4.11), que o módulo CIGS obteve os maiores valores para o ângulo de inclinação de 20° e 30°.

A produtividade final do sistema Y_f diminuiu a partir do ângulo de inclinação de 50° na produtividade para todos os módulos pesquisados, demonstrando assim que este ângulo pode ser considerado o máximo recomendável para aproveitamento energético para os sistemas fotovoltaicos para a cidade de Porto Alegre. Essas informações corroboram com o que Rütter e Zilles (2011) observaram sobre o uso dos módulos CIGS e a-Si na produção de energia em determinados locais brasileiros, aproveitando ao máximo a irradiação incidente nos módulos. Cabe ressaltar que este ângulo de inclinação varia em função da localidade, bem como o comportamento climático anual deste local onde será instalado o sistema.

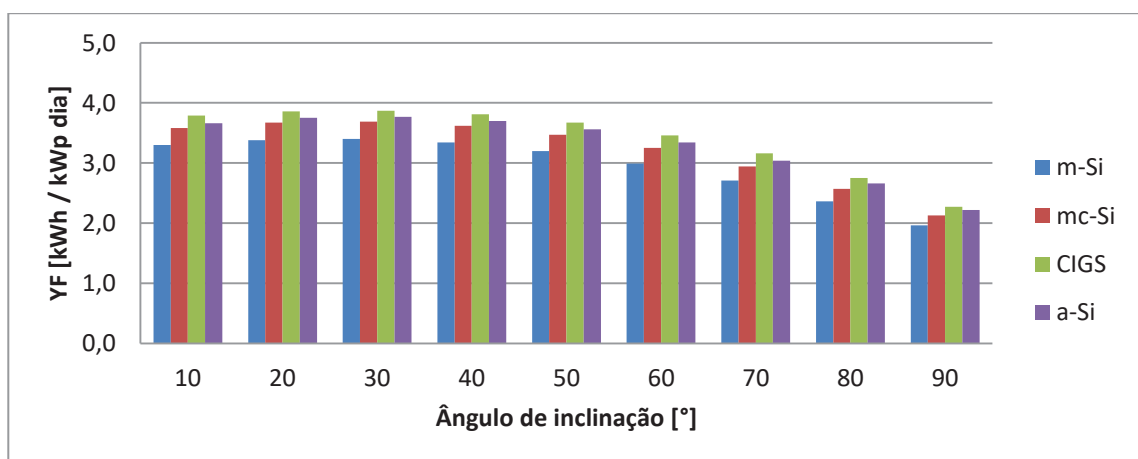


Figura 4.11- Comportamento de produtividade final Y_f do sistema, em função do ângulo de inclinação dos módulos para azimute igual a 0°

O terceiro índice avaliado foi o desempenho global do sistema *PR*, apresentado na Fig. (4.12). Os valores obtidos apresentam um comportamento padrão que independe do ângulo de inclinação, não apresentando diferenças relevantes.

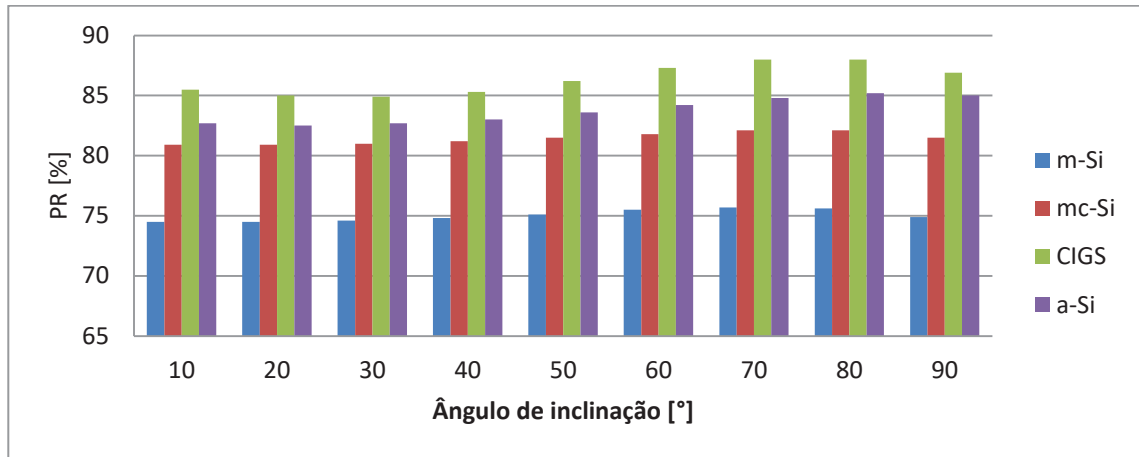


Figura 4.12- Comportamento de desempenho global *PR* do sistema, em função do ângulo de inclinação dos módulos para azimute igual a 0°

Observa-se que os módulos m-Si e mc-Si apresentam valores médios de desempenhos globais *PR* de 75 a 80%. Para os módulos CIGS e a-Si, houve um ganho de *PR* a medida que aumentou o ângulo de inclinação. Esta melhora de desempenho deve-se ao fato de que estas tecnologias possuem uma maior capacidade de conversão de energia na radiação difusa.

Buscando-se fazer um estudo comparativo desta pesquisa, foi realizada uma análise acerca do ganho ou perda de produtividade dos módulos estudados quando comparados a um ângulo de inclinação de 30°, com azimute de 180°.

Esse parâmetro foi definido com base na literatura pesquisada, onde relata que o melhor ângulo de instalação dos módulos é o correspondente à latitude do local. Com base neste parâmetro são apresentados os valores normalizados em relação à produtividade de referência de cada tecnologia pesquisada. Todos os módulos simulados apresentaram desempenho com diferença de produtividade de até 3% em relação ao resultado de referência entre orientação norte e noroeste com uma inclinação de até 40°. Porém, houve uma ligeira vantagem de produtividade quando os módulos foram orientados ao oeste em relação ao leste, compreendendo um ângulo de inclinação de até 20°. Isso se deve a maior disponibilidade de radiação no período da tarde. Por outro lado, os resultados de produtividades declinaram, a partir de 50° de inclinação, quando comparado a produtividade referência. Esta observação

deve-se a influência da latitude na produção anual de energia. A Tab. (4.4) ilustra a produtividade final do sistema, normalizada para o módulo m-Si.

Tabela 4.4-Produtividade final do sistema Y_f , normalizada para o módulo m-Si

	Azimute [°]	OESTE			NORTE		LESTE		SUL
		230	270	315	0	45	90	130	180
Ângulo de inclinação [°]	10	0,87	0,93	0,96	0,97	0,95	0,91	0,79	0,86
	20	0,80	0,91	0,98	0,99	0,95	0,88	0,73	0,77
	30	0,72	0,88	0,98	1,00	0,94	0,83	0,66	0,68
	40	0,64	0,84	0,96	0,98	0,90	0,78	0,59	0,59
	50	0,56	0,79	0,92	0,94	0,86	0,72	0,52	0,49
	60	0,49	0,72	0,86	0,88	0,79	0,65	0,46	0,41
	70	0,43	0,65	0,79	0,80	0,71	0,58	0,40	0,34
	80	0,37	0,58	0,70	0,69	0,62	0,51	0,34	0,28
90	0,33	0,49	0,60	0,58	0,52	0,43	0,30	0,24	

Através da Tab. (4.4) pode-se observar a peculiaridade desta tecnologia, que se situa no fato de que a diferença de produtividade fotovoltaica não chega a ser relevante na orientação noroeste ou nordeste, e com inclinação de até 30°, podendo esta inclinação ser aumentada em até 40°, quando orientado para o noroeste, pois este módulo foi caracterizado com uma eficiência energética de 15%, considerada a maior dentre as tecnologias pesquisadas neste trabalho. O melhor desempenho anual foi com ângulo de inclinação de 20° e azimute 0°. Este comportamento de produtividade foi o mesmo para o módulo p-Si, apresentado na Tab. (4.5), no que se refere a ângulo de inclinação de até 20°, orientados a nordeste e noroeste.

Tabela 4.5- Produtividade final do sistema Y_f , normalizada para o módulo p-Si

	Azimute [°]	OESTE			NORTE		LESTE		SUL
		230	270	315	0	45	90	130	180
Ângulo de inclinação [°]	10	0,87	0,93	0,96	0,97	0,95	0,91	0,83	0,86
	20	0,80	0,91	0,98	0,99	0,95	0,88	0,76	0,78
	30	0,72	0,88	0,98	1,00	0,94	0,83	0,68	0,69
	40	0,64	0,84	0,96	0,98	0,90	0,78	0,60	0,59
	50	0,56	0,79	0,92	0,94	0,85	0,72	0,52	0,50
	60	0,49	0,73	0,86	0,88	0,79	0,65	0,44	0,41
	70	0,43	0,66	0,79	0,80	0,71	0,58	0,38	0,34
	80	0,37	0,58	0,70	0,70	0,62	0,51	0,33	0,28
90	0,33	0,50	0,60	0,58	0,53	0,43	0,28	0,26	

A tecnologia p-si orientada ao norte apresentou uma faixa de inclinação satisfatória, compreendendo o ângulo de inclinação que varia de 10° a 40°. Esta produtividade energética difere apenas 2% da produtividade final de referência. O melhor desempenho anual foi com

ângulo de 20° e azimute 0°. Quando variada a posição azimutal, constata-se que há diferença de até 5% de produtividade final entre noroeste e nordeste em relação à produtividade final de referência, prevalecendo a orientação noroeste com resultados muito próximos da produtividade normalizada. Diante do exposto, pode-se concluir que, assim como a tecnologia m-si, o p-si podem ser posiciados a noroeste sem que haja perda significativa de produção de energia, pois suas eficiências energéticas são maiores em relação às outras tecnologias pesquisadas.

São propostas duas configurações de instalação do sistema fotovoltaico com o propósito de elucidar esta informação. A primeira configuração consiste em uma construção civil com telhado de laje. Neste cenário é possível orientar os módulos à noroeste, com uma inclinação de 10° sem prejuízo de produção de energia, permitindo, ainda a autolimpeza dos mesmos, evitando também o efeito de sobreamento sobre os módulos. O segundo cenário é considerando uma construção civil com telhado com vista para o norte, onde pode haver uma instalação de uma sistema fotovoltaico com uma inclinação de instalação dos módulos de até 40° sem que comprometa significativamente a produção de energia.

A segunda geração de módulos fotovoltaicos que foi pesquisada neste trabalho apresentou um comportamento similar aos descritos anteriormente, apenas com algumas peculiaridades. A Tab. (4.6) apresenta a produtividade final normalizada do módulo CIGS submetidos a variação azimutal e ângulo de inclinação.

Tabela 4.6- Produtividade final do sistema Y_f , normalizada para o módulo CIGS

	Azimute [°]	OESTE			NORTE		LESTE		SUL
		230	270	315	0	45	90	130	180
Ângulo de inclinação [°]	10	0,94	0,94	0,97	0,98	0,96	0,92	0,78	0,95
	20	0,89	0,93	0,99	1,00	0,96	0,89	0,71	0,86
	30	0,80	0,89	0,98	1,00	0,94	0,84	0,64	0,75
	40	0,70	0,85	0,96	0,98	0,90	0,79	0,55	0,64
	50	0,61	0,80	0,93	0,95	0,86	0,73	0,47	0,53
	60	0,53	0,73	0,87	0,89	0,80	0,66	0,40	0,44
	70	0,45	0,66	0,80	0,82	0,73	0,59	0,34	0,35
	80	0,39	0,59	0,72	0,71	0,64	0,52	0,29	0,29
	90	0,34	0,50	0,62	0,59	0,54	0,43	0,25	0,26

Nota-se que a produtividade do módulo da tecnologia CIGS orientada a norte também apresentou uma faixa de inclinação com produtividade final bem próxima a produtividade final de referência. Essa inclinação pode variar em até 40° sem que haja queda de produção de energia fotovoltaica. Esta boa produtividade final ocorre também quando os módulos são

orientados a noroeste, porém a faixa de inclinação é menor, podendo ser de no máximo 30°. A produtividade fotovoltaica deste módulo apresentou uma pequena melhora de produtividade quando orientados a leste se comparado com os módulos m-Si e mc-Si. Esta pequena melhora é oriunda da capacidade de conversão da radiação difusa do módulo CIGS na conversão de energia.

Conforme observado na caracterização dos módulos pesquisados, é relevante que o módulo CIGS seja restrito a uma orientação de instalação onde há menor diferença de produtividade final fotovoltaica em relação a produtividade final de referência, restringindo assim a orientação de norte a oeste com uma inclinação de instalação de no máximo 30°. Esta restrição de orientação deve-se ao fato do módulo CIGS possuir menor eficiência energética se comparado aos módulos m-Si e mc-Si.

Por fim, a ultima tecnologia pesquisada foi do módulo a-Si. Esta apresentou resultados com uma diferença de 1% em relação aos do módulo CIGS. Por ser tratar de uma tecnologia que possuiu a menor eficiência energética dentre os demais pesquisados neste trabalho, verificou-se uma diferença de até 3% de produtividade final fotovoltaica na análise. Sendo assim, inclinações de até 30° orientadas a norte e noroeste são indicadas para a tecnologia a-Si, sem agravar a produção de energia.

Tabela 4.7- Produtividade final do sistema Y_f , normalizada para o módulo a-Si

	Azimute [°]		OESTE		NORTE		LESTE		SUL
		230	270	315	0	45	90	130	180
Ângulo de inclinação [°]	10	0,84	0,93	0,96	0,97	0,95	0,91	0,78	0,83
	20	0,78	0,92	0,98	0,99	0,95	0,88	0,71	0,76
	30	0,70	0,89	0,98	1,00	0,94	0,84	0,62	0,67
	40	0,63	0,85	0,96	0,98	0,90	0,79	0,54	0,58
	50	0,55	0,79	0,92	0,94	0,86	0,73	0,46	0,49
	60	0,48	0,73	0,87	0,89	0,80	0,66	0,38	0,41
	70	0,42	0,67	0,80	0,81	0,72	0,59	0,32	0,34
	80	0,37	0,59	0,71	0,71	0,63	0,52	0,26	0,29
	90	0,33	0,51	0,62	0,59	0,54	0,44	0,22	0,26

Através da Tab. (4.7) também é possível observar os efeitos da temperatura, radiação solar, resposta espectral e posicionamento dos módulos, vistos nas seções 2.4.1 ,2.5 e 2.6 nesta ordem. O ângulo de inclinação de até 40° orientado ao norte, deve ser restrito, para que não haja redução na produção de energia, devido a baixa eficiência energética da tecnologia a-Si. Observando as Fig.(4.6) e Fig(4.7) é possível constatar que as produções de energias dos módulos fotovoltaicos foram maiores se comparado aos da Fig.(4.8) e Fig(4.9). Esta

informação de aumento de produção de energia é oriunda do movimento do sol no transcorrer do ano e ratificado nas Tabelas. (4.4), (4.5) e (4.7). Com esta análise constata-se uma gama de orientação azimutal para o posicionamento de sistemas fotovoltaicos, bem como níveis de inclinações que mantêm os valores de produtividade final de sistemas fotovoltaicos próximos aos da produtividade final de referência.

5 CONCLUSÃO

A partir da crescente demanda energética brasileira, aliada aos avanços tecnológicos dos módulos fotovoltaicos, foi que a pesquisa em energia solar se evidenciou, tornando-se importante para o avanço da diversidade da matriz energética do país. Com isso, os estudos de caracterização de módulos e dos seus impactos de desempenho energético nos sistemas fotovoltaicos, com base em dados meteorológicos reais, são importantes, pois permitem uma melhor compreensão e previsibilidade de geração de sistemas fotovoltaicos ao longo do tempo. Este estudo buscou analisar o comportamento energético de quatro tecnologias de módulos oferecidos comercialmente, em diferentes configurações azimutais e inclinações. Os resultados obtidos e os respectivos estudos comparativos sugerem uma gama de alternativas de orientação geográfica e de posicionamento de instalação dentre as tecnologias de módulos pesquisados em diferentes configurações azimutais e inclinações

No que tange ao posicionamento azimutal foi constatado que os módulos orientados ao norte e à noroeste atendem de maneira satisfatória o sistema fotovoltaico. A orientação nordeste é indicada para módulos m-Si e mc-Si devido aos mesmos possuírem maiores eficiências energéticas.

Referindo aos ângulos de inclinação, verificou-se que ângulos de até 40° orientados ao norte mantém os sistemas fotovoltaicos próximos às maiores produções de energia. Quando o gerador fotovoltaico é submetido à variação azimutal, este ângulo de inclinação decresce para até 30° sem prejuízo para o sistema de fotovoltaico.

Verificando os módulos CIGS e a-Si, foi aferido que o modulo CIGS possui desempenho superior ao a-Si e que as melhores posições para a produção de energia se restringem a orientação norte e noroeste devido à baixa eficiência energética, se comparado aos módulos m-Si e mc-Si.

Quanto às tecnologias pesquisadas, consta-se que o módulo p-Si atende de maneira satisfatória a uma gama de configurações de orientação e instalação sem comprometer a produção anual de energia.

Por fim, a pesquisa demonstra a importância da boa escolha da tecnologia, da orientação azimutal e o do ângulo de inclinação para a produção de energia fotovoltaica, permitindo ao o projetista um discernimento em relação às configurações.

5.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Salienta-se a importância da continuidade deste estudo empregando outras variáveis no sistema, como por exemplo, o efeito do sombreamento de objetos tridimensionais sobre os módulos fotovoltaicos, tornando-se assim, um cenário próximo à realidade encontrada na construção civil. Além disso, pode-se também elencar como prosseguimento da pesquisa a realização de um estudo experimental a fim de comparar os resultados obtidos por meio da simulação com os resultados experimentais.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- ALMEIDA, MARCELO PINHO. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) -- Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2012. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/lsf/sites/default/files/Mestrado_Marcelo_Pinho_Almeida.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2016
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). “**NBR12136 Módulos fotovoltaicos – Determinação de características fotoelétricas**”, Rio de Janeiro, RJ, 1991.
- BLAIR, N. A.; DOBOS, A., N. **Case Studies comparing System Advisor Model (SAM) results to real performance data. presented at the 2012**. Denver. Golden: National Renewable Energy Laboratory. 2012 . Trabalho apresentado no World Renewable Energy Forum Denver, Colorado May 13-17, 2012. (Conference Paper NREL/CP-6A20-54676). Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54676.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- BLAIR, N.; MEHOS, M.; CHRISTENSEN, C. **Modeling photovoltaic and concentrating solar power trough performance, cost, and financing with the solar advisor model. presented at SOLAR 2008**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2008. Trabalho apresentado no American Solar Energy Society (ASESC), San Diego, California, May 3-8, 2008. (Conference Paper NREL/CP-670-42922). Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42922.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- BÜLHER, A. J. **Estudo de Técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 2011. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica- PROMEC, UFRGS, Porto Alegre, 2011. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/10621>>. Acesso em: 15 jun. 2016
- BYRNE, J. *et al.* Evaluating the economics of photovoltaics in a demand-side management role. **Energy Policy**, Issue 2, v. 24, n. 2, p. 177-185, 1996.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SERGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL**. Rio de Janeiro, 2014.
- DIENSTAMNN, G. **Energia Solar, uma comparação de tecnologias**. Trabalho de conclusão de graduação. 2009 (Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2009. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/24308>>. Acesso em: 15 jun. 2016

DINGPU, L. *et al.* Analysis of non-uniformity of irradiance measurement uncertainties of a pulsed solar simulator proceedings of. **The International Society for Optical Engineering - SPIE**, Issue 0277-786X, v. 8563,p 1-5, 2012

DIRNBERGER, D. et al. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV Technologies, Solar Energy Materials & Solar Cells. **Solar Energy**, n. 0927-0248, v.120, p.337-344, 2015.

DOBOS, A.; GILMAN, P.; KASBERG, M. 2012. **P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model** Presented at the 2012. e **World Renewable Energy Forum**.. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2012. Trabalho apresentado no American Solar Energy Society (ASESC), Denver, Colorado, May 13-17, 2012. (Conference Paper NREL/CP-6A20-54488). Disponível em: < <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54488.pdf> >. Acesso em: 15 jun. 2016

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. **Solar engineering of thermal processes**.3rd ed. New York: John Wiley& Sons, 2013.

DUSONCHET, L.; TELARETTI, E. Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries. **Energy Policy**. Issue 8, v.38, p.4011-4020, 2010.

DUSONCHET, L.; TELARETTI, E. Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries. **Energy Policy**. Issue 8, v.38, p.4011-4020, 2010.

EBERHARTH, D. **Desenvolvimento de um Sistema Completo para Caracterização de Células Solares**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais)- Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005. Disponível em:< http://www.pucrs.br/cbsolar/pdf/dissertacao_dario.pdf >. Acesso em: 15 jun. 2016.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética], 2014. Nota técnica DEA 13/14: Demanda de Energia 2050. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Rio de Janeiro/RJ. Acesso em: 9 set. 2016.

FREITAS, S. **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, 2008. Disponível em:< <http://hdl.handle.net/10198/2098> >. Acesso em: 15 jun. 2016

FRONDEL, M. *et al.* Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. **Energy Policy**. Issue 8, v.38, p.4048-4056, 2010.

GASPARIN, F. **Desenvolvimento de um traçado de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto alegre, 2011. Disponível em:< <http://hdl.handle.net/10183/15729> >. Acesso em: 15 jun. 2016

GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (CBENS), 6., Belo Horizonte, 2016. **Anais eletrônicos...** Belo Horizonte, 2016. 1 pen-drive.

- GNOATTO, E. *et al.* Eficiência de um conjunto fotovoltaico em condições reais de trabalho na região de Cascavel. **Acta Scientiarum Technology**, Maringá, n.2, v. 30, p. 215-219, 2008.
- HÄBERLIN, H. **Photovoltaics: System design and practice**, Wiley, United Kingdom, 2012.
- INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Portaria 004/2011 e anexo**: requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (Módulo, Controlador de carga, inversor e Bateria). Rio de Janeiro, 2006.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61215 describes the Crystallin e silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**, 2006.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) 2014, **Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy** – 2014 Edition. Disponível em:< <http://www.iea.org/publications>>. Acesso em: 15 jun. 2016
- KORMANN, L.; PEROZA, J.; SILVA, J. ; RAMPINELLI, G. Desenvolvimento de mapas de avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes ângulos de inclinação e de azimute. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente** ISSN 2314-1433, v. 18, p.04.01-04.08, Impreso en la Argentina, 2014.
- MACAGNAN, M.; LORENZO, E.; JIMENEZ C. Solar radiation in Madrid. **Int J Solar Energy**. [S.l.], n. 16, p. 1–14, 1994.
- MAKHNIY, V. *et al.* Luminescence peculiarities of wide-gap II-IV compounds with quantum-size surface structure. **Theoretical and Experimental Chemistry**. Issue 6, v.51, p 366–374, 2016.
- MALVINO, P. **Eletrônica**. São Paulo: McGraw-Hill, 2011. v. 7.
- MARRERO, A.; MATOS, J.; OLIVEIRA; A. Comparison of software prediction and measured performance of a grid-connected photovoltaic power plant. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**. n.7, p. 063102 ,2015.
- MASINI, A.; FRANKL, P. Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach. **Technological Forecasting and Social Change**. Issue 1, v.70,p.39-65, 2003
- NASSAU, K.. **The Physics and Chemistry of Color: The Fifteen Causes of Color**. 2nd ed., Wiley, 2001.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). CP-520-37358: Performance parameters for grid-connected pv systems. p. 9. Lake Buena Vista, 2005.
- NEIJ, L. Cost development of future technologies for power generation- -A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. **Energy Policy**. Issue 6, v.36, p.2200-2211, 2008.

PEREZ, R; INEICHEN,P; SEALS,R; MICALSKY,J; STEWART, R. Modelling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v.44, p. 271-289, 1990.

PICCOLI, L. **Desenvolvimento de metodologia e bancada para ensaio de exposição solar prolongada de módulos fotovoltaicos de filmes finos**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto alegre, 2015. Disponível em:< <http://hdl.handle.net/10183/127915> >.Acesso em: 9 set. 2016

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL (PUCRS). NT-Solar. **Energia solar fotovoltaica**. Porto Alegre, 2008. Disponível em:< www.pucrs.br/cbsolar >.Acesso em: 9 set. 2016.

POSIÇÃO e espectro solar. [S.l.], 2016. Instalações Disponível em: <<http://www.electronica-pt.com/instalacao-sistema-fotovoltaico>>. Acesso em: 9 set. 2016.

RÔSSA, C. **Simulação computacional e análise da produção de energia para sistemas fotovoltaicos em conexão com a rede elétrica**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) -- Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2014. Disponível em:< <http://www.repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/3713>>.Acesso em: 9 set. 2016

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**. Issue 3, v.39, p. 1027-1030, 2011.

SILICIO AMORFO. [S.l.], 2016. Mas como funcionam esses módulos Disponível em: < http://www.newhome.com.br/htmls/ekohome/Solar/Fotovoltaico/Cristalino/primeiros_passos_ger_fotovolt.htm >. Acesso em: 9 set. 2016.

SILVA, C. D.; SERAPHIM, J. O. Eficiência da conversão de irradiação solar em energia elétrica por módulo fotovoltaico. **Energia na Agricultura**, Botucatu, n.2, v.20, p.1-13, 2005.

SIMPLICIO, R. Impacto do sombreamento em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (CBENS), 6., Belo Horizonte, 2016. **Anais eletrônicos...** Belo Horizonte, 2016. Disponível em:<https://www.researchgate.net/publication/305650566_IMPACTO_DO_SOMBREAMENTO_EM_UM_SISTEMA_FOTOVOLTAICO_CONECTADO_A_REDE_ELETRICA>. Acesso em: 9 set. 2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA (UFSC). Laboratório de Eficiência Energética em Edificações (LabEEE). **Arquivos climáticos INMET 2010**. Disponível em: <<http://www.labeee.ufsc.br/downloads/arquivos-climaticos/formato-epw>>. Acesso em: 9 mar. 2016.

WOYTE, A. *et. al.* Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis. In **28th PV Solar Energy Conference and Exhibition**, Paris, France, 2013. Disponível em:< <http://www.eupvsec-proceedings.com> >. Acesso em: 9 set. 2016

YANG, C.-J. Reconsidering solar grid parity. **Energy Policy**, Issue 7, v. 38, p.3270-3273, 2010.

ZOMER, CD; COSTA, Mr ; NOBRE, A ; Ruther, R. Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. **Energy And Buildings**. n.0378-7788, v. 66, p.607-615, 2014.