

Ruany Dolla

**COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO COMPOSTO POR SEIS TECNOLOGIAS EM
CLIMA TROPICAL E SUBTROPICAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica e Eletrônica da
Universidade Federal de Santa
Catarina, como requisito para
aprovação da disciplina: EEL 7890
– Projeto Final de Curso.

Orientadora: Prof^ª. Helena Flávia
Naspolini, Dr^ª. Eng Civil

Coorientador: Prof^º. Ricardo
Rüther, Eng. Metalúrgico, Ph.D

Florianópolis
2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Dolla, Ruany

COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTVOLTAICO COMPOSTO POR SEIS TECNOLOGIAS EM CLIMA TROPICAL E SUBTROPICAL/ Ruany Dolla ; orientador, Helena Naspolini, coorientador, Ricardo Rütther, 2018. 87 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Energia Solar. 4. Energia Renovável. 5. Tecnologia Fotovoltaica. I. Naspolini, Helena. II. Rütther, Ricardo. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

**COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPOSTO POR SEIS
TECNOLOGIAS EM CLIMA TROPICAL E SUBTROPICAL**

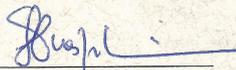
Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica, e aprovado em sua forma final pelo Departamento de Engenharia Elétrica e pela Banca Examinadora

Florianópolis, 30 de janeiro de 2018.



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr. Eng.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



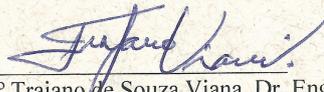
Prof.ª Helena Flávia Napolini, Dr.ª Eng.
Orientadora



Prof.º Ricardo Rüther, PhD
Coorientador



Prof.º Hans Helmut Zurn, Ph.D. Eng.



Prof.º Trajano de Souza Viana, Dr. Eng.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço meu pai, Geraldo, e minha mãe, Marlene, por sempre acreditarem em mim e pelo exemplo de pessoas íntegras e responsáveis.

Ao Professor Ricardo Rütther e a Professora Helena Napolini, pela oportunidade, orientação e inspiração que sempre proporcionam a mim e aos membros do Grupo Fotovoltaica-UFSC e do LECIE.

Aos meus colegas do Grupo Fotovoltaica-UFSC e do LECIE por todo o companheirismo e amizade.

Aos professores Hans Helmut Zurn e Trajano de Souza Viana, pelo aceite em participar da banca examinadora.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo comparar o desempenho de um sistema fotovoltaico de 54kWp composto por seis tecnologias (a-Si, a-Si/ μ -Si, m-Si, p-Si, CIGS e CdTe) de 9kWp cada, em duas diferentes condições climáticas na matriz elétrica brasileira. O sistema fotovoltaico foi instalado em Aratiba/RS (27° S, 52° O), clima subtropical com verão quente, e replicado em Itiquira/MT (17° S, 54° O), caracterizada por clima tropical com inverno seco. Os resultados mostram maior incidência de irradiação solar e conseqüentemente, maiores temperaturas em latitudes mais baixas, com valor médio diário de irradiação solar global no plano horizontal e temperatura ambiente de 5,3kWh/m² e 26,4°C para Itiquira e 4,2kWh/m² e 20,2°C para Aratiba. No período analisado, Itiquira apresentou irradiação solar global horizontal média diária aproximadamente 27,1% maior do que a de Aratiba, e temperatura ambiente média diária 30,4% maior do que a de Aratiba. Em Aratiba, com irradiação solar inclinada média mensal de 129,8 kWh/m² o sistema fotovoltaico apresentou uma geração de 63,3 MWh. Em Itiquira, com irradiação solar inclinada média mensal de 168,6 kWh/m², aproximadamente 30,0% maior do que a de Aratiba, a geração solar fotovoltaica foi de 81,2MWh (28,3% maior). O desempenho e a produtividade de cada tecnologia e do sistema fotovoltaico também foram avaliados. Em Itiquira, local de maior temperatura média anual, as tecnologias de a-Si e CdTe, que possuem os menores índices de perdas de potência por temperatura, tiveram melhor desempenho. Em Aratiba, localizada na região Sul do país, as tecnologias de p-Si e m-Si, que são as mais afetadas por altas temperaturas, obtiveram resultados mais satisfatórios frente às outras tecnologias.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Irradiação Solar. Tecnologias fotovoltaicas. Desempenho.

ABSTRACT

This work aims to compare the performance of a 54kWp photovoltaic system composed of six technologies (a-Si, a-Si/ μ -Si, m-Si, p-Si, CIGS and CdTe) of 9kWp each, under two different climatic conditions in the matrix Brazilian electricity. The photovoltaic system was installed in Aratiba/RS (27 °S, 52 °W), subtropical climate with hot summer, and replicated in Itiquira/MT (17 °S, 54 °W), characterized by tropical climate with dry winter. The results show a higher incidence of solar irradiation and, consequently, higher temperatures in lower latitudes, with an average daily value of global solar irradiation in the horizontal plane and ambient temperature of 5,3 kWh/m² and 26,4 °C for Itiquira and 4,2 kWh/m² and 20,2 °C for Aratiba. In the analyzed period, Itiquira presented average daily global solar irradiance of approximately 27,1% higher than that in Aratiba, and average daily ambient temperature 30,4% higher than that in Aratiba. In Aratiba, with a monthly average inclined solar irradiance of 129,8 kWh/m², the photovoltaic system presented a generation of 63,3 MWh. In Itiquira, with monthly average inclined solar irradiation of 168,6 kWh/m², approximately 30,0% higher than Aratiba, solar photovoltaic generation was 81,2MWh (28,3% higher). The performance and productivity of each technology and the photovoltaic system were also evaluated. In Itiquira, where the average annual temperature is higher, the a-Si and CdTe technologies, which have the lowest power losses per temperature, the performance was better. In Aratiba, located in the southern region of the country, the p-Si and m-Si technologies, which are most affected by high temperatures, obtained better results than other technologies.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Solar Irradiance. Photovoltaic technologies. Performance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Distribuição espacial climática segundo critérios de Köppen para banco de dados entre os anos de 1901-2010 para todos os subtipos climáticos.	18
Figura 2: Distribuição espacial climática segundo critérios de Köppen para banco de dados entre os anos de 1901-2010 para os cinco maiores grupos.	19
Figura 3: Geometria Sol-Terra e as estações do ano para o Hemisfério Sul.	21
Figura 4: Classificação climática do Brasil, segundo critérios de Köppen.	22
Figura 5: Classificação climática do Brasil, segundo critérios de Köppen.	23
Figura 6: Componentes da irradiância solar. Fonte: Pereira <i>et al</i> , 2017.	25
Figura 7: Mapa da irradiação solar global horizontal média diária.	26
Figura 8: Camadas de uma célula fotovoltaica.	28
Figura 9: Diagrama de sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado à edificação: 1 – painel fotovoltaico, 2 – inversor e 3 – medidor de energia.	30
Figura 10: Diagrama de sistema fotovoltaico isolado: 1 – painel fotovoltaico, 2 – controlador de carga, 3 – banco de baterias e 4 – inversor.	30
Figura 11: Curva IxV para 4 módulos conectados em série. Sem sombreamento (linha contínua); com sombreamento de 50% em uma de suas células (linha tracejada); com o mesmo sombreamento, mas com diodos de desvio (curvas com linha contínua e pontos).	32
Figura 12: Evolução da Irradiância Solar Diária - GDC célula de referência suja e GCC célula de referência limpa.	33
Figura 13: Resposta das tecnologias fotovoltaicas para diferentes irradiâncias.	34
Figura 14: Resposta Espectral Relativa de algumas tecnologias fotovoltaicas em STC.	35
Figura 15: Curvas de eficiência do Inversor PVI-10-I em função do seu carregamento para diferentes tensões de entrada.	36
Figura 16: Vista geral do MA-Aratiba/RS.	42
Figura 17: Vista geral do MA-Itiquira/MT.	42
Figura 18: Estação Solarimétrica.	43

Figura 19: Distribuição de irradiância para diferentes intervalos de aquisição de dados para Itiquira. Ano base: 2015.....	45
Figura 20: Fluxograma de análise dos dados solarimétricos e de geração FV.....	47
Figura 21: Percentual de dados válidos mensais da EES MA-Aratiba.....	48
Figura 22: Percentual de dados válidos mensais da EES MA-Itiquira.....	48
Figura 23: Percentual de dados válidos mensais dos inversores do MA-Aratiba.....	51
Figura 24: Percentual de dados válidos mensais dos inversores do MA-Itiquira.....	51
Figura 25: Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária em Aratiba/RS.....	52
Figura 26: Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária em Itiquira/MT.....	53
Figura 27: Energia acumulada da distribuição de irradiância.....	57
Figura 28: Irradiação difusa horizontal e direta.....	59
Figura 29: Dados mensais de irradiações médias inclinadas, difusa e temperatura ambiente no MA-Aratiba e MA-Itiquira.....	61
Figura 30: Evolução mensal das diferenças percentuais de irradiação e temperatura ambiente do MA-Itiquira em relação ao MA-Aratiba e percentuais mensais de horas de chuva.....	62
Figura 31: Evolução mensal da energia solar fotovoltaica gerada no MA-Aratiba (esquerda) e no MA-Itiquira (direita).....	63
Figura 32: Evolução mensal das diferenças percentuais da geração FV das tecnologias do MA-Itiquira em relação ao MA-Aratiba e da irradiação inclinada média mensal.....	64
Figura 33: Evolução mensal do desempenho das tecnologias do MA-Aratiba.....	67
Figura 34: Evolução mensal do desempenho das tecnologias do MA-Itiquira.....	68
Figura 35: Evolução mensal do fator de capacidade das tecnologias de cada MA.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais características dos tipos climáticos.	20
Tabela 2: Resumo das características dos módulos fotovoltaicos utilizados	40
Tabela 3: Resumo da configuração do MA.	41
Tabela 4: Sensores da estação solarimétrica.	44
Tabela 5: Dias falhados nos dados dos inversores nos MAs.	50
Tabela 6: Valores percentuais das diferenças entre a irradiação global horizontal medida e a estimada por diferentes bancos de dados.	53
Tabela 7: Distribuição de irradiância - Aratiba/RS.....	55
Tabela 8: Distribuição de irradiância - Itiquira/MT.....	56
Tabela 9: Energia solar fotovoltaica gerada no MA-Aratiba e no MA-Itiquira.....	65
Tabela 10: Produtividade mensal das tecnologias em cada MA.	70
Tabela 11: Tabela resumo da energia fotovoltaica produzida, desempenho, produtividade e fator de capacidade anual.....	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si - Silício amorfo

a-Si/ μ si - Silício micro-amorfo

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CCST - Centro de Ciência do Sistema Terrestre

CdTe - Telureto de Cádmio

CIGS - Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio

FV – Fotovoltaico

Isc – Corrente de curto circuito

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

kWp – Quilo watt pico

W/m² - Watt por metro quadrado

Wh/m² - Watt hora por metro ao quadrado

kWh/m².dia – Quilo watt hora por metro quadrado por dia

LABREN - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia

m-Si - Silício monocristalino

NASA - National Aeronautics and Space Administration

NREL – National Renewable Energy Laboratory

PR - Performance Ratio (taxa de desempenho)

p-Si – Silício policristalino

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

SONDA - Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais

STC – Standard Test Conditions (Condições padrão de teste)

SWE - Efeito Staebler-Wronski

Voc – Tensão de circuito aberto

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivo Geral.....	16
1.1.2	Objetivos Específicos	16
1.2	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA.....	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	CLIMA.....	17
2.1.1	Clima Brasileiro	22
2.2	RECURSO SOLAR.....	24
2.2.1	Radiação Solar	24
2.3	ATLAS SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO	26
2.4	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	27
2.4.1	O Efeito Fotovoltaico	27
2.4.2	Tecnologias Fotovoltaicas Comerciais	29
2.4.3	Sistemas Fotovoltaicos.....	29
2.5	SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS.....	31
2.6	DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	31
2.6.1	Perdas por Sombreamento.....	31
2.6.2	Perdas por Sujeira	33
2.6.3	Resposta das Tecnologias Fotovoltaicas para Baixas Irradiâncias.....	34
2.6.4	Impacto do Ângulo de Incidência (IAM – Incidence Angle Modifier).....	35
2.6.5	Perdas Espectrais.....	35
2.6.6	Perdas por Temperatura.....	36
2.6.7	Eficiência do Inversor.....	36
2.6.8	Mismatch	37
2.6.9	Perdas CC.....	37
2.6.10	Índices de Desempenho	37
2.6.10.1	<i>Desempenho Global – PR.....</i>	<i>37</i>
2.6.10.2	<i>Produtividade - Yield.....</i>	<i>38</i>
2.6.10.3	<i>Fator de Capacidade - FC.....</i>	<i>38</i>
3	METODOLOGIA	40
3.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	40
3.2	ANÁLISE E VALIDAÇÃO DE DADOS.....	45
3.2.1	Dados Meteorológicos - Estação Solarimétrica. 48	48

3.2.2	Dados Inversor	50
4	RESULTADOS	52
4.1	DADOS SOLARIMÉTRICOS	52
4.1.1	Irradiação Medida X Estimada	52
4.1.2	Distribuição da Irradiação Solar Global	
Horizontal por Intervalos de Irradiância		54
4.1.3	Irradiação Horizontal Direta e Difusa	58
4.1.4	Irradiação Inclinada x Temperatura	60
4.2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	62
4.3	DESEMPENHO – PERFORMANCE RATIO (PR).....	66
4.4	PRODUTIVIDADE – <i>YIELD</i>	69
4.5	FATOR DE CAPACIDADE.....	71
4.6	ENERGIA, PR, YIELD E FATOR DE CAPACIDADE	
ANUAL	73
5	CONCLUSÃO	75
	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento da população e do desenvolvimento tecnológico e econômico, o consumo mundial de energia está aumentando a cada ano e o mundo precisa de mais energia para criar um ambiente de maior qualidade de vida. No entanto, a queima de combustíveis fósseis tradicionais está causando uma série de problemas ambientais, tais como mudanças climáticas, aquecimento global, poluição do ar e chuva ácida. Portanto, há uma necessidade urgente de desenvolver tecnologias de energias renováveis para lidar com os desafios de escassez de energia e poluição ambiental (NISHIMURA *et al.*, 2010; TYAGI *et al.*, 2013). A energia solar como fonte de calor ou de luz é atualmente a alternativa energética mais promissora para geração de energia no mundo (PINHO *et al.*, 2014).

Para aumentar a energia solar fotovoltaica na participação do mercado de energia renovável é necessário fomentar a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias, para a obtenção de células mais baratas e eficientes com maior vida útil, aumentar a conscientização sobre os benefícios (social, econômico e ambiental), implementar políticas e programas de incentivo a geração de energia proveniente do sol e treinar profissionais qualificados para este mercado (SAMPAIO e GONZÁLEZ, 2017; SALAMONI e RÜTHER, 2007).

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo comparar o desempenho de seis tecnologias (a-Si, a-Si/ μ -Si, m-Si, p-Si, CIGS e CdTe) de 9kWp cada, em duas diferentes condições climáticas na matriz elétrica brasileira.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Avaliar o recurso solar de duas localidades com distintos climas;
- Avaliar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos através de índices de desempenhos;
- Comparar dois sistemas fotovoltaicos em relação aos seus desempenhos.

1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

A energia solar fotovoltaica ganhou grande destaque após a aprovação da resolução normativa nº 482 da ANEEL em 2012. Esta resolução estabeleceu as condições gerais para a microgeração e minigeração distribuída provenientes de fontes renováveis. Para conhecer melhor o comportamento desta fonte de geração de energia elétrica renovável e assim obter o melhor desempenho e retorno do investimento, estudos nesta área de conhecimento são imprescindíveis.

Os ensaios em condições padrões dos módulos não é capaz de prever exatamente a quantidade de energia que um módulo produzirá operando em condições reais (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009a). A avaliação de desempenho de sistemas em locais e/ou orientações diferentes é capaz de avaliar a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação.

A otimização da geração de energia solar fotovoltaica, a partir de estudos do perfil de irradiância e desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas pode ter grande impacto nos custos totais de geração e no retorno de investimento, principalmente para empreendimentos de grande porte (DESCHAMPS, 2015).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CLIMA

A disponibilidade e a variabilidade do recurso energético solar estão intrinsecamente associadas às condições de tempo e clima da região (PEREIRA *et al.*, 2017). Isso ocorre porque sistemas meteorológicos provocam alterações na nebulosidade e nas concentrações dos gases e aerossóis, afetando os processos radiativos que atenuam a radiação solar ao longo de seu percurso na atmosfera.

Com base em observações empíricas, KÖPPEN (1900) estabeleceu um sistema de classificação climática que usa temperatura e precipitação mensais para definir limites de diferentes tipos de clima em todo o mundo.

A classificação climática de Köppen continua a ser o sistema mais utilizado pelas sociedades geográficas e climatológicas em todo o mundo, com regras simples bem reconhecidas e letras do símbolo climático.

Desde a sua criação, este sistema foi aperfeiçoado (KÖPPEN e GEIGER, 1930; KOTTEK *et al.*, 2006; PEEL *et al.*, 2007; CHEN e CHEN, 2013), com a ajuda de banco de dados climáticos de longo prazo. Dependendo dos dados utilizados, os mapeamentos podem ter detalhes e qualidades diferentes.

Os tipos de clima Köppen são simbolizados por dois ou três caracteres, onde o primeiro indica a zona climática e é definido pela temperatura e chuva, o segundo considera a distribuição da chuva e o terceiro é a variação da temperatura do mar. A Figura 1 e a Figura 2 mostram a distribuição espacial climática segundo critérios de Köppen para banco de dados entre os anos de 1901-2010 para todos os subtipos climáticos e para os cinco maiores grupos, respectivamente. As principais características dos tipos climáticos são descritas na Tabela 1.

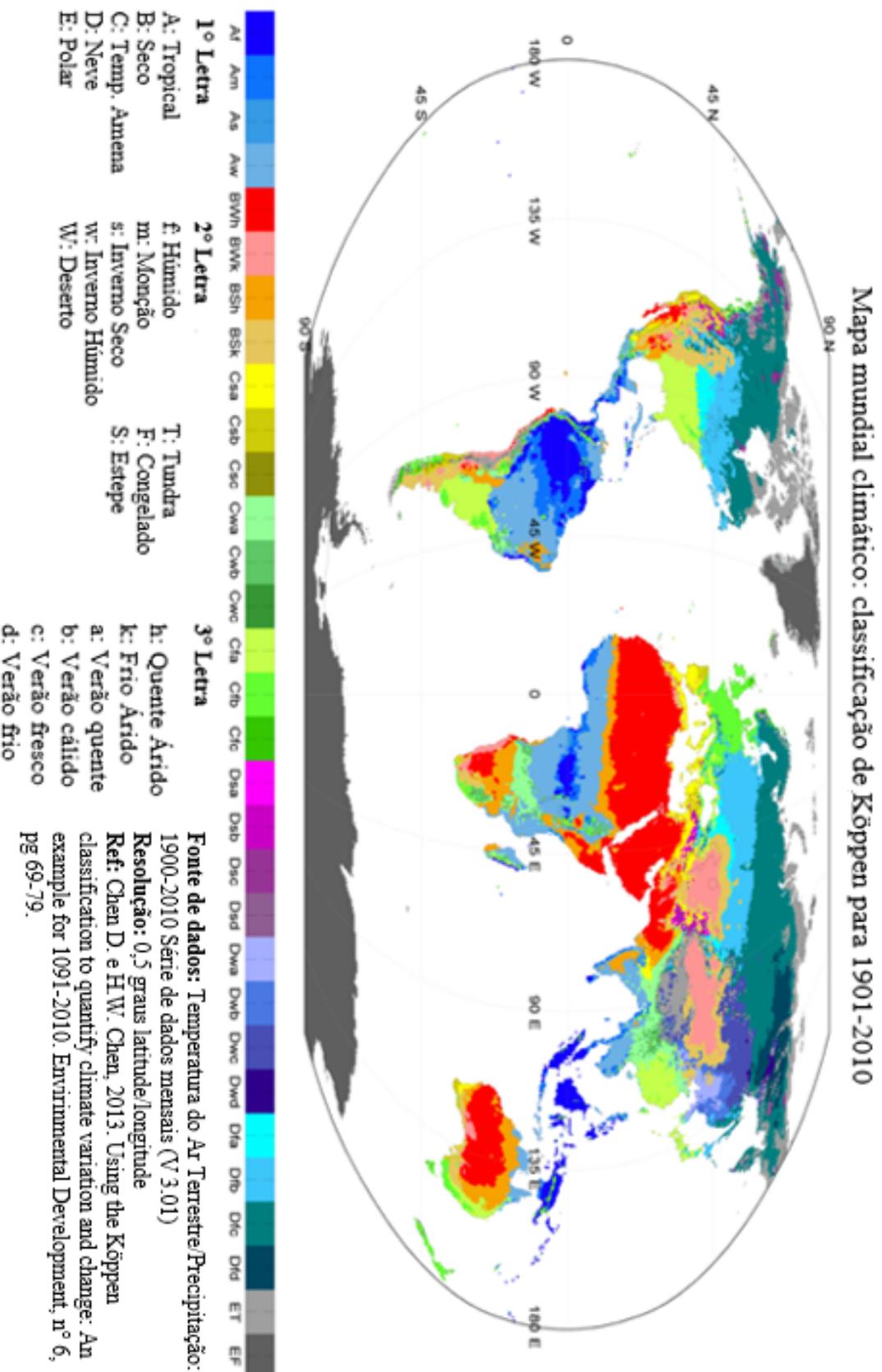


Figura 1: Distribuição espacial climática segundo critérios de Köppen para banco de dados entre os anos de 1901-2010 para todos os subtipos climáticos. Adaptado de: CHEN e CHEN, 2013.

Mapa mundial climático: classificação de Köppen para 1901-2010

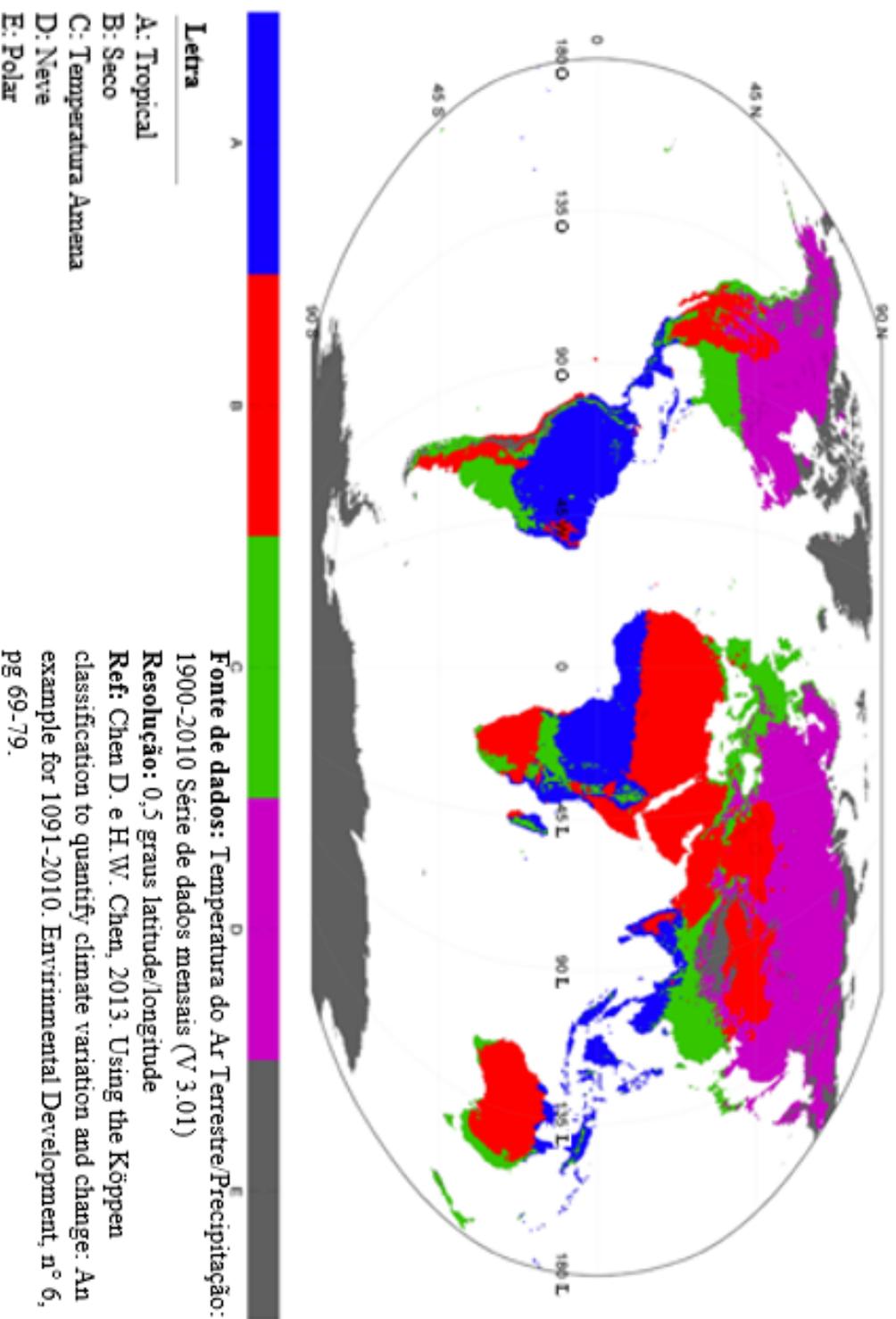


Figura 2: Distribuição espacial climática segundo critérios de Köppen para banco de dados entre os anos de 1901-2010 para os cinco maiores grupos. Adaptado de: CHEN e CHEN, 2013.

Tabela 1: Principais características dos tipos climáticos.

Tipo Climático		Subtipo Climático
A: Tropical		Af: sem estação seca - Equatorial
		Am: Monção
		As: com verão seco - Tropical
		Aw: com inverno seco - Tropical
B: Seco	BS: Semi-árido - Estepe	BSh - baixa latitude e altitude
		BSk - média latitude e alta altitude
	BW: Árido - Deserto	BWh - baixa latitude e altitude
		BWk - média latitude e alta altitude
C: Sub-tropical úmido	Cf: Sem estação seca - Oceânico	Cfa: com verão quente
		Cfb: com verão temperado
		Cfc: com verão curto e fresco
	Cw: com inverno seco - Temperado úmido	Cwa: com verão quente
		Cwb: com verão temperado
		Cwc: com verão curto e fresco
	Cs: com verão seco - Mediterrâneo	Csa: quente
		Csb: temperado
Csc: verão curto e fresco		
D: Continental Temperado	Df: sem estação seca	Dfa: com verão quente
		Dfb: com verão temperado
		Dfc: com verão curto e fresco
	Dw: com inverno seco	Dwa: com verão quente
		Dwb: com verão temperado
		Dwd: com inverno frio
	Ds: com verão seco	Dsa: quente
		Dsb: temperado
		Dsc: verão curto e fresco
Dsd: com inverno frio		
E: Polar		ET: Tundra
		EF: Gelo

Fonte: Köppen, 1900.

Por convenção astronômica, as estações são determinadas pelos solstícios - momento em que o sol, durante seu movimento aparente na esfera celeste, atinge a maior declinação em latitude medida a partir do Equador - e os equinócios - instante em que o Sol, em sua órbita aparente, cruza o eixo do Equador.

O verão no hemisfério Sul ocorre quando o polo Sul está voltado para o Sol e o inverno ocorre quando o polo Sul está voltado para a direção oposta à do Sol. Os dias 21 de março e 22 de setembro marcam o equinócio, quando a radiação solar incide com a mesma intensidade sobre os dois hemisférios sendo que o equinócio de março estabelece o início do outono enquanto o equinócio em setembro corresponde o início da primavera no hemisfério Sul. A Figura 3 apresenta como o posicionamento Sol-Terra determina as estações do ano.

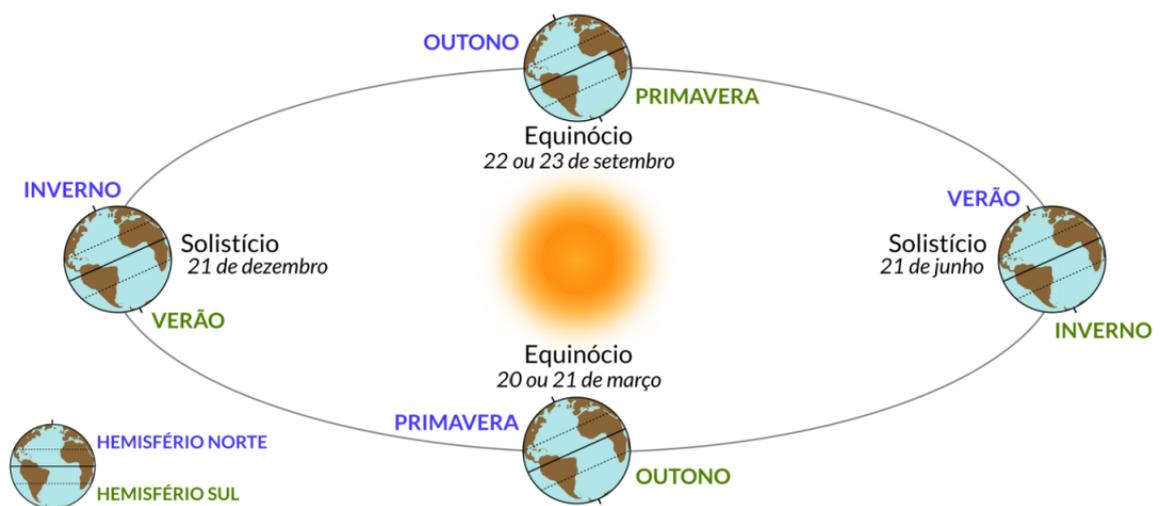


Figura 3: Geometria Sol-Terra e as estações do ano para o Hemisfério Sul.

Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017.

A duração do dia está intrinsecamente relacionadas com as estações do ano. A Figura 4 mostra como a duração do dia varia ao longo do ano para diferentes latitudes. Nota-se a proporcionalidade da variabilidade do fotoperíodo com a latitude, pois quanto mais próxima a localidade está dos polos, maior a variação de horas diárias com sol ao longo do ano.

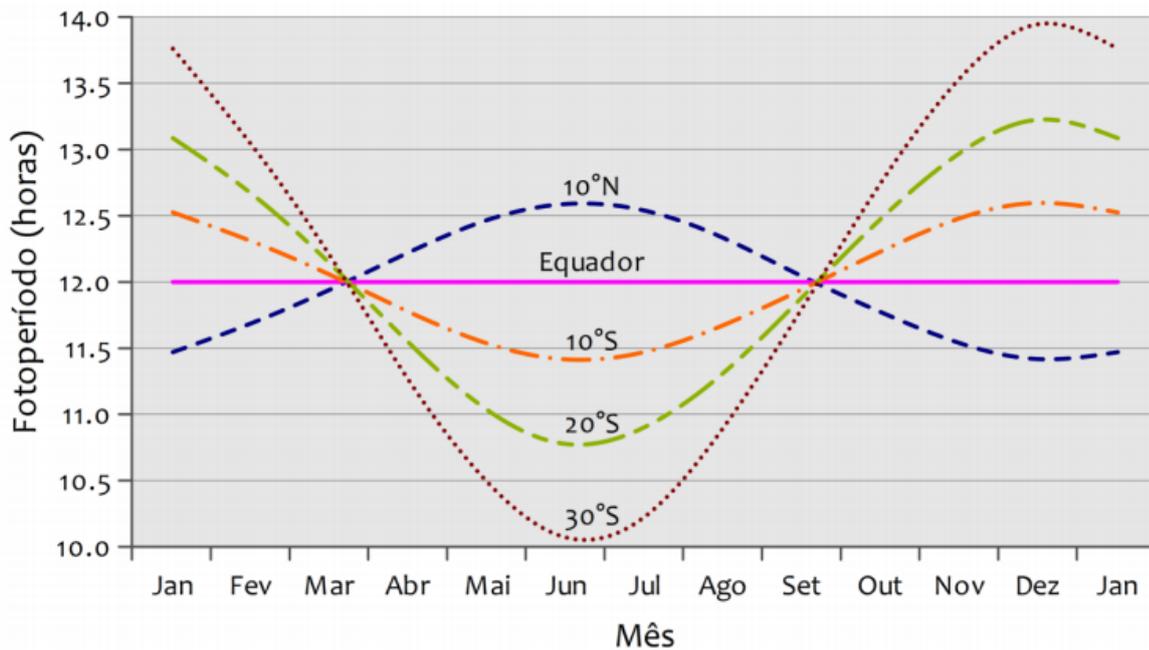


Figura 4: Variação do fotoperíodo ao longo do ano.
 Fonte: ALVARES *et al*, 2013.

2.1.1 Clima Brasileiro

Através de medidas de índices pluviométricos em 2950 estações e de medidas de temperatura em 2400 estações, com pelo menos 25 anos de dados entre 1950 e 1990, ALVARES *et al*, (2013) elaboraram um mapa climático brasileiro atualizado segundo critérios de classificação de Köppen. O mapa climático brasileiro é apresentado na Figura 5.

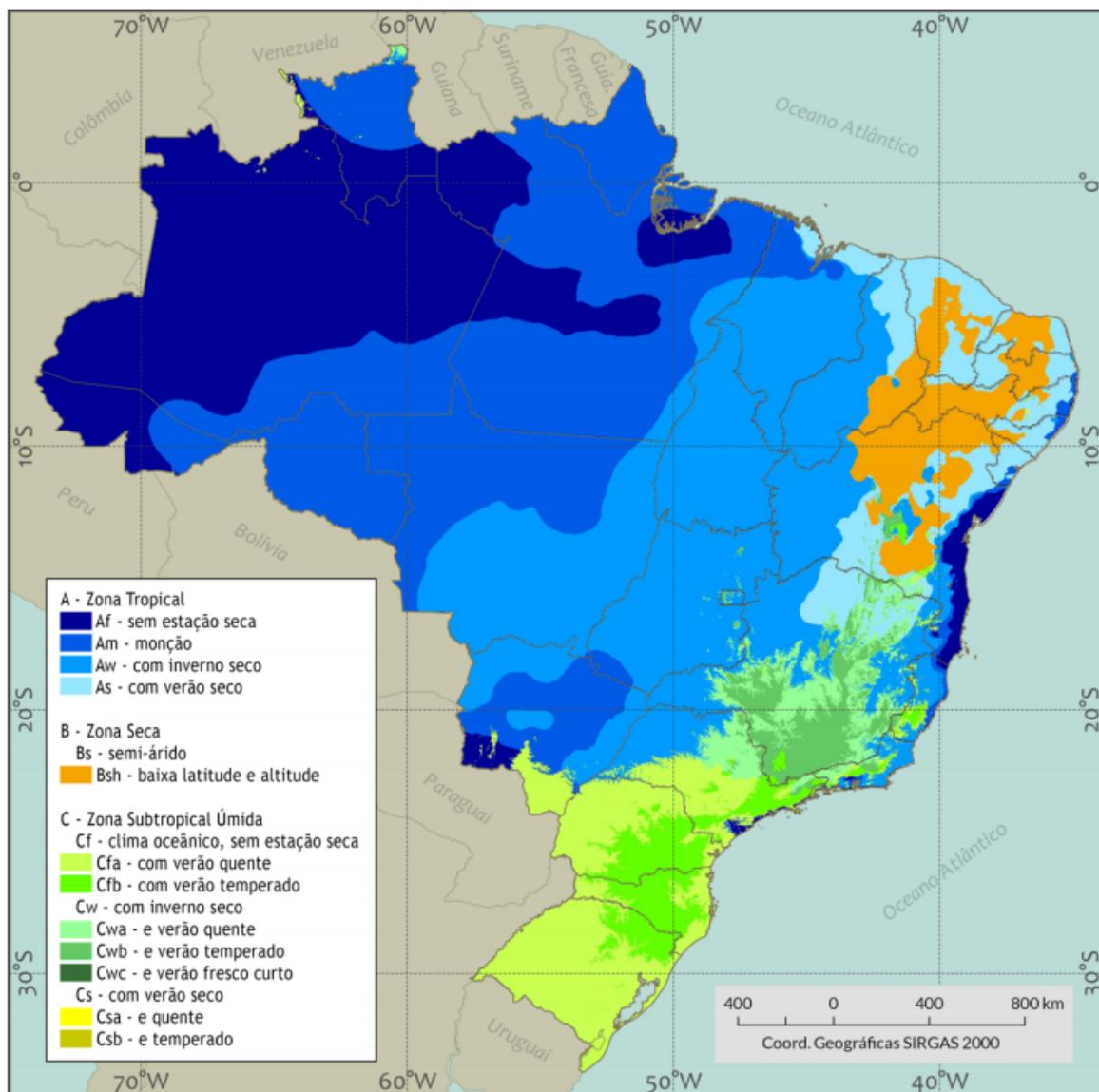


Figura 5: Classificação climática do Brasil, segundo critérios de Köppen. Fonte: ALVARES *et al*, 2013.

Na Figura 5, três zonas e doze tipos de climas foram classificados em todo o Brasil. As três zonas climáticas A: Tropical, B: Seco e C: Subtropical compreendem 81,4%, 4,9% e 13,7% da área do território nacional, respectivamente. Os seguintes climas foram relatados: Af, Am, Aw, As, Bsh, Cfa, Cfb, Cwa, Cwb, Cwc, Csa e Csb. Essas zonas e tipos de climas identificados no mapa climático representam a influência de montanhas, planaltos, depressões, bacias hidrográficas e a variação de cerca de 38° na latitude do território brasileiro.

2.2 RECURSO SOLAR

A energia solar como fonte de calor ou de luz é atualmente a alternativa energética mais promissora para geração de energia no mundo (PINHO e GALDINO, 2014). A rigor, a energia proveniente do Sol não é renovável, mas uma fonte inesgotável levando em consideração a escala de tempo da vida no planeta Terra (SANGANI, 2007).

2.2.1 Radiação Solar

A disponibilidade do recurso energético solar e sua variabilidade espacial e temporal estão intrinsecamente relacionadas a conceitos astronômicos. O primeiro dos fatores a serem considerados é a posição relativa entre o Sol e a Terra. A Terra orbita o Sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando um ciclo a cada 365,25 dias solares. Ao longo desse período, a distância varia entre $1,47 \cdot 10^8$ km e $1,52 \cdot 10^8$ km e, como resultado, o fluxo de radiação solar oscila entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio da irradiância solar no topo da atmosfera igual a 1.366 W/m^2 é definido como a constante solar (DE GOL *et al.*, 1987).

A irradiância solar (W/m^2) ao penetrar na atmosfera sofre diversos processos físicos e chega à superfície terrestre composta de uma parcela de irradiância direta e outra de irradiância difusa (VIANA, 2010).

A irradiância solar direta, como o nome sugere, é a irradiância com incidência direta entre o Sol e a superfície terrestre. A irradiância difusa engloba as irradiâncias resultantes de espalhamento pelas partículas e gases presentes na atmosfera, como as nuvens.

Na 2ª Edição do Atlas Brasileiro de Energia solar, PEREIRA *et al.*, (2017) adota as seguintes terminologias para as diversas componentes de irradiância:

Irradiância extraterrestre (G_0): é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado no topo da atmosfera.

Irradiância direta normal (G_n): também conhecida como DNI, é a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do Sol que incide perpendicularmente à superfície.

Irradiância difusa horizontal (G_{dif}): é a taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc.).

Irradiância direta horizontal (G_{dir}): é a taxa de energia por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal. Pode ser determinada como o produto entre a irradiância direta normal (DNI) e o cosseno do ângulo zenital solar.

Irradiância global horizontal (G): é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma das duas componentes direta e difusa.

Irradiância no plano inclinado (G_i): é a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra.

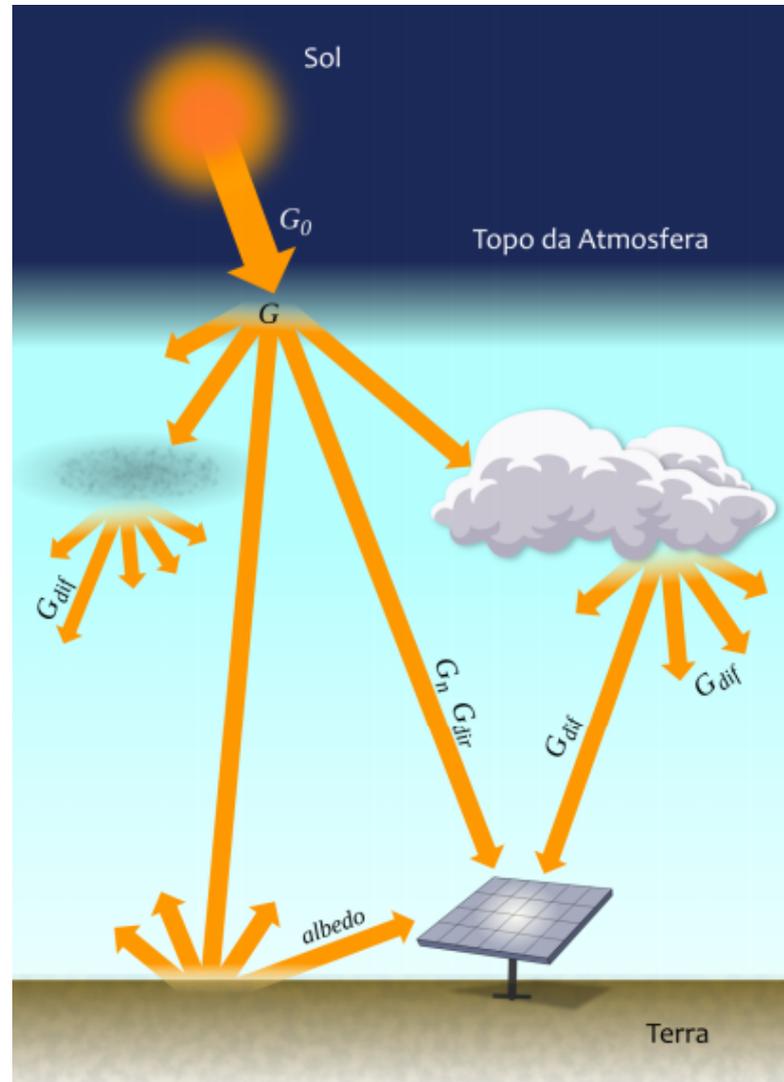


Figura 6: Componentes da irradiância solar. Fonte: PEREIRA *et al*, 2017.

A densidade de energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície, por um determinado intervalo de tempo, é definida como irradiação solar, a qual é expressa em watt-hora por metro quadrado (Wh/m^2).

2.3 ATLAS SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO

A Figura 7 apresenta o mapa de irradiação solar global horizontal obtido do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2017). A base de dados é composta por estimativas fornecidas pelo modelo BRASIL-SR, que é um modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície de forma estatística a partir de imagens de satélite (MARTINS e PEREIRA, 2007). O processo de validação foi feito utilizando dados medidos em estações solarimétricas da rede SONDA, em estações privadas e em estações automáticas operadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Foram implementados mais de 17 anos de dados com resolução espacial de $0,1^\circ$ latitude x $0,1^\circ$ longitude (aproximadamente $10 \times 10 \text{ km}^2$). Os dados das imagens e outros dados ambientais foram processados pelo modelo BRASIL-SR no LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia), CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) e INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais).

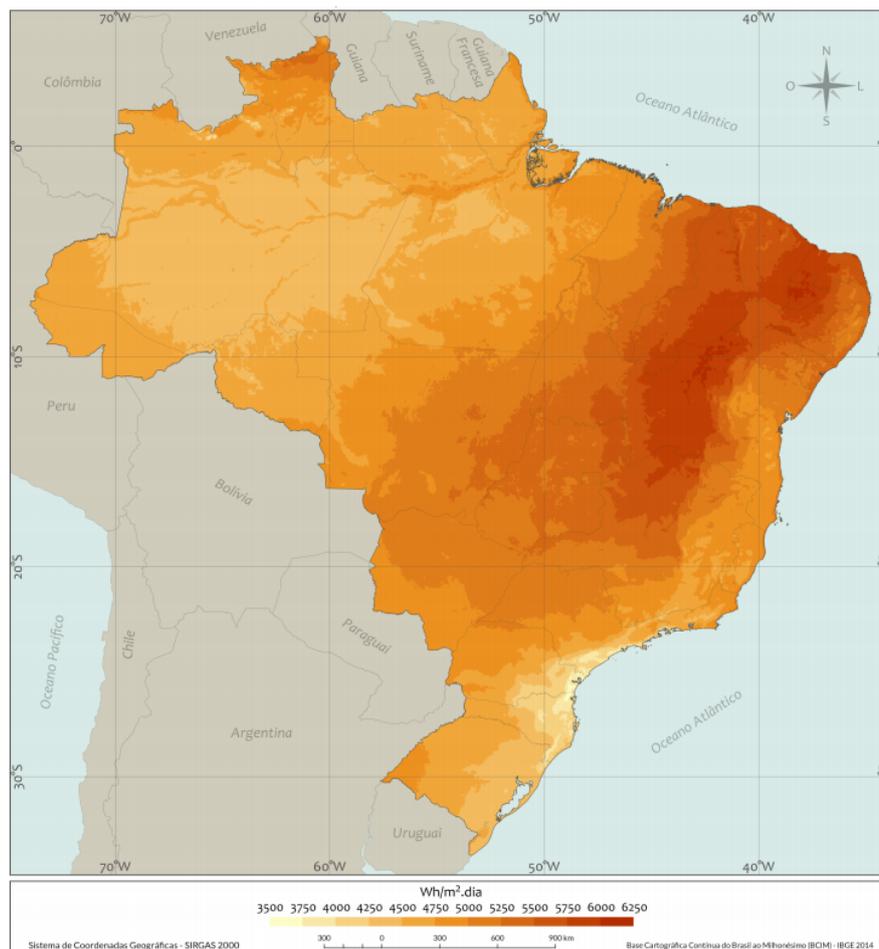


Figura 7: Mapa da irradiação solar global horizontal média diária. Fonte: PEREIRA *et al*, 2017.

Os índices de irradiação solar no Brasil se apresentam como um dos maiores no mundo, podendo ser descritos como uniformemente distribuídos e com pequena variabilidade anual (MARTINS *et al.*, 2007). Os dados de irradiação solar global horizontal média diária nas regiões do Brasil são: Norte: 4,82 kWh/m², Nordeste: 5,48 kWh/m², Centro Oeste: 5,08 kWh/m², Sudeste: 4,95 kWh/m² e Sul 4,44 kWh/m² (PEREIRA *et al.*, 2017). Apesar de a região Sul possuir a menor média diária de irradiação solar global horizontal, sabe-se que climas mais temperados como os da região sul apresentam forte potencial econômico e técnico para o aproveitamento da energia solar (GOLDEMBERG *et al.*, 2004; ROSA e LOMARDO, 2004; Carlo e LAMBERTS, 2008).

2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.4.1 O Efeito Fotovoltaico

A conversão da radiação solar em eletricidade ocorre devido ao efeito fotovoltaico, que foi observado pela primeira vez por Becquerel em 1839. Este efeito ocorre em materiais conhecidos como semicondutores, que apresentam duas bandas de energia, em uma delas a presença de elétrons é permitida (banda de valência) e na outra não há presença deles, ou seja, a banda completamente "vazia" (banda de condução).

A função da luz solar no efeito fotovoltaico é fornecer uma quantidade de energia ao elétron mais externo para permitir que ele se mova da banda de valência para a banda de condução no material, gerando assim eletricidade.

Praticamente todos os dispositivos fotovoltaicos incorporam uma junção PN em um semicondutor. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado N passam ao lado P onde encontram os buracos que os capturam. Isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado N, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P. Se uma junção PN for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial chamada de Efeito Fotovoltaico. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas (GOETZBERGER *et al.*, 2003; SHOCKLEY, 1949).

Uma célula solar típica é mostrada na Figura 8. A junção PN é a parte principal da célula onde a porção de recepção de luz é o material do tipo N e a parte de condução é a inferior tipo P.

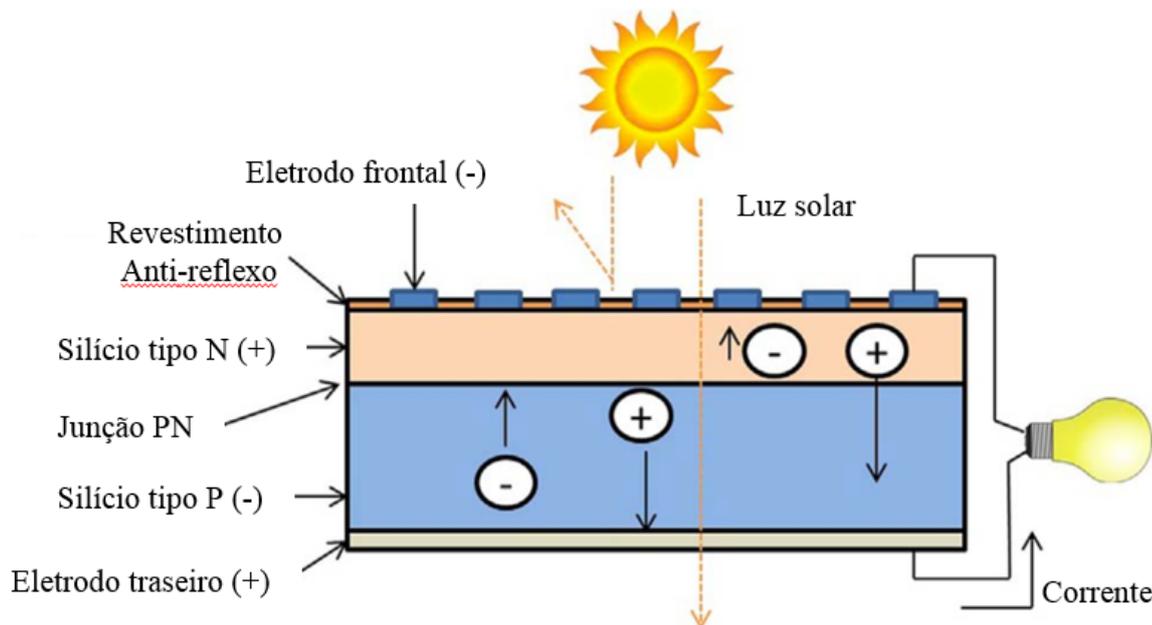


Figura 8: Camadas de uma célula fotovoltaica. Adaptado de: *Engeneering.com*

Em 1877, os inventores norte americanos W. G. Adams e R. E. Day desenvolveram o primeiro dispositivo sólido para produção de eletricidade. Foi usado o Selênio como material semiconductor, com eficiência de conversão de 0,5% (ADAMS e DAY, 1877).

A partir da década de 1950, alguns fatores impulsionaram o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica. Os programas espaciais encontraram nas células solares a solução para uma fonte de energia inesgotável para os seus satélites, trazendo um avanço considerável no processo de fabricação e eficiência de células solares à base de silício, que se constituem como as unidades fundamentais da conversão fotovoltaica (BRITO e SERRA, 2010).

Em 1954 aparece a existência da primeira célula solar moderna, capaz de gerar 5 mW com uma eficiência de 6% (CHAPIN *et al.*, 1954).

Atualmente, células com mais de uma junção estão sendo desenvolvidas em laboratório e são capazes de alcançar melhores eficiência, alcançando valores de 44,7% de eficiência em células de 4 junções (DIMROTH *et al.*, 2013).

2.4.2 Tecnologias Fotovoltaicas Comerciais

O comércio de painéis solares fotovoltaicos ainda depende de células solares de silício. Silício é o segundo elemento mais abundante na Terra, o que é mais um motivo para o desenvolvimento dessa tecnologia (KUI-QING e SHUIT-TONG, 2011). Células solares de silício cristalino ocupam cerca de 90% do mercado fotovoltaico, o que faz com que as tecnologias mais utilizadas no mercado atualmente sejam as de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) (BAGNALL e BORELAND, 2008).

Na busca da redução de custos, surgiu a necessidade de pesquisa nas tecnologias de filme fino. As células solares de filme fino requerem muito menos material do semicondutor a ser fabricado para absorver a mesma quantidade de luz solar, até 99% menos de material que as células solares cristalinas. As tecnologias comerciais de filme fino são silício amorfo (a-Si), silício microamorfo (a-Si/ μ c-Si), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e células orgânicas (BAGNALL e BORELAND, 2008; GANGOPADHYAY *et al.*, 2013).

2.4.3 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados à rede com integração em edificações ou em usinas em solo ou isolados (VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e integrados a edificações são recomendados para instalações residenciais e empresariais. Possuem instalação simplificada e baixa manutenção, pois não necessitam de baterias. Neste tipo de sistema é necessário um medidor de energia bidirecional para aferir a energia excedente que é injetada na rede e o que é consumido da rede pela unidade consumidora quando não há geração fotovoltaica. A Figura 9 ilustra um sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação. Os sistemas conectados à rede geralmente estão localizados próximas de um ponto adequado de ligação à rede. Esta rede tem que ser capaz de absorver o *output* do sistema quando operando em sua capacidade máxima.

Os sistemas isolados são caracterizados por serem sistemas autônomos sem conexão com a rede elétrica e que necessitam de baterias para suprir cargas conectadas durante o período noturno ou em dias pouco ensolarados. A Figura 10 ilustra um sistema isolado.

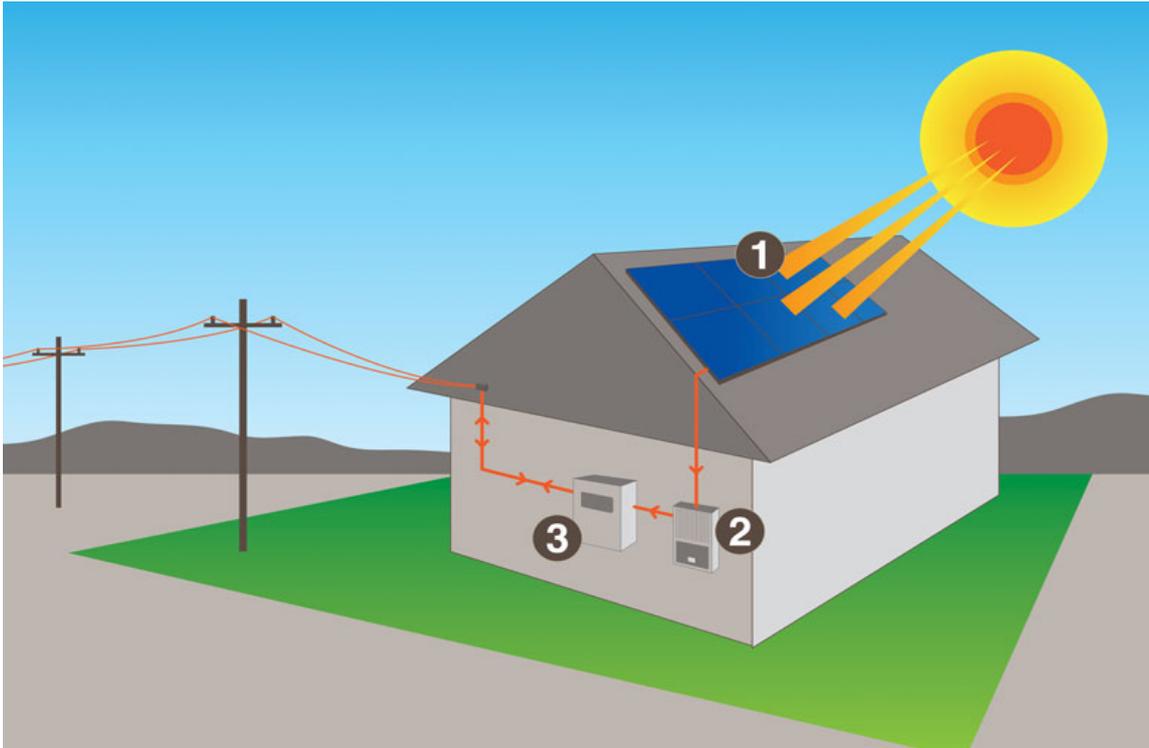


Figura 9: Diagrama de sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado à edificação: 1 – painel fotovoltaico, 2 – inversor e 3 – medidor de energia.
Fonte: Solar Electric Technology.

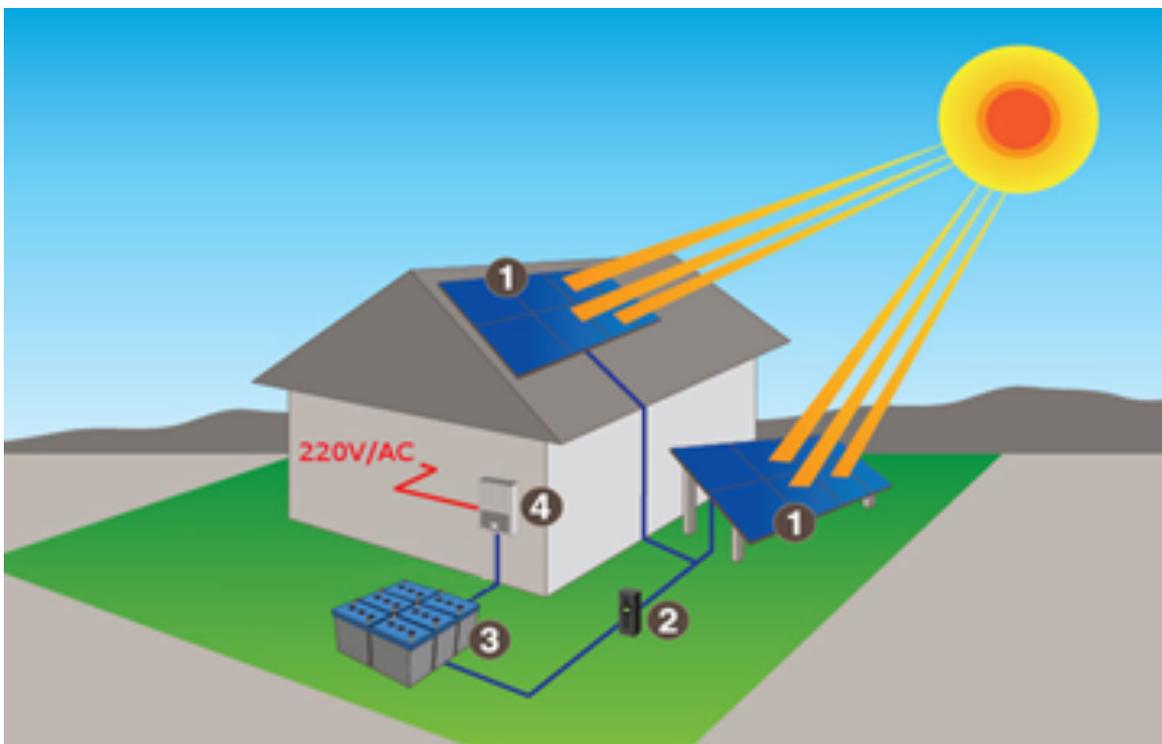


Figura 10: Diagrama de sistema fotovoltaico isolado: 1 – painel fotovoltaico, 2 – controlador de carga, 3 – banco de baterias e 4 – inversor.
Adaptado de: Solar Electric Technology.

2.5 SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

O monitoramento dos sistemas fotovoltaicos é de extrema importância para detecção de falhas e garantir um melhor desempenho do sistema. Inúmeros sensores como piranômetro, células de referência, pluviômetro e termômetro fornecem dados para monitoramento do ambiente e do recurso solar. As variáveis elétricas são geralmente identificadas pelo inversor e o equipamento responsável pelo armazenamento destes dados é chamado de *datalogger*.

Os dados elétricos medidos pelo inversor e os dados ambientais medidos pelos sensores, são coletados pelo *datalogger*. Este equipamento geralmente possui uma conexão local com um computador e assim pode disponibilizar ao operador os dados na internet, em um portal de monitoramento.

2.6 DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os ensaios em condições padrões dos módulos não é capaz de prever exatamente a quantidade de energia que um módulo produzirá operando em condições reais (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009b). Há vários fatores que interferem no desempenho de sistemas fotovoltaicos que podem ser tanto de origem elétrica e intrínsecos das tecnologias utilizadas, como também da manutenção e cuidado dos sistemas.

As possíveis perdas de um sistema fotovoltaico podem ser devido ao impacto do ângulo de incidência da irradiância, descasamento espectral, eficiência do inversor, descasamento entre módulos (*mismatching*), reflexão a partir da superfície frontal do módulo, degradação do módulo, falha de sistema, perdas ôhmicas dos cabos e conexões e a resposta para baixas irradiâncias pode resultar em um baixo desempenho em algumas tecnologias, além das perdas por sombreamento e temperatura, as quais serão mais detalhadamente abordadas a seguir.

2.6.1 Perdas por Sombreamento

Em um módulo fotovoltaico, tanto de tecnologia silício cristalino como de filme fino, as células são conectadas em série. Quando uma ou mais destas células recebe menos irradiação solar do que as outras, por característica da ligação série, a corrente do módulo será limitada pela menor. Esse efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo acaba sendo propagado para todos os módulos conectados na

série fotovoltaica (*string*) (CRESESB, 2014). A Figura 11 mostra o efeito do sombreamento sobre apenas uma das células de um módulo conectado em uma série fotovoltaica (*string*) com 4 módulos em série. Ao cobrir a metade de uma das células, a corrente daquele módulo é reduzida pela metade. Como consequência, a corrente de todos os módulos no conjunto em série também é reduzida a metade.

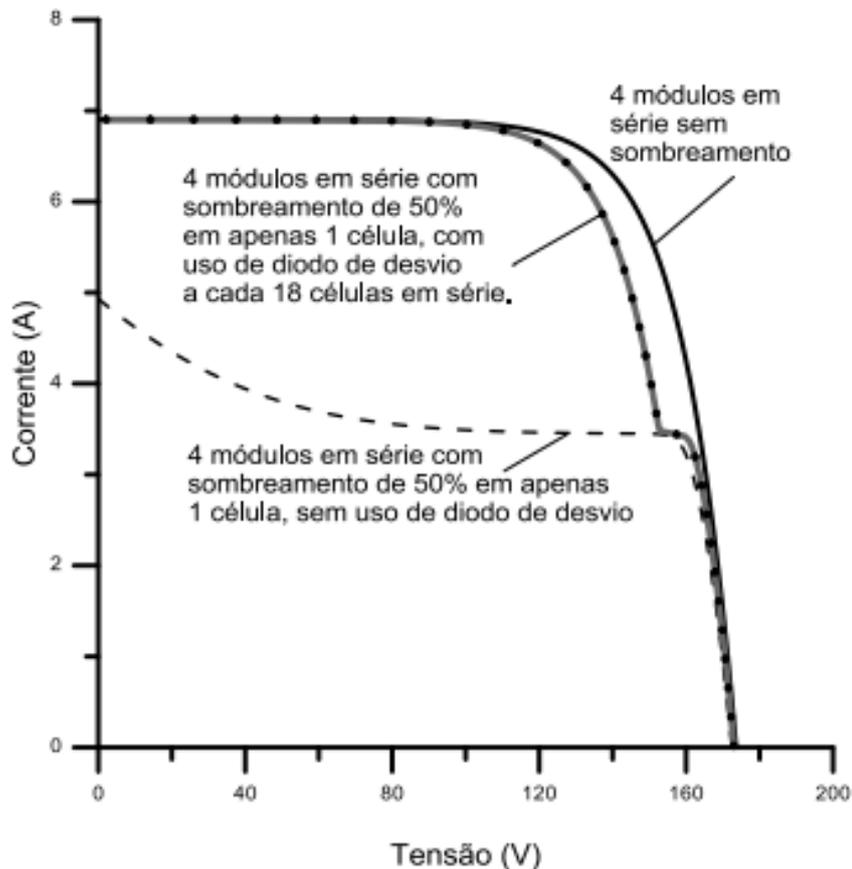


Figura 11: Curva IxV para 4 módulos conectados em série. Sem sombreamento (linha contínua); com sombreamento de 50% em uma de suas células (linha tracejada); com o mesmo sombreamento, mas com diodos de desvio (curvas com linha contínua e pontos).

Fonte: CRESESB, 2014.

Além da diminuição de geração de energia elétrica fotovoltaica, há o risco de danos ao módulo parcialmente sombreado, pois a potência elétrica gerada nas células não sombreadas é dissipada no próprio módulo sombreado. Essa dissipação pode produzir um aquecimento na célula sombreada causando um ponto quente ou *hotspot*, podendo causar ruptura do vidro, derretimento de componentes e danos irreversíveis.

Os módulos de silício cristalino (m-Si e p-Si) normalmente vêm equipados com diodos de *by-pass* (diodos de desvio), que servem para dividir o módulo em submódulos reduzindo o impacto do sombreamento parcial.

2.6.2 Perdas por Sujeira

As perdas por sujeira referem-se as perdas de energia resultante do acúmulo de neve, sujeira transportada pelo vento, pássaros e outros animais, poluição (fuligem da queima de combustíveis fósseis), bem como a matéria orgânica de decomposição de plantas, pólen, poeira e outras partículas que são atraídas eletrostaticamente pelo módulo solar (GHAZI *et al.*, 2014).

A irradiação solar que atravessa a atmosfera e atinge a superfície de um módulo solar fotovoltaico também tem um percentual refletido na superfície do módulo e outro absorvido pelo semicondutor que compõe as células solares fotovoltaicas. Quando um sistema fotovoltaico está instalado em locais pouco chuvosos e com muito material particulado na atmosfera, os módulos podem acumular partículas que aumentam a irradiação refletida na superfície do módulo (MAGHAMI *et al.*, 2016).

A Figura 12 apresenta a evolução diária da irradiância medida por uma célula limpa e outra suja, quase 2 meses após a última chuva. A sujeira na superfície da célula suja é alta, causando uma perda diária de irradiação de 14,8% (ZORRILLA-CASANOVA *et al.*, 2013).

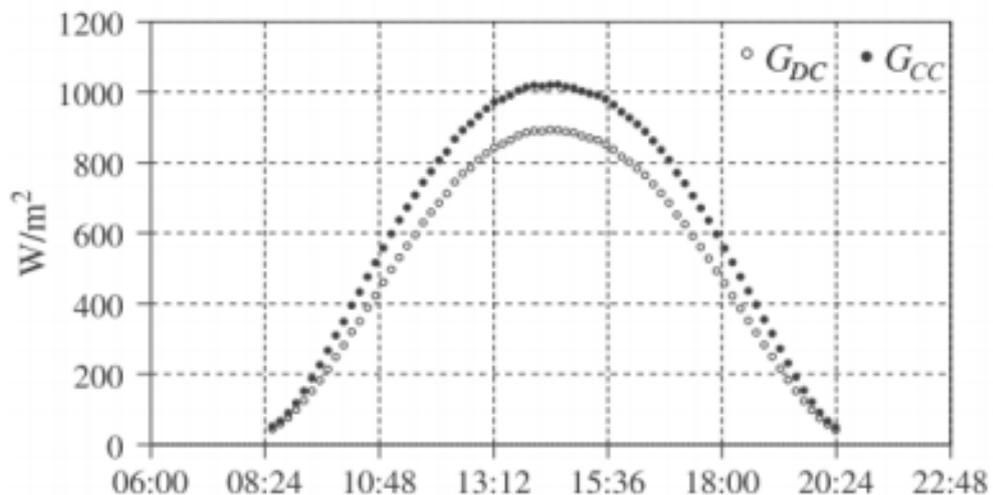


Figura 12: Evolução da Irradiância Solar Diária - GDC célula de referência suja e GCC célula de referência limpa.

Fonte: ZORRILLA-CASANOVA *et al.*, 2013.

As perdas produzidas por sujeira dependem fortemente da precipitação. Nos períodos de chuvas, a água da chuva limpa a célula suja e recupera o seu desempenho normal: mesmo uma chuva leve, abaixo de 1 mm, é suficiente para limpar o vidro da tampa, reduzindo as perdas diárias. No entanto, em longos períodos sem chuva, as perdas por sujeira podem causar perdas diárias superiores a 20% (ZORRILLA-CASANOVA *et al.*, 2013).

2.6.3 Resposta das Tecnologias Fotovoltaicas para Baixas Irradiâncias

Quando módulos fotovoltaicos são testados em laboratório, sua eficiência é medida sob irradiância de 1000 W/m^2 , que equivale à irradiância típica de um dia claro sem nuvens em torno do meio dia solar. Apesar de grande parte da energia de um sistema fotovoltaico ser gerada sob altos níveis de irradiância (BURGUER e RÜTHER, 2006), dependendo da época do ano e do índice de nebulosidade, baixas irradiâncias podem ter grande influência no desempenho do sistema (RÜTHER *et al.*, 2003).

A Figura 13 mostra a eficiência de diferentes tecnologias FV normalizada para condições de STC¹ em função da irradiância. Pode-se observar que a tecnologia FV de a-Si atinge eficiência nominal para praticamente qualquer nível de irradiância, enquanto que as outras tecnologias FV apenas apresentam eficiência próxima da nominal em irradiâncias superiores a aproximadamente 300 W/m^2 .

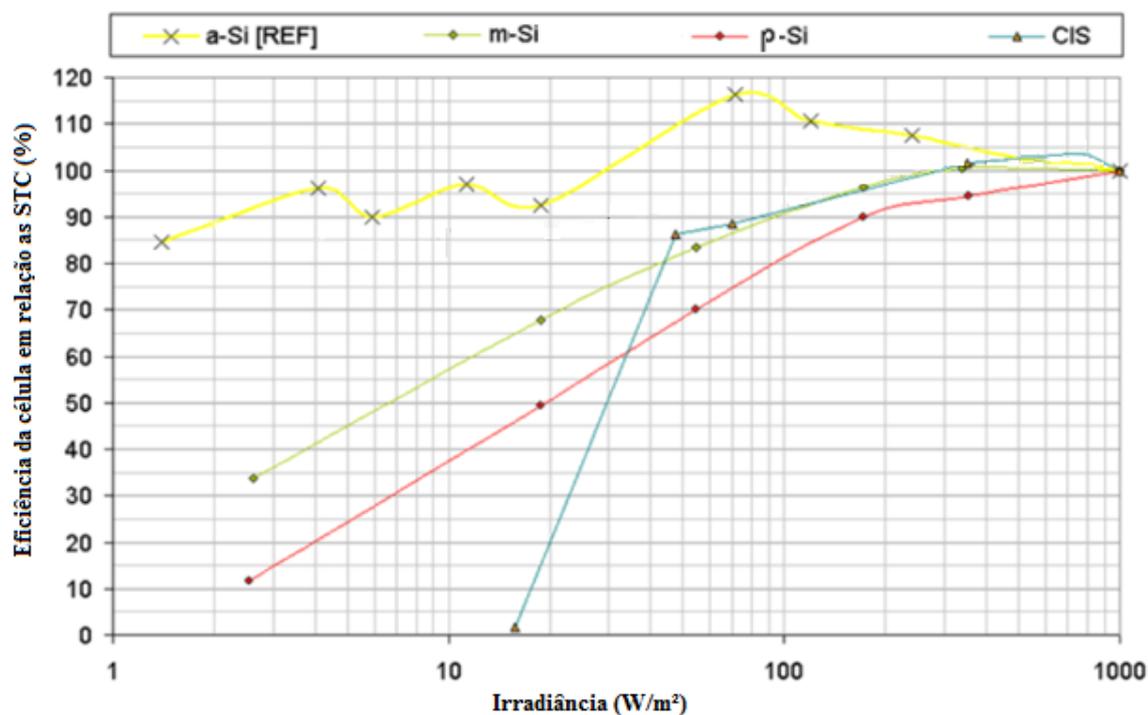


Figura 13: Resposta das tecnologias fotovoltaicas para diferentes irradiâncias. Adaptado de: Reich *et al.*, 2005.

¹STC – Standard Testing Conditions: Irradiância = 1000 W/m^2 ; Temperatura da célula solar fotovoltaica = $25 \text{ }^\circ\text{C}$; Distribuição espectral da irradiância correspondente a Massa de Ar 1,5 (GUEYMARD *et al.*, 2002).

2.6.4 Impacto do Ângulo de Incidência (IAM – *Incidence Angle Modifier*)

As células fotovoltaicas recebem um encapsulamento e um revestimento de vidro que faz com que parte da irradiação solar incidente sobre o módulo seja refletida. A Lei de Snell-Descartes, também conhecida como lei da refração, descreve o desvio angular sofrido por um raio de luz ao passar para um meio com índice de refração diferente do qual ele estava percorrendo.

O fator IAM é definido então como a proporção da transmissão de irradiância em um ângulo determinado de incidência e a transmissão de irradiância que teria ocorrido em incidência normal. Maiores ângulos de incidência em superfícies planas levam a maiores perdas (DYNGE e STOVELAND, 2013).

2.6.5 Perdas Espectrais

O conteúdo espectral da luz solar afeta diretamente a eficiência de dispositivos fotovoltaicos. As diferentes tecnologias fotovoltaicas comerciais apresentam diferentes características/respostas espectrais e conseqüente diferente resposta de eficiência. LIU *et al.* (2014) modelou a resposta espectral para diferentes tecnologias, sob condições padrão de teste. A Figura 14 apresenta os resultados da modelagem.

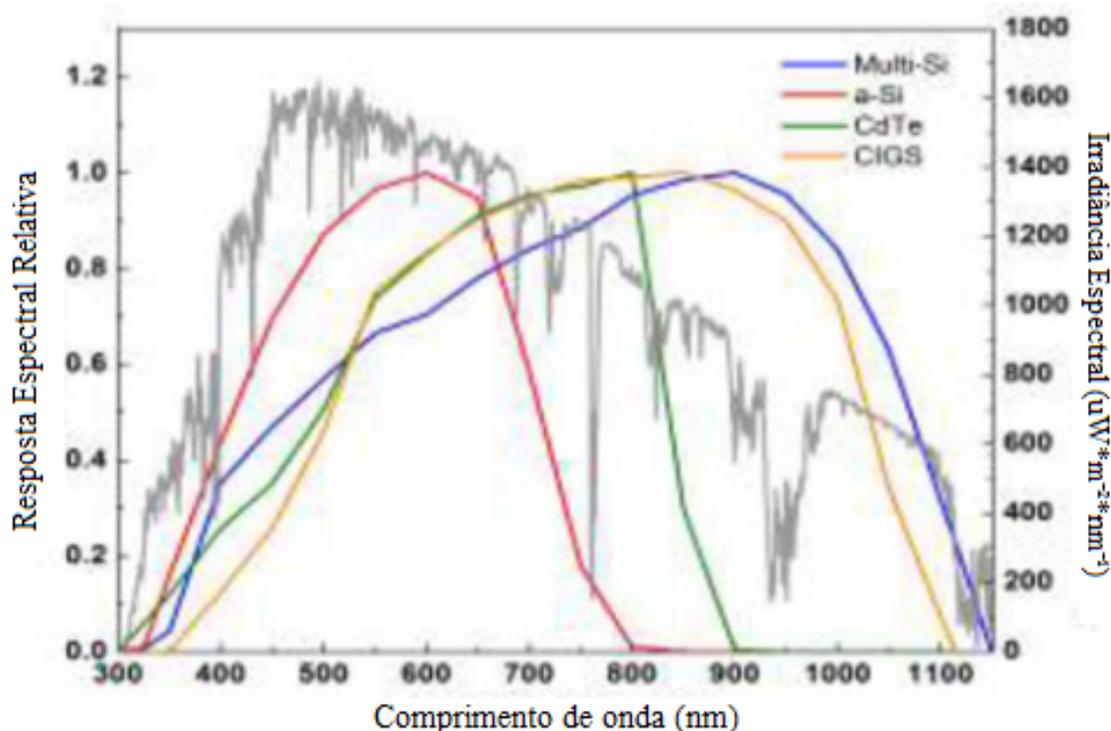


Figura 14: Resposta Espectral Relativa de algumas tecnologias fotovoltaicas em STC. Fonte: LIU *et al.*, 2014.

2.6.6 Perdas por Temperatura

No que se refere às variáveis climáticas relevantes e qualitativamente falando, a temperatura da célula fotovoltaica depende fortemente da irradiação incidente, ou seja, do fluxo de radiação solar na célula ou módulo fotovoltaico. Por outro lado, é praticamente insensível à variação da temperatura atmosférica (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009a; GRIFFITH *et al.*, 1981). Sabe-se também que há uma forte dependência do desempenho de um sistema fotovoltaico com a sua temperatura no módulo (DIERAUF *et al.*, 2013).

2.6.7 Eficiência do Inversor

A eficiência de um inversor indica o quão eficiente este inversor é em converter a energia solar de corrente contínua para corrente alternada.

O carregamento do inversor é a razão entre a potência CC nominal do sistema fotovoltaico e a potência nominal de saída do inversor. O carregamento possui papel importante na eficiência de um inversor assim como a quantidade de módulos conectados em série, pois a eficiência de um inversor depende destes fatores. A Figura 15 apresenta curvas de eficiência em função do carregamento para o inversor PVI-10-I.

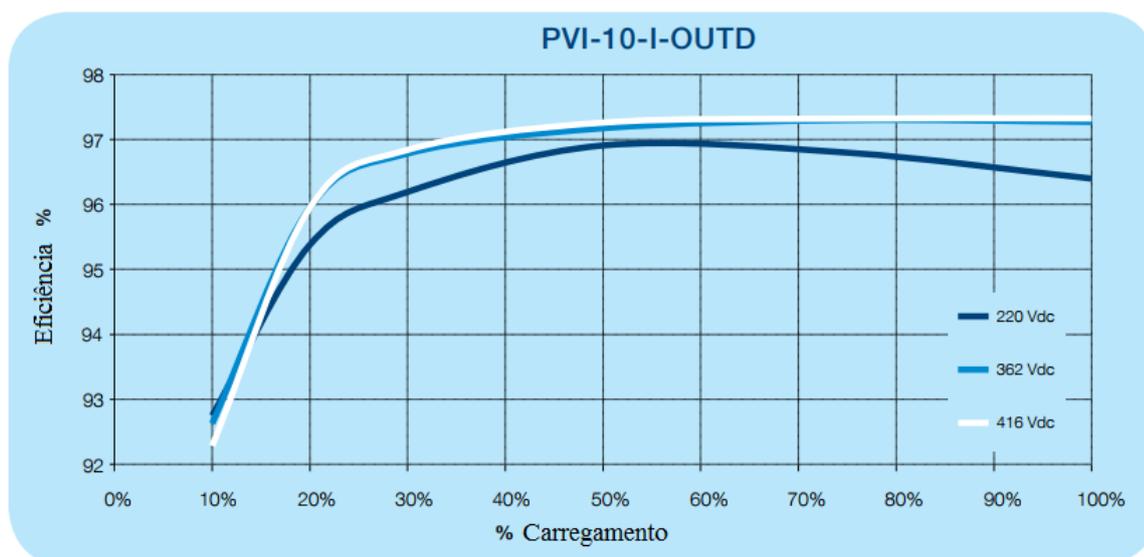


Figura 15: Curvas de eficiência do Inversor PVI-10-I em função do seu carregamento para diferentes tensões de entrada.

Fonte: *Datasheet* ABB PVI-10.0-I-OUTD

2.6.8 Descasamento entre módulos - *Mismatching*

Os módulos fotovoltaicos comerciais são produzidos e testados em lotes. Cada lote recebe uma especificação técnica com um grau de erro, ou seja, mesmo dentro de uma mesmo lote os módulos não possuem exatamente as mesmas propriedades elétricas de tensão, corrente e potência. A perda de eficiência por descasamento entre módulos (*mismatching*) é caracterizada justamente por essas diferenças entre os módulos, porque a potência saída de toda a série fotovoltaica (*string*) é determinada pelo módulo de menor saída. Quanto maiores as diferenças, maiores as perdas.

2.6.9 Perdas CC

As resistências elétricas de condutores e conectores geram perdas aos sistemas fotovoltaicos, assim como a queda de tensão do cabeamento.

2.6.10 Índices de Desempenho

O desempenho de um sistema fotovoltaico é avaliado por seu Desempenho Global (*Performance Ratio – PR*), que é definido como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. A PR e a produtividade são parâmetros muito utilizados, pois permitem comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avalia a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação.

2.6.10.1 Desempenho Global – PR

O Desempenho Global (*Performance Ratio – PR*) é o quociente entre a geração real de um sistema fotovoltaico com a geração teórica esperada. É, portanto, um parâmetro adimensional e pode ser calculado a partir da Equação (1).

$$PR_t = \frac{E_t}{P_o} * \frac{G}{H_t} \quad (1)$$

Onde:

PR_t = Taxa de desempenho (%) para o período “t”

E_t = Energia gerada (kWh) pelo sistema fotovoltaico para o período “t”, em corrente alternada

P_o = Potência nominal total do sistema fotovoltaico (kWp)

G = Irradiância de referência (1000 W/m²)

H_t = Irradiação sobre o plano dos módulos para o período “t” (Wh/m²), calculada a partir dos valores de irradiância (W/m²) medidos por sensores de radiação solar.

A taxa de desempenho é independente da disposição dos arranjos e da irradiação sobre o sistema; assim, sistemas instalados em regiões e condições ambientais distintas podem ser comparados. A PR_{CA} é calculada com os valores em corrente alternada e contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema.

2.6.10.2 Produtividade - *Yield*

A produtividade de um sistema, também chamada de *yield*, dada pela Equação (2), reflete o desempenho de cada sistema fotovoltaico normalizado em relação à potência instalada, ou seja, representa o quanto de energia elétrica um sistema produz (kWh) por unidade de potência nominal instalada (kWp). Desta forma, sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, arranjos e tecnologias podem ser comparados.

$$Yield_t = \frac{E_t}{P_o} \quad (2)$$

Onde:

$Yield_t$ = Produtividade de energia para o período “t” (kwh/kwp.ano)

E_t = Energia gerada (kWh) pelo sistema fotovoltaico para o período “t”, em corrente alternada

P_o = Potência nominal total do sistema fotovoltaico (kWp)

2.6.10.3 Fator de Capacidade - FC

O Fator de Capacidade de um gerador de energia é dado pela razão entre a energia gerada em determinado intervalo de tempo e sua potencial geração caso estivesse operando com potência máxima no mesmo período. Os fatores de capacidade encontrados, para diferentes usinas fotovoltaicas variam bastante de acordo com a irradiação média anual do local. Valores típicos situam-se entre 10 e 20%

(DESCHAMPS, 2015). O fator de capacidade de sistemas fotovoltaicos, quando comparados com outras fontes de energia, como a hídrica, por exemplo, é menor. Isto ocorre porque o cálculo deste parâmetro leva em consideração as horas de um dia ou ano inteiro, porém não há geração de energia solar durante a noite. O fator de capacidade (FC) da geração hidráulica pública foi de 46,1% em 2016, 45,3% em 2015 e 49% em 2014 (MME, 2017).

A Equação (3) mostra o equacionamento para o cálculo do fator de capacidade da energia solar fotovoltaica.

$$FC_t = \frac{E_t}{P_o * t} \quad (3)$$

Onde:

FC = Fator de capacidade para o período “t” (%)

E_t = Energia gerada (kWh) pelo sistema fotovoltaico para o período “t”, em corrente alternada

P_o = Potência de pico do sistema fotovoltaico (kWp)

t = Período (h)

3 METODOLOGIA

3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

São dois os sistemas fotovoltaicos avaliados nesse estudo, chamados aqui de Módulos de Avaliação (MA). Cada MA possui 53,68 kWp de capacidade instalada distribuída em seis tecnologias, igualmente instaladas em duas localidades.

As tecnologias de silício amorfo (a-Si), silício microcristalino (a-Si/ μ c-Si), silício policristalino (p-Si), silício monocristalino (m-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) foram implementadas com uma potência nominal aproximada de 9 kWp. A Tabela 2 e a Tabela 3 apresentam as principais características dos módulos fotovoltaicos e da configuração do MA, respectivamente.

Tabela 2: Resumo das características dos módulos fotovoltaicos utilizados.

Tecnologia	a-Si	a-Si/ μ c-Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe
Modelo	DA 100 A5	DA 142 C1	SF-220-30- 1P235L	YL260C- 30b	<i>PowerMax Strong 120</i>	FS- 280
Potência nominal (Wp)	100	142	260	235	120	80
Eficiência (%)	6,4	9,1	12,9	15,9	11,2	11,1
Área (m ²)	1,56	1,56	1,65	1,63	1,09	0,72
Peso (kg)	20	20	21	19,1	19,6	12
Tensão V _{mpp} (V)	72	119	30,1	30,8	39,9	71,2
Coef. P _{mpp} (%/°C)	-0,25	-0,3	-0,45	-0,41	-0,39	-0,25
Coef. Voc (%/°C)	-0,3	-0,35	-0,32	-0,31	-0,17	-0,25
Coef. Isc (%/°C)	0,09	0,09	0,04	0,04	0,001	0,04

Tabela 3: Resumo da configuração do MA.

Tecnologia	a-Si	a-Si/μc-Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe
Nº de módulos	90	63	38	34	69	112
Nº de módulos em série	5	3	19	17	9 e 7	8
Nº de <i>strings</i>	15	21	2	2	6 e 3	14
Potência total (kWp)	9	8,95	8,93	8,84	9	8,96
Modelo do Inversor	PVI-10.0-I	PVI-10.0-I	PVI-10.0-TL	PVI-10.0-TL	PVI-10.0-I	PVI-10.0-TL

O MA-Itiquira está localizado em Itiquira/MT (17° S, 54° O), região Centro-Oeste do Brasil. Itiquira, segundo o mapa climático brasileiro de ALVARES *et al.* (2013), na classificação climática de KÖPPEN (1900) é caracterizada pelo clima Aw - clima tropical, com inverno seco e estação chuvosa no verão (de novembro a abril).

O MA-Aratiba está instalado em Aratiba/RS (27° S, 52° O), localizado na região sul do Brasil (abaixo do trópico de Capricórnio) é caracterizada pelo clima Cfa - clima subtropical, com verão quente. O clima Cfa apresenta temperaturas superiores a 22°C no verão e mais de 30 mm de chuva no mês mais seco KÖPPEN (1900).

A Figura 16 e a Figura 17 apresentam a vista geral dos sistemas fotovoltaicos que compõem o MA de Aratiba/RS e do MA de Itiquira/MT, respectivamente.



Figura 16: Vista geral do MA-Aratiba/RS.



Figura 17: Vista geral do MA-Itiquira/MT.

O projeto do MA dispõe também de uma estação solarimétrica a fim de realizar medições meteorológicas locais. A Figura 18 apresenta a estação solarimétrica e a Tabela 4 os componentes da estação.



Figura 18: Estação Solarimétrica.

Tabela 4: Sensores da estação solarimétrica.

1,2	Células de referência (limpa e suja): Medição da irradiação global e índice de sujeira.
3	Piranômetro SPN1: Medição de irradiação global horizontal, difusa e direta.
4	Piranômetro inclinado: Medição da irradiação global inclinada. Esta é a mesma irradiação observada pelo sistema FV, pois o sensor está posicionado na mesma inclinação do painel FV.
5	Piranômetro horizontal: Medição da irradiância global horizontal.
6	Pluviômetro: Medição do índice de precipitação;
7	Sensor de temperatura e umidade relativa;
8	Anemômetro: Medição de velocidade e direção do vento;
9	Sistema de Medição e Aquisição de Dados.

3.2 ANÁLISE E VALIDAÇÃO DE DADOS

Os dados são capturados em intervalos de tempo definidos pelo *datalogger*. O intervalo da medição influencia diretamente a qualidade dos dados, pois podem fazer passar despercebidos picos ou variações bruscas de irradiância. Sendo assim, o registro de efeitos de pouca duração, tais como os efeitos de lente de nuvens e borda de nuvens, acaba sendo prejudicado (BURGUER e RÜTHER, 2006; RANSOME e FUNTAN, 2005). A Figura 19 explicita a influência do intervalo de aquisição de dados na distribuição de irradiância. Como pode ser observado, para intervalos de aquisição elevados, como o intervalo de 1h (que é comumente utilizado em *softwares* de simulação) a energia associada aos maiores níveis de irradiância são distribuídos para níveis menores.

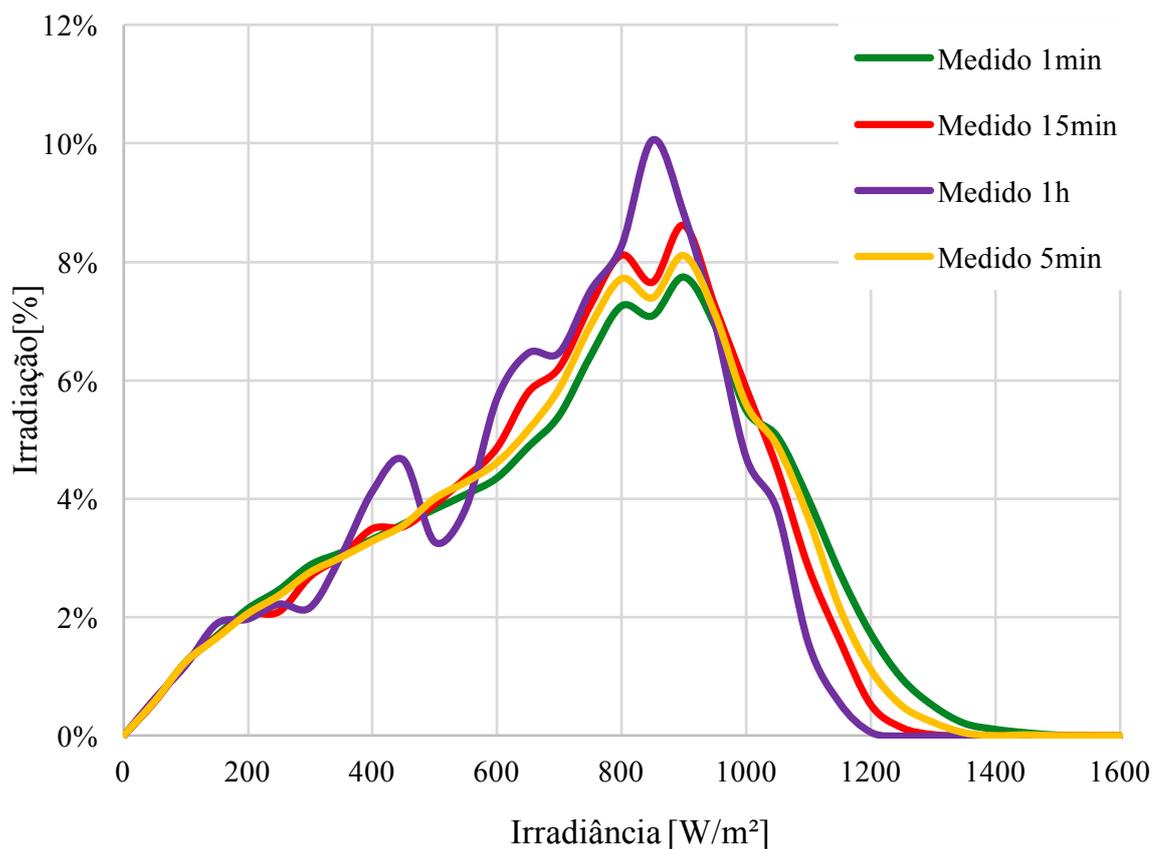


Figura 19: Distribuição de irradiância para diferentes intervalos de aquisição de dados para Itiquira. Ano base: 2015.

Para desenvolver a análise de resultados deste trabalho foram utilizados dados elétricos e ambientais dos Módulos de Avaliação de Aratiba e Itiquira. Os dados foram coletados através de um *datalogger* instalado no local e o sistema fotovoltaico foi monitorado durante um ano, no período compreendido entre junho de 2015 e maio de 2016. Os dados brutos adquiridos na resolução temporal de 1 minuto foram analisados e validados utilizando o *software* Microsoft Excel.

Os dados brutos dos inversores e *stringboxes* são salvos em um padrão no qual, para os pontos em que não houve valor significativo registrado (por exemplo, à noite), o valor da hora não é gravado, ou seja, ao baixar os dados, essas linhas não existem. Além disso, cada vez que o sistema, por alguma falha de comunicação não registra um dado, essa linha também desaparece, resultando na necessidade da adequação temporal. Foram considerados válidos para a análise apenas os dias com pelo menos oito horas de sol medidas, ou seja, dias com pelo menos 500 dados. Para um mês ser considerado válido, este deveria ter pelo menos metade dos dias válidos.

A validação dos dados brutos do inversor passou por um filtro de medidor travado, onde se houvessem três medidas iguais seguidas, todas eram excluídas até que ocorresse o destravamento. Outro filtro aplicado foi o de verificação de séries fotovoltaicas (*strings*) falhadas com dados de potência oriundos das *stringboxes*.

Após a validação dos dados brutos segundo esta métrica, algumas falhas eventuais foram detectadas e a métrica utilizada para correção foi a de uma normalização para os meses válidos incompletos e para o caso de um mês não válido, a média entre o mês anterior e o posterior. As variáveis utilizadas oriundas da estação solarimétricas foram as de irradiação global horizontal, inclinada, difusa e direta, temperatura ambiente e chuva de cada Módulo de Avaliação. Além dos dados ambientais coletados pela estação solarimétricas e tratados, foram obtidos dados de geração de energia CA dos inversores e das *stringboxes* de cada tecnologia.

A Figura 20 mostra o fluxograma de análise dos dados da estação solarimétrica, inversores e *stringboxes* de cada MA.

Os cálculos de *yield*, Fator de Capacidade e PR seguem as Equações 1, 2 e 3 já apresentadas. Os módulos da tecnologia de a-Si já passaram a fase de estabilização do efeito *Staebler-Wronski* (STAEBLER e WRONSKI, 1997).

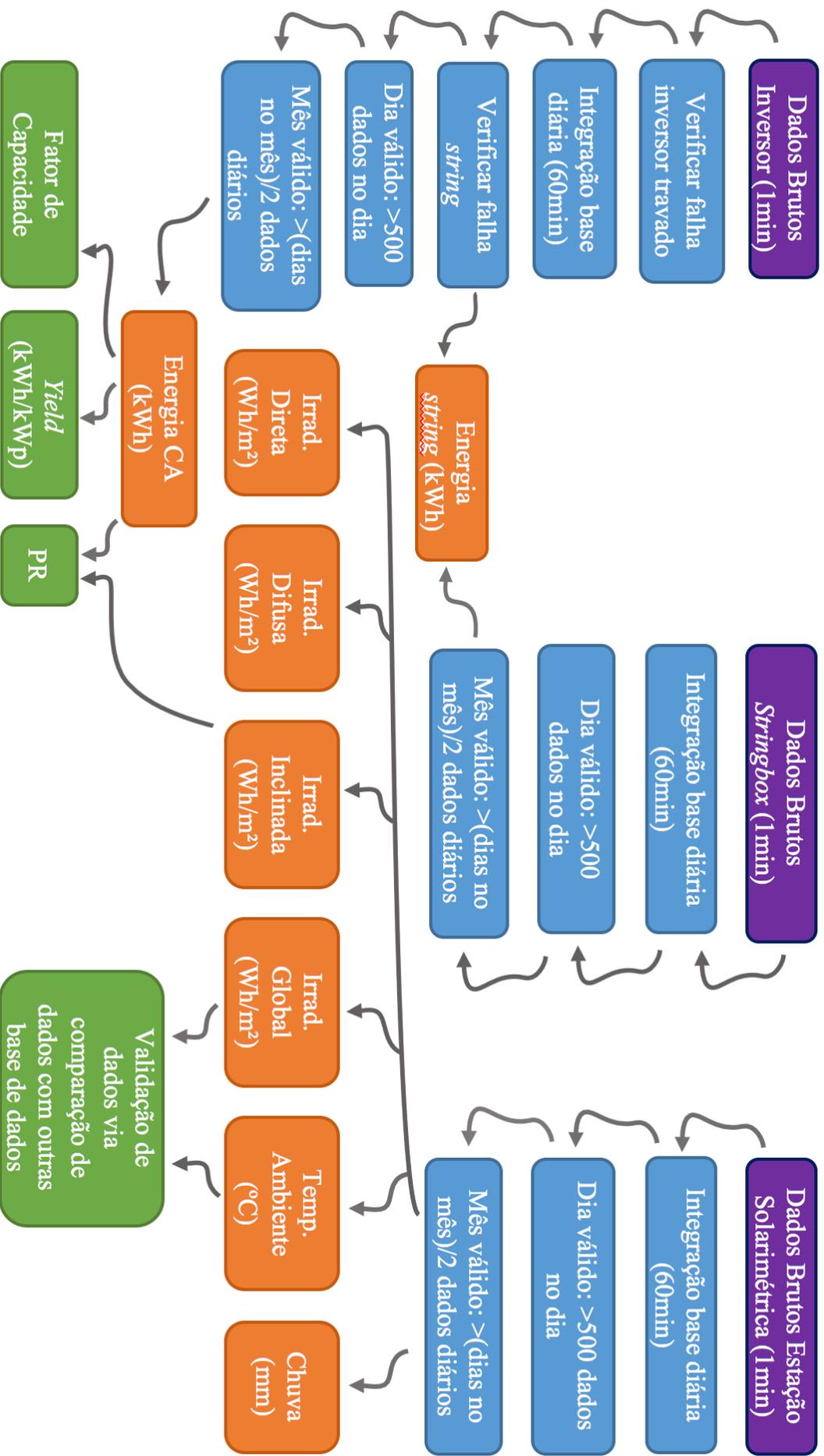


Figura 20: Fluxograma de análise dos dados solarimétricos e de geração FV.

3.2.1 Dados Meteorológicos - Estação Solarimétrica

A Estação Solarimétrica (EES) realiza medições de irradiâncias global horizontal, inclinada, difusa e direta, temperatura ambiente e chuva. A Figura 21 e a Figura 22 apresentam, respectivamente, o percentual de dados válidos mensais da estação solarimétrica nos MA-Aratiba e MA-Itiquira. Observa-se que o único mês não válido na estação solarimétrica foi o de Dezembro/15 em Itiquira, por falha no disjuntor geral. O restante dos meses nos dois MAs possuem meses válidos.

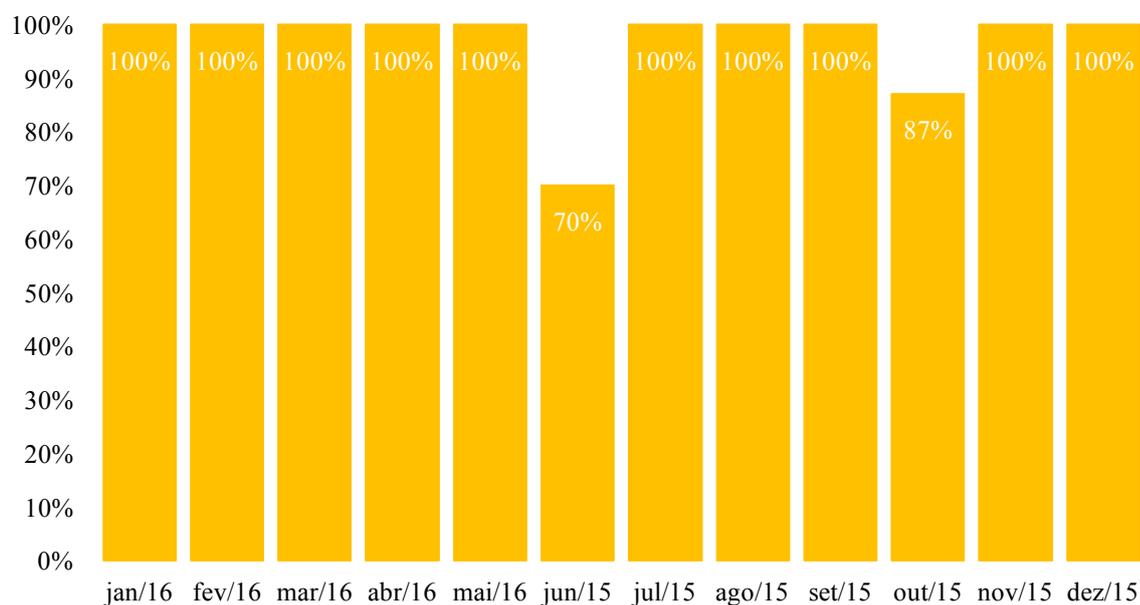


Figura 21: Percentual de dados válidos mensais da EES MA-Aratiba.

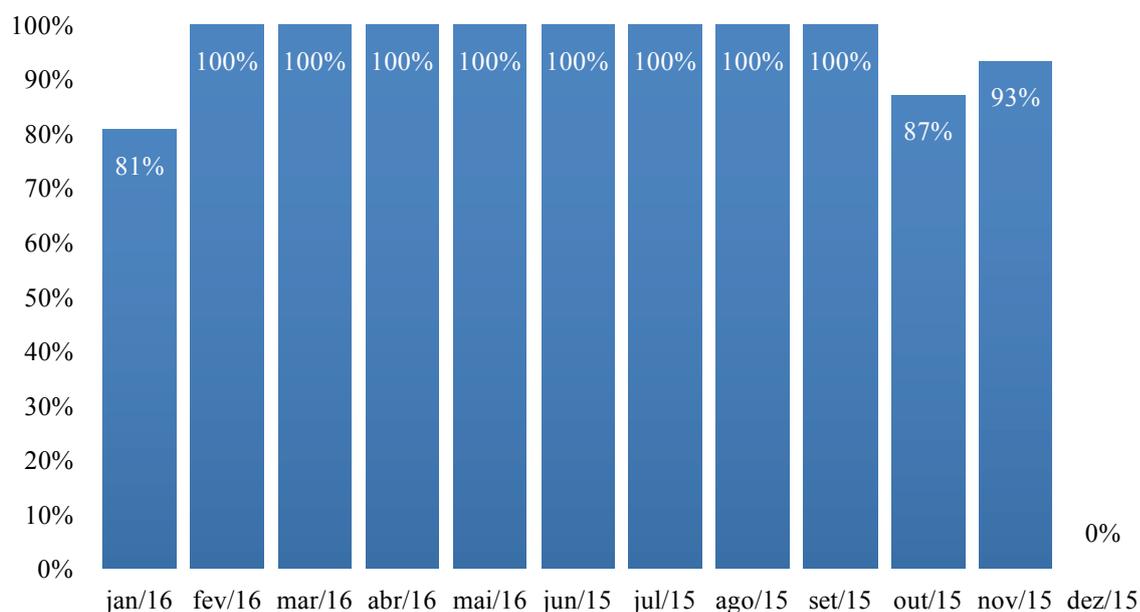


Figura 22: Percentual de dados válidos mensais da EES MA-Itiquira.

Para avaliar o recurso solar nos locais de inserção dos Módulos de Avaliação analisados, a metodologia adotada consiste em levantar a evolução mensal da irradiação solar média diária global no plano horizontal medida por um piranômetro local e da temperatura ambiente média diária medida por um sensor de temperatura. Para o período compreendido entre junho de 2015 e maio de 2016, as médias foram obtidas através de dados (irradiância e temperatura) registrados em intervalos de 1 minuto oriundos da estação solarimétrica instalada em cada Módulo de Avaliação. Os valores da irradiação solar global horizontal média diária do período foram comparados com valores médios diários de irradiação solar global horizontal oriunda de bancos de dados da NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>), NREL (<https://www.data.gov/>) e INPE (PEREIRA *et al.*, 2017).

a) NASA

O banco de dados de radiação solar do *Solar Radiation Network* (SolRad-Net) é disponibilizado pela NASA com dados de 1992 a 2014. O SolRad-Net é uma rede de sensores terrestres disponibilizados em tempo quase real para a comunidade científica e outros usuários finais (Stackhouse *et al.*, 2016). Os dados fornecidos apresentam médias mensais do total diário (kWh/m².dia), com resolução espacial de 1° latitude x 1° longitude (aproximadamente 110 x 110 km²).

b) NREL

O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) desenvolveu o modelo *Climatological Solar Radiation* (CSR) para calcular as médias climatológicas da irradiação solar com resolução espacial 40 x 40 km² (Maxwell *et al.*, 1998). Os dados fornecidos pelo NREL apresentam médias mensais do total diário (kWh/m².dia), com resolução espacial de 40 x 40 km² para o período de 1985-1992.

c) INPE

A segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar apresenta dados de irradiação obtidos no âmbito do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), a partir de uma série histórica de mais de 17 anos de imagens de satélite geostacionário, os quais foram posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Os dados fornecidos pelo Atlas apresentam estimativas do total diário de irradiação solar com resolução espacial de 10 x 10 km² (PEREIRA *et al.*, 2017).

3.2.2 Dados Inversor

Dados de energia em corrente alternada foram utilizados para obtenção da energia fornecida à rede. A Tabela 5 apresenta os dias sem dados ou com menos de 500 dados diários válidos para os inversores do MA-Aratiba e MA-Itiquira. Algumas falhas ocorrem nas conexões das *strings* nas tecnologias de a-Si, $\mu\text{c-Si}$ e CdTe em Itiquira/RS. Para o MA de Aratiba, apenas na tecnologia de Cdte ocorreu falha em *strings*. Uma normalização foi feita nos dados mensais. A Figura 23 e a Figura 24 apresentam, respectivamente, o percentual de dados válidos para os inversores dos MA-Aratiba e MA-Itiquira.

Tabela 5: Dias falhados nos dados dos inversores nos MAs.

Mês	Dia com falhas por mês M2						Dia com falhas por mês M4					
	a-Si	a-Si/ $\mu\text{c-Si}$	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe	a-Si	a-Si/ $\mu\text{c-Si}$	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe
jan/16	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6
fev/16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mar/16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
abr/16	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0
mai/16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jun/15	9	9	9	9	9	9	11	11	11	11	0	0
jul/15	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
ago/15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
set/15	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0
out/15	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
nov/15	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2
dez/15	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31

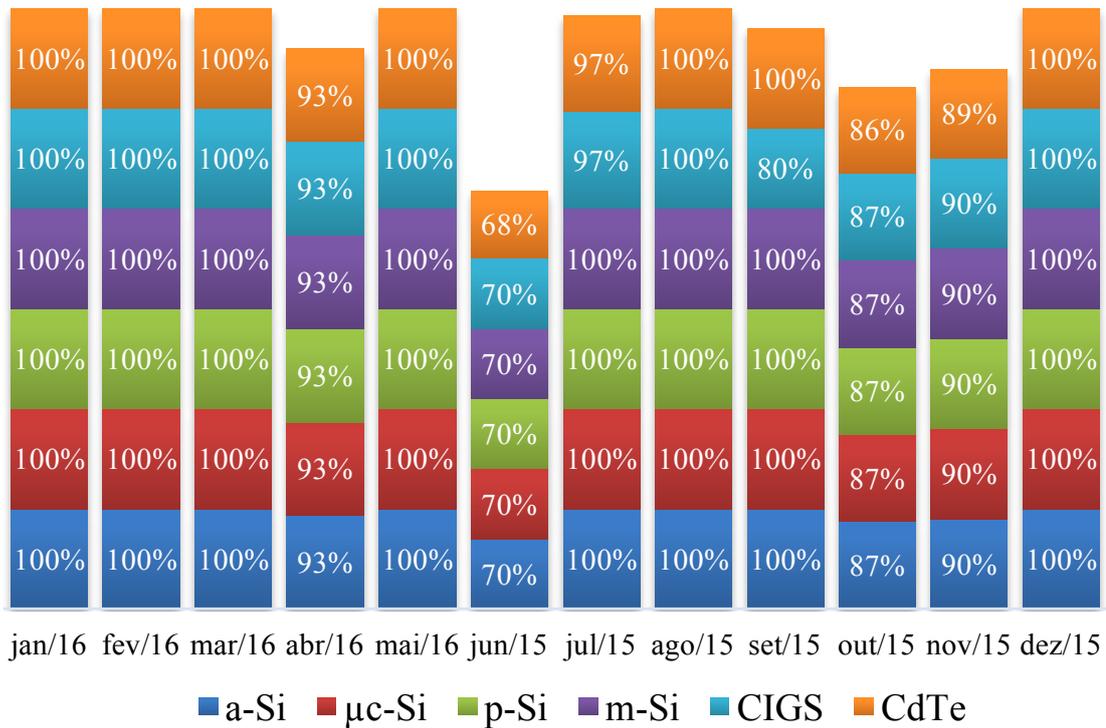


Figura 23: Percentual de dados válidos mensais dos inversores do MA-Aratiba.

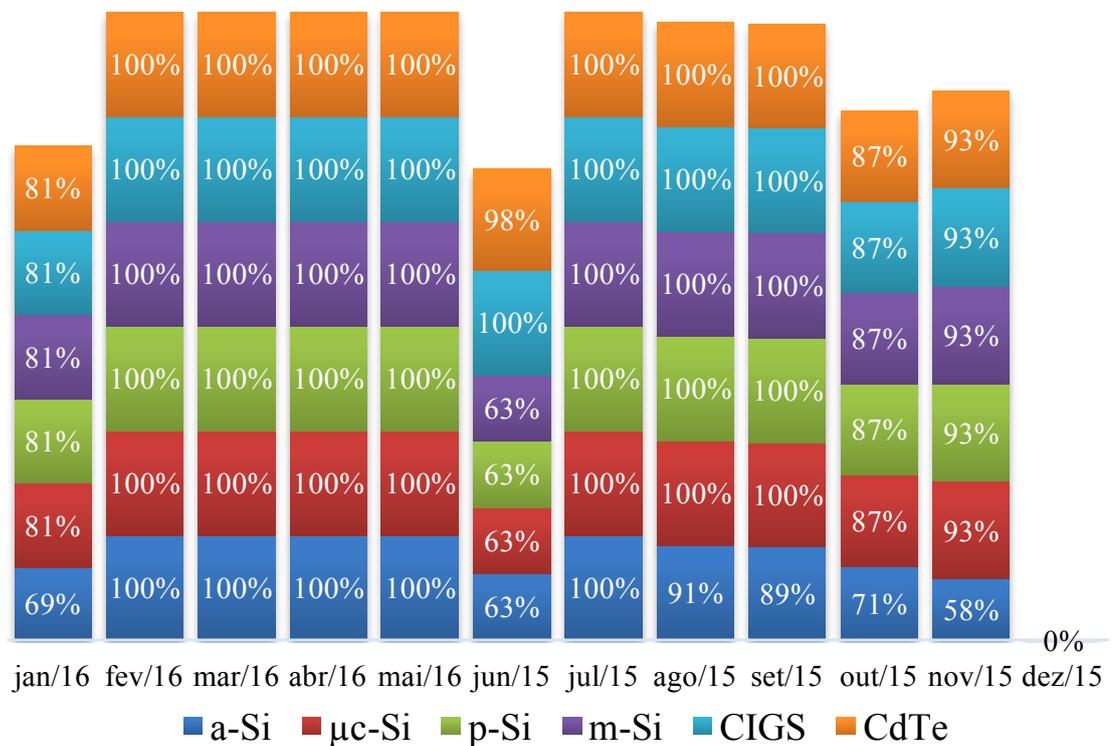


Figura 24: Percentual de dados válidos mensais dos inversores do MA-Itiquira.

4 RESULTADOS

4.1 DADOS SOLARIMÉTRICOS

O recurso solar medido na região foi comparado com dados estimados de diversos bancos de dados consolidados. Os dados medidos também foram analisados em várias faixas de irradiância, com o objetivo de avaliar os índices de irradiância medidos mais frequentes.

4.1.1 Irradiação Medida X Estimada

A Figura 25 e a Figura 26 apresentam a evolução mensal da irradiância solar global horizontal média diária do período analisado e a irradiância solar global horizontal média diária oriunda de bancos de dados da NASA, NREL e do Atlas Brasileiro de Energia Solar para Aratiba/RS e Itiquira/MS, respectivamente.

A Tabela 6 resume as diferenças percentuais entre os valores da irradiância solar global horizontal média diária oriunda dos diferentes bancos de dados e os valores medidos no MA-Itiquira e no MA-Aratiba.

Vale ressaltar que o período dos dados medidos é de apenas um ano, enquanto que os bancos de dados avaliados se baseiam em séries históricas com períodos que variam de 10 a 22 anos.

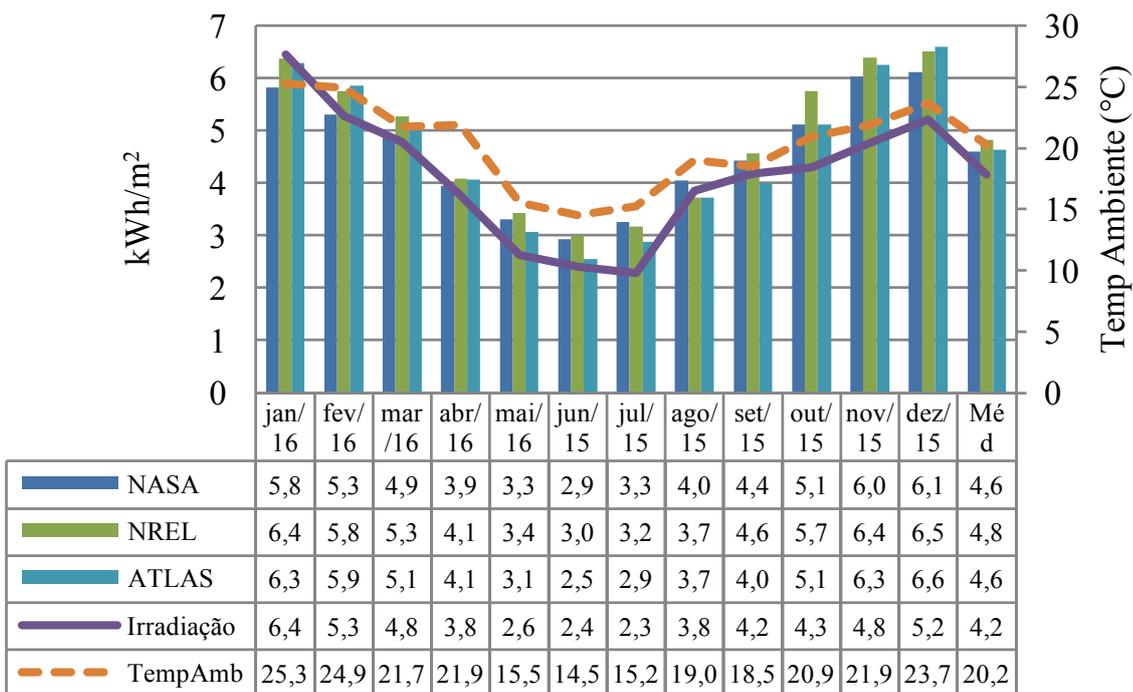


Figura 25: Evolução mensal da irradiância solar global horizontal média diária em Aratiba/RS.

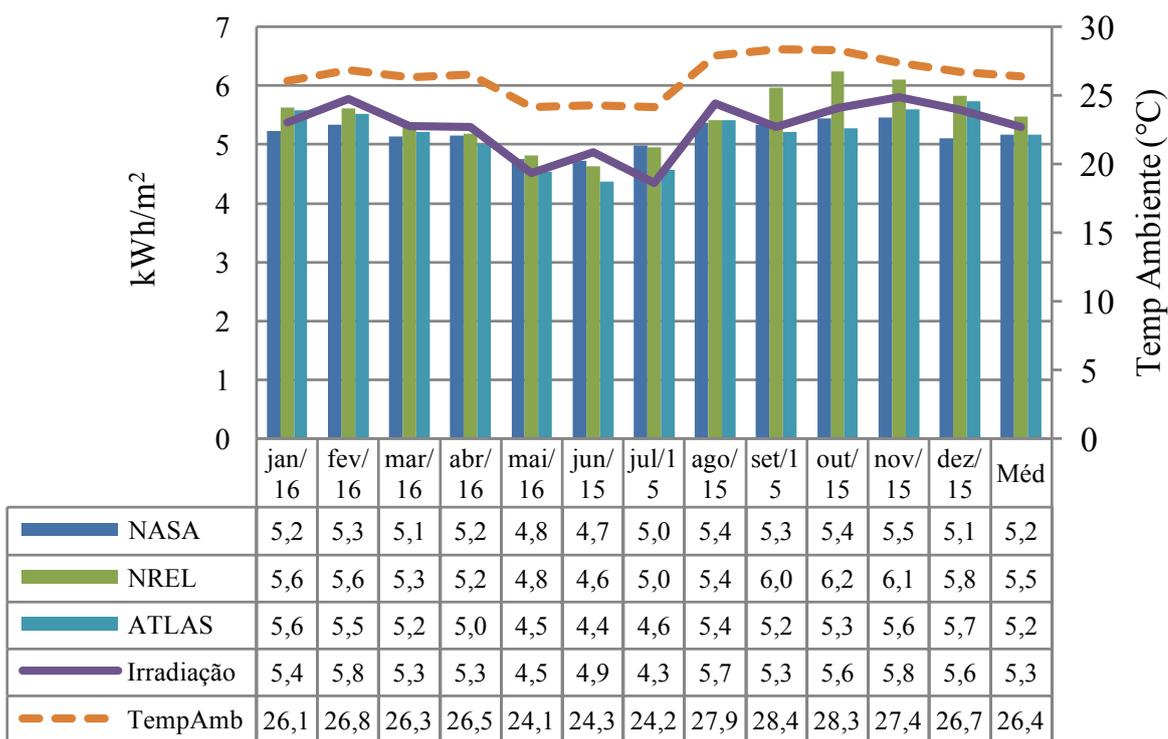


Figura 26: Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária em Itiquira/MT.

Tabela 6: Valores percentuais das diferenças entre a irradiação global horizontal medida e a estimada por diferentes bancos de dados.

	NASA	NREL	ATLAS	NASA	NREL	ATLAS
	Aratiba/RS			Itiquira/MS		
jan/16	11%	1%	2%	3%	-5%	-4%
fev/16	-1%	-8%	-10%	8%	3%	5%
mar/16	-2%	-9%	-7%	4%	0%	2%
abr/16	-4%	-7%	-7%	3%	2%	6%
mai/16	-20%	-23%	-14%	-5%	-6%	-1%
jun/15	-18%	-20%	-6%	3%	5%	12%
jul/15	-30%	-28%	-21%	-13%	-12%	-5%
ago/15	-5%	3%	3%	6%	5%	5%
set/15	-6%	-8%	4%	-1%	-11%	2%
out/15	-16%	-25%	-16%	3%	-10%	6%
nov/15	-21%	-26%	-24%	6%	-5%	4%
dez/15	-15%	-20%	-21%	9%	-4%	-3%
Méd	-9,6%	-14,0%	-10,2%	2,3%	-3,4%	2,4%

No período analisado, os resultados mostram que a irradiação solar global horizontal média diária medida no MA-Aratiba foi de 4,2 kWh/m². Bancos de dados fornecem as médias diárias de 4,8 kWh/m² (NREL) e 4,6 kWh/m² (NASA e INPE). A irradiação solar média diária medida é cerca de 10% menor do que a irradiação solar média diária do INPE e NASA e 14% menor do que a irradiação solar média diária da NREL. Para a cidade de Itiquira, a diferença percentual entre o valor medido (5,3 kWh/m²) e NREL (5,5 kWh/m²) foi de 3,4% e para os bancos de dados da NASA e INPE (5,2 kWh/m²) de 2,3%. O mês de julho apresenta a maior diferença percentual em ambas localidades.

Em virtude dos fatos expostos, não é possível afirmar que os bancos de dados superestimam o recurso solar para a região, pois além das limitações do sensor utilizado, há também as incertezas dos próprios bancos de dados. Para uma análise mais completa e conclusiva seria necessário medir o recurso solar da região por um período maior de tempo.

4.1.2 Distribuição da Irradiação Solar Global Horizontal por Intervalos de Irradiância

A análise da distribuição da irradiação solar global horizontal por faixas de irradiância horizontal faz-se necessária quando se deseja avaliar quais são os índices de irradiância mais frequentes no local.

A Tabela 7 e a Tabela 8 apresentam, para os meses analisados no período compreendido entre jun/2015 e mai/2016, os valores percentuais de irradiação global horizontal por faixas de distribuição de irradiância horizontal. O valor de irradiância apresentado em cada coluna representa o valor inicial e o limite superior do intervalo analisado é o valor de irradiância correspondente da coluna seguinte.

A Figura 27 apresenta a energia acumulada da distribuição de irradiância para um intervalo de medição no intervalo de 1 minuto.

Tabela 7: Distribuição de irradiância - Aratiba/RS

		Irradiância Solar (W/m ²)																											
	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400
Janeiro	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	14%	5%	2%	1%	1%	1%	0%	0%
Fevereiro	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	7%	7%	7%	9%	8%	7%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
Março	1%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	8%	9%	9%	5%	4%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Abril	1%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	7%	8%	8%	9%	11%	11%	7%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Mai	2%	4%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	8%	11%	9%	7%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Junho	2%	5%	5%	6%	6%	6%	5%	6%	6%	8%	9%	14%	17%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Julho	3%	5%	5%	6%	7%	7%	8%	7%	6%	6%	7%	7%	11%	11%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Agosto	1%	2%	2%	3%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	8%	9%	10%	11%	8%	6%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Setembro	1%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	9%	11%	9%	6%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Outubro	1%	2%	2%	3%	4%	4%	4%	5%	4%	5%	4%	5%	5%	6%	6%	5%	6%	7%	10%	7%	3%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	
Novembro	1%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	8%	9%	5%	2%	2%	1%	0%	0%	
Dezembro	1%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	6%	7%	6%	8%	3%	1%	1%	1%	0%	0%

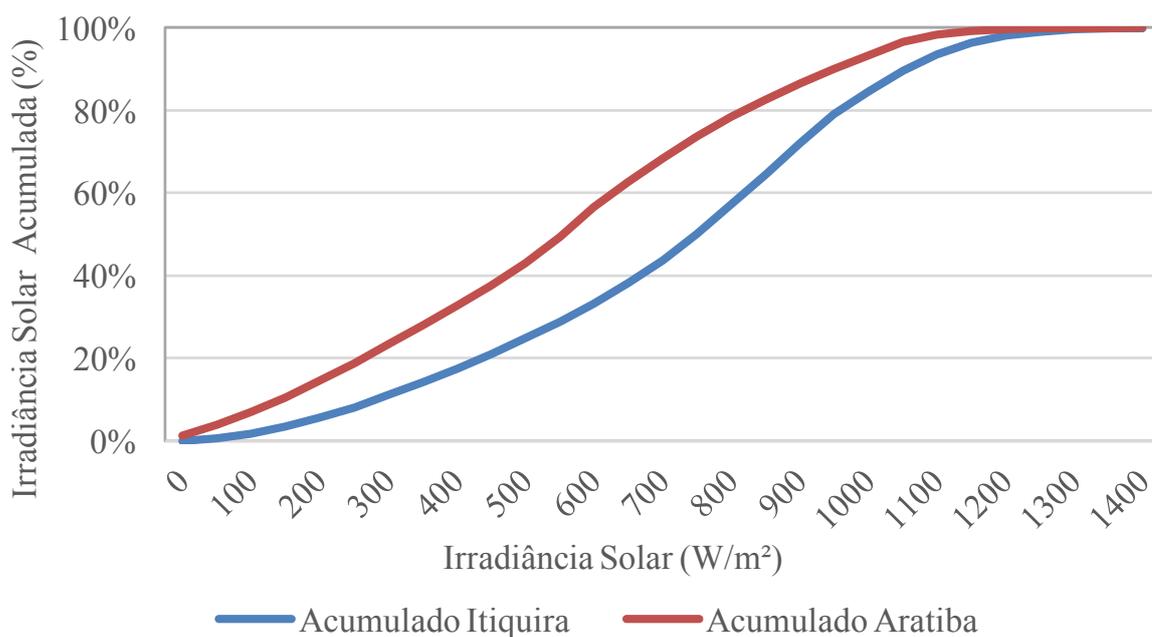


Figura 27: Energia acumulada da distribuição de irradiância.

O MA-Aratiba, localizado no sul do Brasil, entre maio e agosto de teve-se uma concentração maior de energia para valores de irradiância em torno de 600 W/m^2 . Para os meses mais quentes do verão (novembro, dezembro, janeiro e fevereiro) nota-se um aumento de concentração de energia em torno 1000 W/m^2 e registro de irradiâncias acima de 1200 W/m^2 .

Em Itiquira, centro-oeste brasileiro, é possível observar claramente que a distribuição de energia varia consideravelmente ao longo do ano. Para os meses entre maio e outubro, tem-se uma concentração maior de energia para valores de irradiância em torno de 900 W/m^2 , enquanto que para os demais meses nota-se uma diminuição de concentração de energia em torno de 1000 W/m^2 e um aumento de concentração de irradiação solar para irradiâncias acima de 1200 W/m^2 . Isso pode estar relacionado ao aumento da nebulosidade nos meses de verão e, conseqüentemente, ao aumento de ocorrências dos efeitos de lente de nuvens e borda de nuvens². Vale ressaltar que os dados medidos foram adquiridos com intervalo de 1 minuto e que valores instantâneos podem ter ultrapassado este valor máximo.

²Os efeitos de lente de nuvens e borda de nuvens (*cloud enhancement effect* e *cloud edge effect*) podem ocorrer quando há uma cobertura parcial de nuvens, onde, pelos efeitos de lente de aumento e de reflexão da luz, uma nuvem fina e/ou a borda de uma nuvem age como uma lente de aumento ou como um refletor, concentrando a radiação no plano do arranjo solar fotovoltaico, situação na qual a irradiância frequentemente atinge valores acima de 1000 W/m^2 (ALMEIDA *et al.*, 2014).

Na distribuição de energia acumulada com valores de irradiância média anual, observa-se a diferença do recurso solar entre as localidades. Aratiba possui menor incidência de irradiância quando comparada com Itiquira. Em Aratiba, mediu-se maior concentração de irradiância média anual em torno de 600 W/m^2 . Já em Itiquira esse valor foi de 900 W/m^2 , tendo o maior valor registrado no intervalo de aquisição de dados de 1min de 1650 W/m^2

Para irradiâncias acima de 1000 W/m^2 tem-se uma quebra em 1.200 W/m^2 , representando o valor no qual possivelmente ocorreriam perdas por ceifamento³ (“clipping”), já que os inversores foram dimensionados com carregamento de aproximadamente 90%. Tais equipamentos apresentam melhor eficiência quando operam com valores de irradiâncias compreendidas no intervalo de 300 a 1000 W/m^2 .

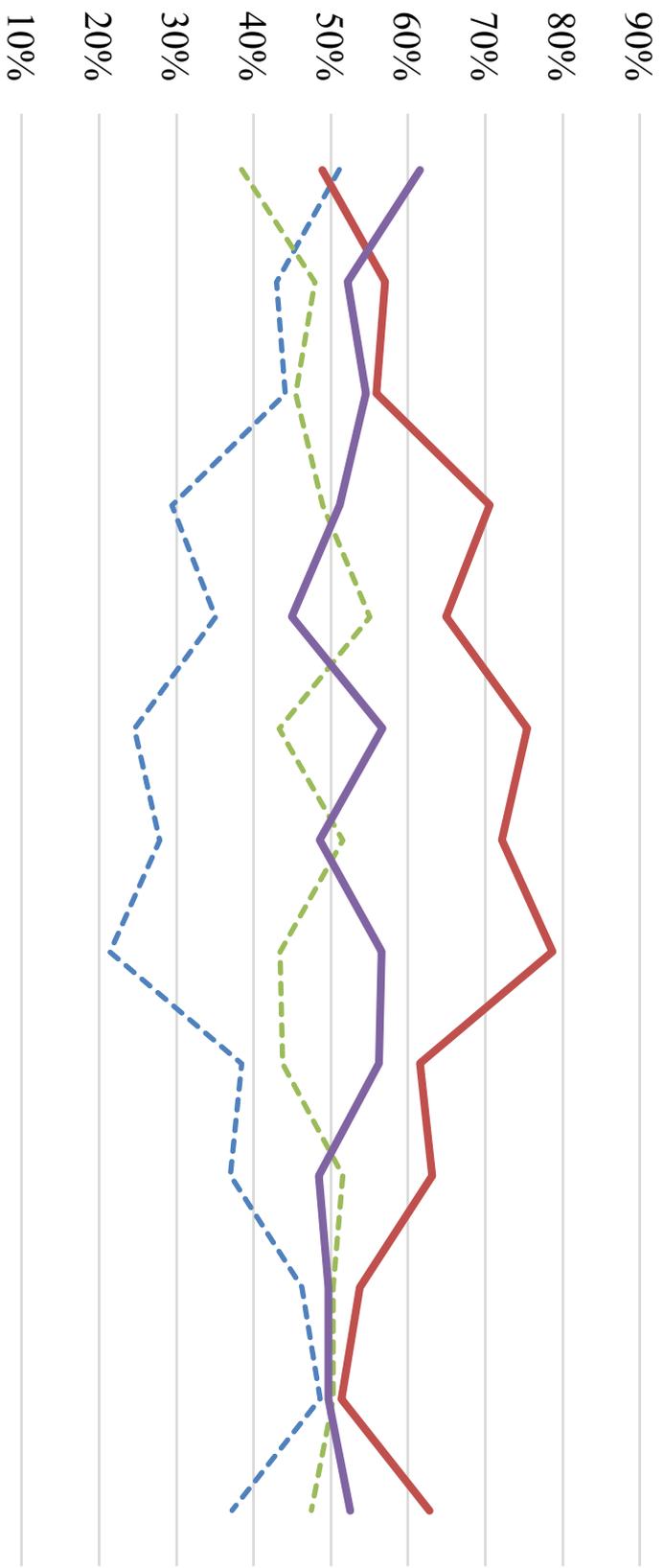
No ano avaliado, o percentual da irradiação solar para irradiâncias compreendidas entre valores maiores que 300 W/m^2 e menores ou iguais a 1.200 W/m^2 correspondeu a 87% em Itiquira e 81% no MA-Aratiba.

4.1.3 Irradiação Horizontal Direta e Difusa

A Figura 28 apresenta os perfis mensais percentuais da irradiação difusa horizontal e irradiação direta horizontal medidas pelo piranômetro SPN1 no MA-Aratiba e no MA-Itiquira. O comportamento da fração da componente difusa pode ser considerado um indicador do percentual de nebulosidade da região.

Os resultados mostram que para o ano avaliado (jun/15-mai/16), com exceção do mês de janeiro, o MA-Itiquira teve uma maior fração de irradiação difusa quando comparado com o MA-Aratiba. Em agosto de 2015, no MA-Itiquira, foi observada a menor fração da componente difusa em relação à componente global (21%) e em janeiro de 2016 foi observada a maior fração da componente difusa em relação à componente global (51%). Já para o MA-Aratiba, o percentual de Difusa/Global e Direta/Global permanece mais constante ao longo do ano quando comparado com o MA-Itiquira, com uma média anual de 48% e 52%, respectivamente. No MA-Aratiba, a média anual de irradiância Difusa/Global e Direta/Global foi de 37% e 63%, respectivamente.

³Ceifamento ou clipping é o valor de potência de entrada a partir da qual o inversor não consegue mais processar a conversão CC-CA e entregar energia para a rede elétrica.



	jan/16	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	nov/15	dez/15	Méd
Difusa MA-Itiq.	51%	43%	44%	29%	35%	25%	28%	21%	38%	37%	46%	49%	37%
Direta MA-Itiq.	49%	57%	56%	71%	65%	75%	72%	79%	62%	63%	54%	51%	63%
Difusa MA-Arat.	38%	48%	45%	49%	55%	43%	51%	43%	44%	52%	50%	50%	47%
Direta MA-Arat.	62%	52%	55%	51%	45%	57%	49%	57%	56%	48%	50%	50%	53%

Figura 28: Irradiação difusa horizontal e direta.

4.1.4 Irradiação Inclinada x Temperatura

A Figura 29 mostra as irradiações médias mensais inclinadas e difusa, em fração percentual da global e temperatura ambiente média mensal dos dois MAs analisados. A Figura 30 apresenta as diferenças percentuais de irradiação e temperatura do MA-Itiquira em relação ao MA-Aratiba e percentual mensal de horas com chuva durante o dia.

Observa-se nas Figura 29 e Figura 30 a maior sazonalidade no MA-Aratiba que é caracterizado por possuir as quatro estações do ano bem definidas e diferenciação térmica anual. O MA-Itiquira, com clima tropical, possui um desvio padrão de irradiação inclinada e de temperatura ($13,2 \text{ kWh/m}^2$ e $1,5^\circ\text{C}$) ao longo do ano bem mais baixo do que no MA-Aratiba ($22,5 \text{ kWh/m}^2$ e $3,7^\circ\text{C}$). Para o trimestre (maio, junho e julho) a irradiação solar inclinada média mensal do MA-Itiquira foi 75,9% maior do que no MA-Aratiba e para o trimestre de dezembro, janeiro e fevereiro foi de 12,4%. A diferença percentual da temperatura ambiente segue a mesma tendência, com a temperatura no MA-Itiquira 60,7% maior do que a do MA-Aratiba no trimestre maio a julho e 7,9% no trimestre dezembro a fevereiro.

No período analisado de junho/2015 a maio/2016 o inverno foi chuvoso no MA-Aratiba e o MA-Itiquira teve um inverno mais seco que o verão. No mês de janeiro, as duas localidades obtiveram a mesma temperatura ambiente média mensal, porém o MA-Itiquira teve uma maior fração de irradiação difusa mensal e uma maior porcentagem de tempo chuvoso, o que indica a provável existência de dias nublados.

A irradiação inclinada média anual no MA-Itiquira foi de $168,6 \text{ kWh/m}^2$, valor este 30% maior que a média anual da irradiação inclinada do MA-Aratiba, que foi de $129,6 \text{ kWh/m}^2$.

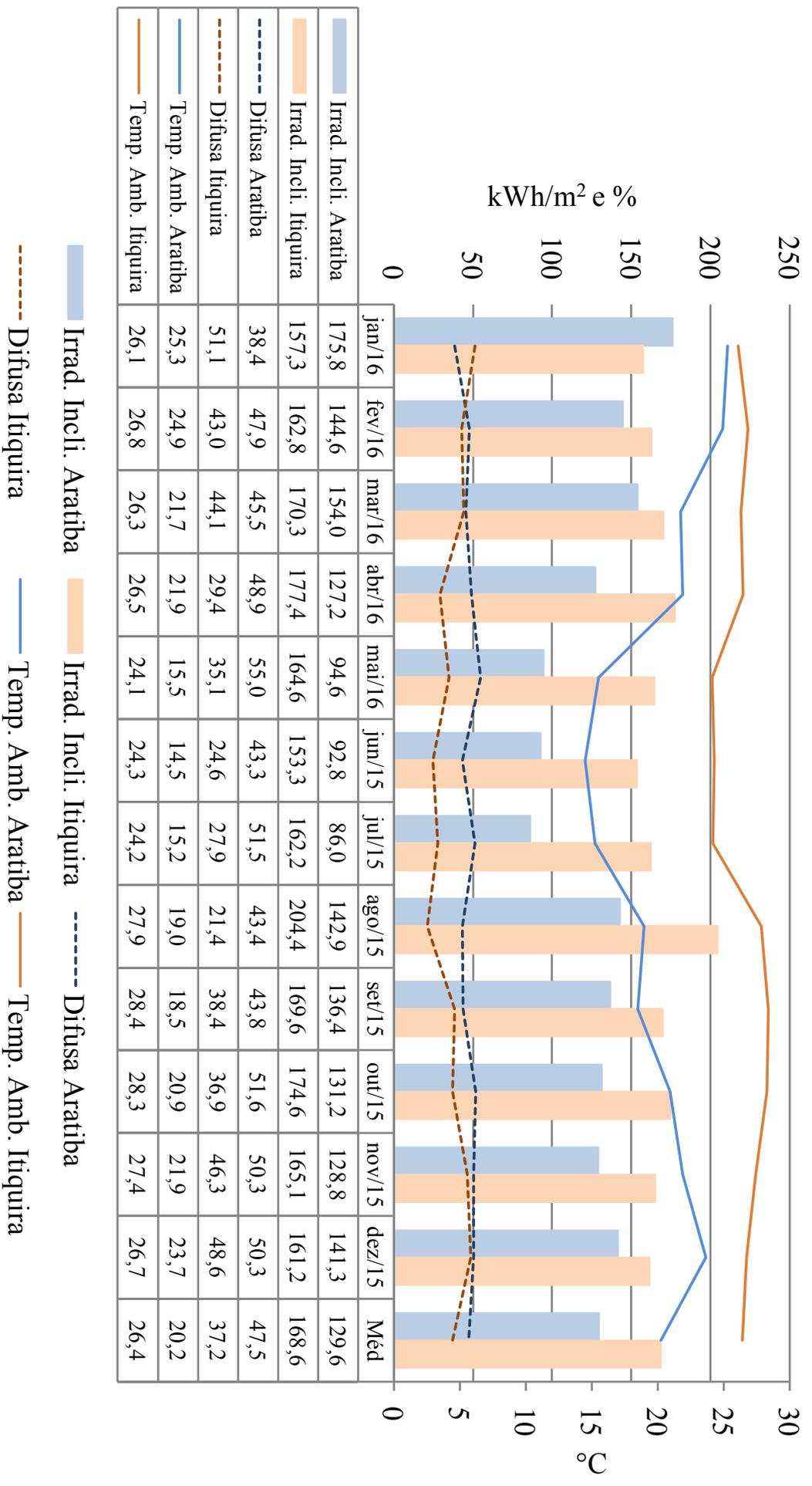


Figura 29: Dados mensais de irradiações médias inclinadas, difusa e temperatura ambiente no MA-Aratiba e MA-Itiquira.

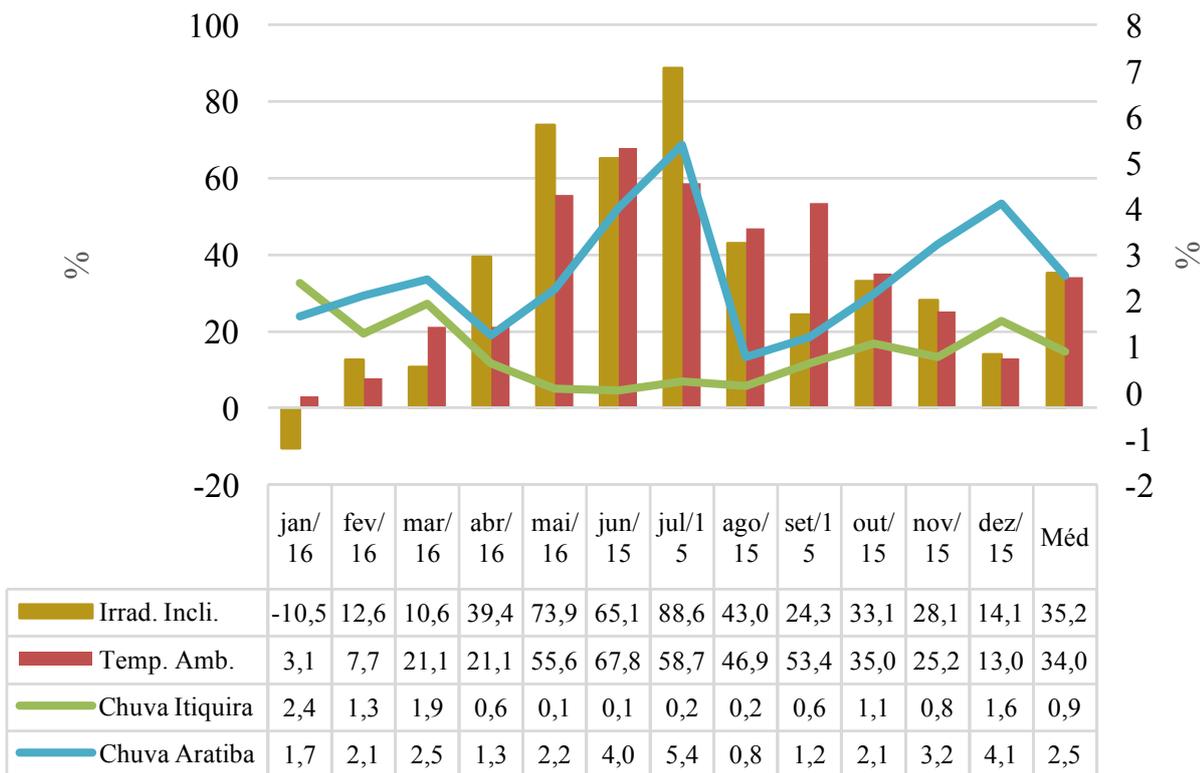


Figura 30: Evolução mensal das diferenças percentuais de irradiação e temperatura ambiente do MA-Itiquira em relação ao MA-Aratiba e percentuais mensais de horas de chuva.

4.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A Figura 31 e a Figura 32 apresentam, respectivamente, a evolução mensal das energias geradas e a diferença percentual das energias mensais geradas pelos MA-Itiquira e MA-Aratiba. No eixo secundário é apresentada a irradiação inclinada média mensal. Colunas da esquerda representam a energia total mensal gerada com a fração responsável por cada tecnologia no MA-Aratiba e as colunas da direita, no MA-Itiquira. A Tabela 9 mostra os valores mensais de energia solar fotovoltaica gerada em ambos MAs.

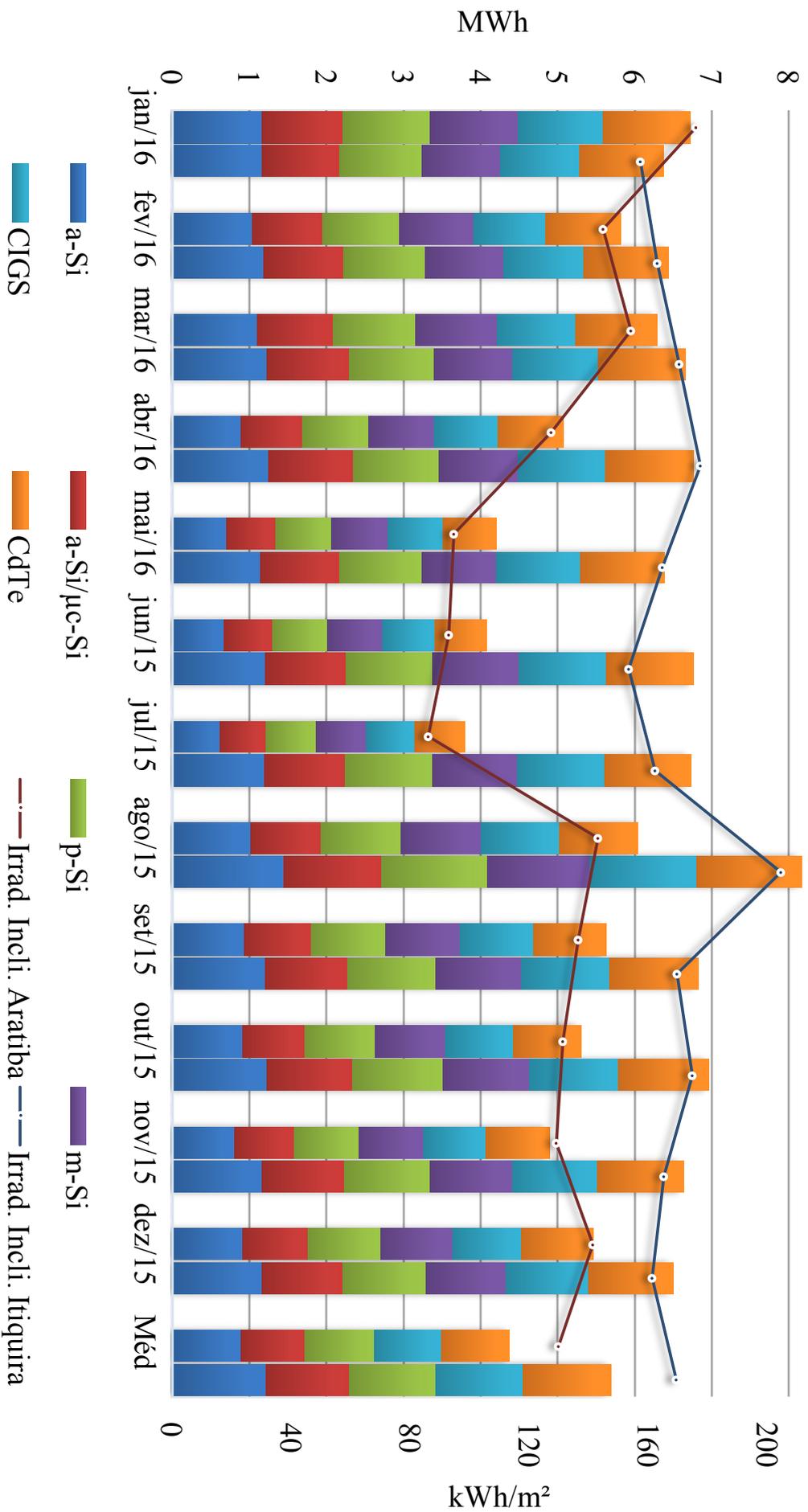


Figura 31 : Evolução mensal da energia solar fotovoltaica gerada no MA-Aratiba (esquerda) e no MA-Itiquira (direita).

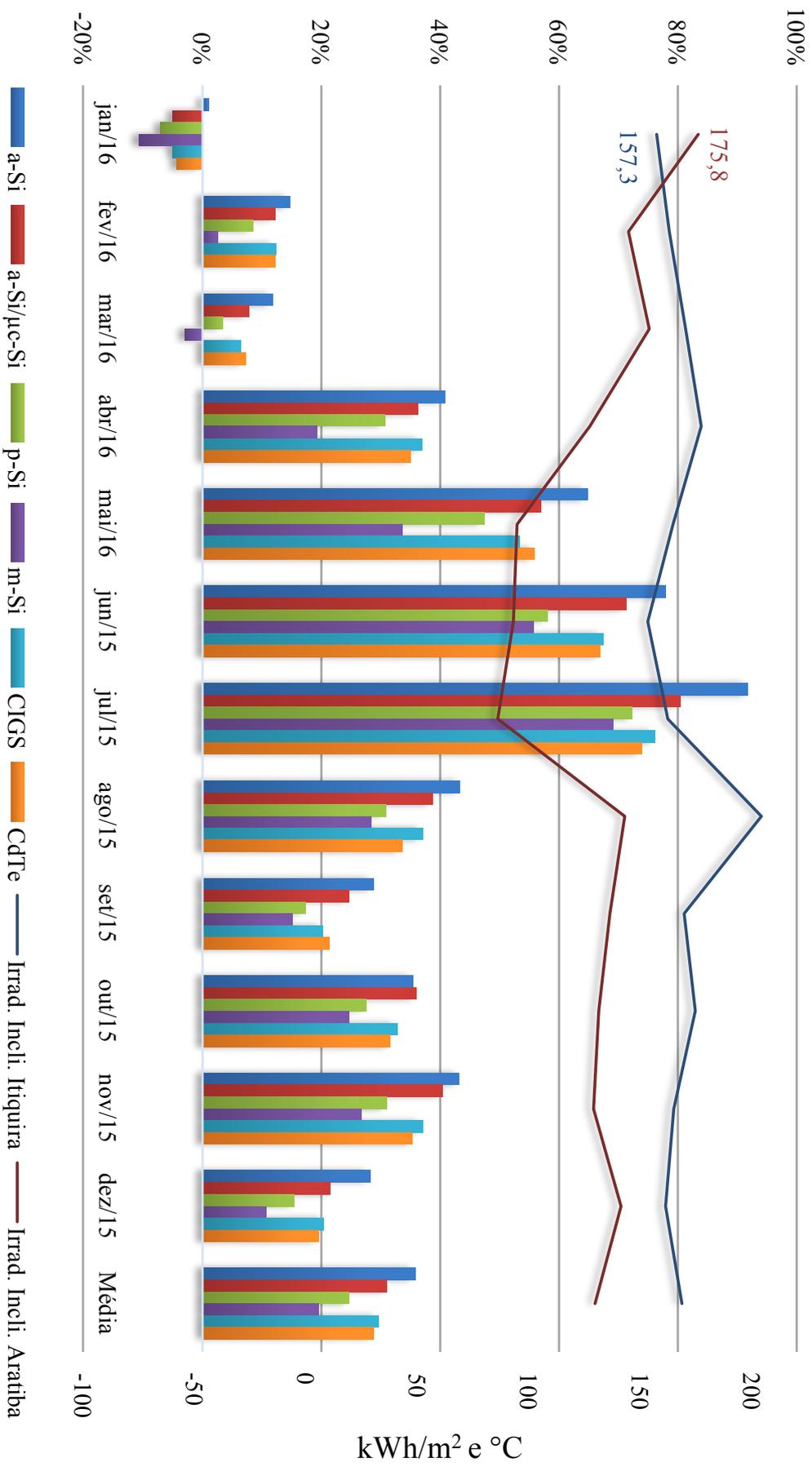


Figura 32: Evolução mensal das diferenças percentuais da geração FV das tecnologias do MA-Itiquira em relação ao MA-Aratiba e da irradiação inclinada média mensal.

Tabela 9: Energia solar fotovoltaica gerada no MA-Aratiba e no MA-Itiquira.

		Energia (kWh)						Total
		a-Si	a-Si/ μ c-Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe	
jan/16	Aratiba	1152	1061	1141	1136	1093	1142	6724
	Itiquira	1164	1008	1060	1014	1038	1091	6376
fev/16	Aratiba	1033	924	980	971	935	978	5821
	Itiquira	1186	1036	1065	997	1051	1098	6433
mar/16	Aratiba	1091	992	1065	1054	1031	1060	6292
	Itiquira	1220	1070	1102	1023	1097	1137	6649
abr/16	Aratiba	883	803	859	849	830	856	5081
	Itiquira	1245	1095	1123	1013	1138	1157	6771
mai/16	Aratiba	695	648	726	725	710	701	4205
	Itiquira	1146	1017	1071	969	1089	1093	6385
jun/15	Aratiba	674	618	707	713	683	682	4076
	Itiquira	1199	1058	1118	1110	1143	1138	6767
jul/15	Aratiba	619	582	654	655	641	648	3798
	Itiquira	1187	1050	1127	1108	1131	1127	6729
ago/15	Aratiba	1002	921	1044	1040	1011	1022	6039
	Itiquira	1436	1277	1366	1336	1386	1366	8167
set/15	Aratiba	933	856	973	968	953	946	5629
	Itiquira	1203	1068	1142	1114	1146	1148	6820
out/15	Aratiba	902	819	910	906	871	900	5308
	Itiquira	1223	1113	1162	1130	1157	1185	6970
nov/15	Aratiba	808	764	842	841	802	835	4893
	Itiquira	1157	1074	1105	1066	1099	1130	6632
dez/15	Aratiba	905	857	937	939	887	928	5453
	Itiquira	1161	1041	1082	1040	1069	1111	6504

Observa-se uma forte correlação entre irradiação solar e geração, pois o mês de maior geração fotovoltaica no MA-Aratiba (janeiro/16 com geração de 6,724 MWh) e no MA-Itiquira (agosto/15 com geração de 8,167 MWh) apresentou a maior irradiação média mensal nas respectivas localidades. Devido à grande sazonalidade no MA-Aratiba, nos meses com menores irradiações (maio, junho e julho) a geração fotovoltaica mensal reduziu consideravelmente. Foram encontrados para estes meses os respectivos valores de 4205, 4076 e 3798 kWh. Nos meses mais quentes (dezembro, janeiro, fevereiro), o MA-Itiquira gerou aproximadamente 11,8% mais do que o MA-Aratiba e nos meses mais frios (maio, junho e julho), 65,2%.

A soma da geração anual total de todas as tecnologias no MA-Itiquira foi de 81,2 MWh, 28,3% mais energia que no MA-Aratiba (63,3 MWh),

4.3 DESEMPENHO GLOBAL – PERFORMANCE RATIO (PR)

A Figura 33 e a Figura 34 apresentam a evolução mensal da PR de cada uma das tecnologias integrantes do MA-Aratiba e do MA-Itiquira, respectivamente.

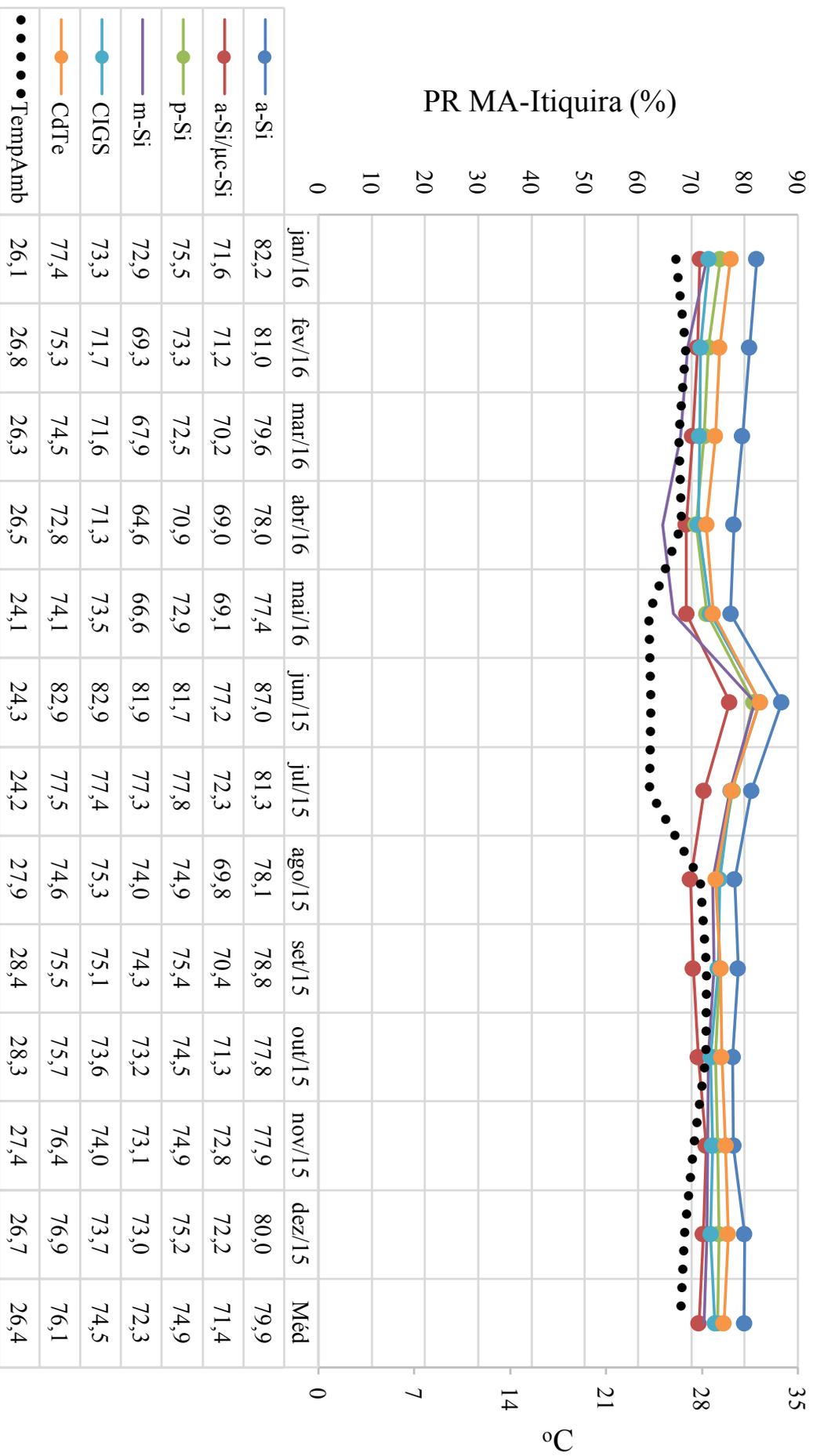


Figura 34: Evolução mensal do desempenho das tecnologias do MA-Itiquira

As tecnologias de a-Si e CdTe possuem os menores coeficientes de perdas por temperatura (-0,25 %/°C) e obtiveram melhor rendimento no MA-Itiquira, onde as temperaturas ambientais médias mensais são maiores que 27°C. Para o MA-Aratiba, na região sul, as tecnologias de silício cristalino de p-Si e m-Si, que possuem as maiores perdas por temperatura (-0,45 e -41 %/°C respectivamente), tiveram melhor desempenho global médio anual (79%) com desempenhos acima de 85% no trimestre mais frio (maio, junho e julho) onde a temperatura ambiente média mensal varia entre 14,5 e 15,5°C. A tecnologia de silício microamorfo (a-Si/ μ c-Si) teve o menor desempenho nos dois locais de instalação, com rendimentos mensais sempre menores quando comparado com as outras tecnologias e apresentou PR média anual de 71% em ambas localidades.

4.4 PRODUTIVIDADE – *YIELD*

Outra figura de mérito para avaliar o desempenho de distintos sistemas fotovoltaicos é a produtividade (*yield*). A Tabela 10 apresenta a produtividade mensal das tecnologias do MA-Aratiba e do MA-Itiquira.

Tabela 10: Produtividade mensal das tecnologias em cada MA.

	jan/16	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	nov/15	dez/15	Méd	
MA- Aratiba	a-Si	128,0	114,8	121,2	98,2	77,2	74,9	68,7	111,3	103,7	100,2	89,8	100,6	99,0
	a-Si/ μ c-Si	118,6	103,3	110,9	89,8	72,4	69,1	65,0	102,9	95,7	91,5	85,5	95,8	91,7
	p-Si	127,8	109,7	119,3	96,2	81,3	79,2	73,2	116,9	109,0	102,0	94,3	104,9	101,1
	m-Si	128,5	109,8	119,2	96,0	82,0	80,6	74,1	117,6	109,5	102,5	95,1	106,2	101,8
MA- Itiquira	CIGS	121,4	103,9	114,5	92,3	78,9	75,9	71,3	112,3	105,9	96,8	89,1	98,6	96,7
	CdTe	127,4	109,1	118,3	95,6	78,2	76,1	72,3	114,1	105,5	100,5	93,2	103,6	99,5
	a-Si	129,4	131,8	135,5	138,3	127,3	133,3	131,9	159,6	133,6	135,9	128,6	129,0	134,5
	a-Si/ μ c-Si	112,7	115,9	119,6	122,4	113,7	118,3	117,3	142,7	119,4	124,4	120,1	116,4	120,2
MA- Itiquira	p-Si	118,7	119,3	123,4	125,8	119,9	125,2	126,2	153,0	127,9	130,1	123,7	121,2	126,2
	m-Si	114,7	112,8	115,7	114,6	109,6	125,6	125,3	151,1	126,0	127,8	120,6	117,7	121,8
	CIGS	115,3	116,8	121,9	126,4	121,0	127,0	125,6	154,0	127,3	128,6	122,1	118,7	125,4
	CdTe	121,8	122,5	126,9	129,1	122,0	127,0	125,8	152,5	128,1	132,2	126,2	124,0	128,2

Em janeiro, mês de maior irradiação solar no de MA-Aratiba, o mesmo teve melhor produtividade mensal com valores variando entre 118,6 e 128,5 kWh/kWp entre as tecnologias avaliadas. No mês de julho (inverno) teve as menores produtividades médias mensais, com valores entre 65,0 e 74,1 kWh/kWp. Já no MA-Itiquira, o mês de maior produtividade (entre 142,7 e 159,6 kWh/kWp) das tecnologias foi o de agosto e o das mais baixas, maio (entre 109,6 e 127,3 kWh/kWp). Os resultados das médias mensais de produtividade coincidem com as de desempenho, onde a-Si obteve melhor produtividade média mensal no MA-Itiquira (134,5 kWh/kWp) e p-Si/m-Si (101,8/101,1 kWh/kWp), no MA-Aratiba. No período analisado, a tecnologia de a-Si/ μ c-Si obteve as médias mais baixas em ambas as localidades, com produtividade média mensal de 91,7 kWh/kWp no MA-Aratiba e 120,2 kWh/kWp no MA-Itiquira.

4.5 FATOR DE CAPACIDADE

A Figura 35 apresenta a evolução mensal do fator de capacidade das tecnologias em cada Módulo de Avaliação. Durante o período analisado, a produção efetiva nos Módulos de Avaliação, ou fator de capacidade, variou entre as tecnologias entre 9 e 17% no MA-Aratiba e entre 15% e 21% no MA-Itiquira. Os maiores valores no MA-Aratiba ocorreram no mês de janeiro com variação de 16 e 17% entre as tecnologias. No MA-Itiquira, no mês de agosto, obteve-se valores de fator de capacidade entre 19 e 21%.

Percebe-se um declínio no fator de capacidade no MA-Aratiba em meses de inverno devido a valores menores de irradiância solar neste período, com valores de 9% nas tecnologias de a-Si e a-Si/ μ c-Si. No MA-Itiquira, devido a sua maior constância de irradiação solar ao longo do ano, o perfil do fator de capacidade mensal é mais constante quando comparado com o MA-Aratiba.

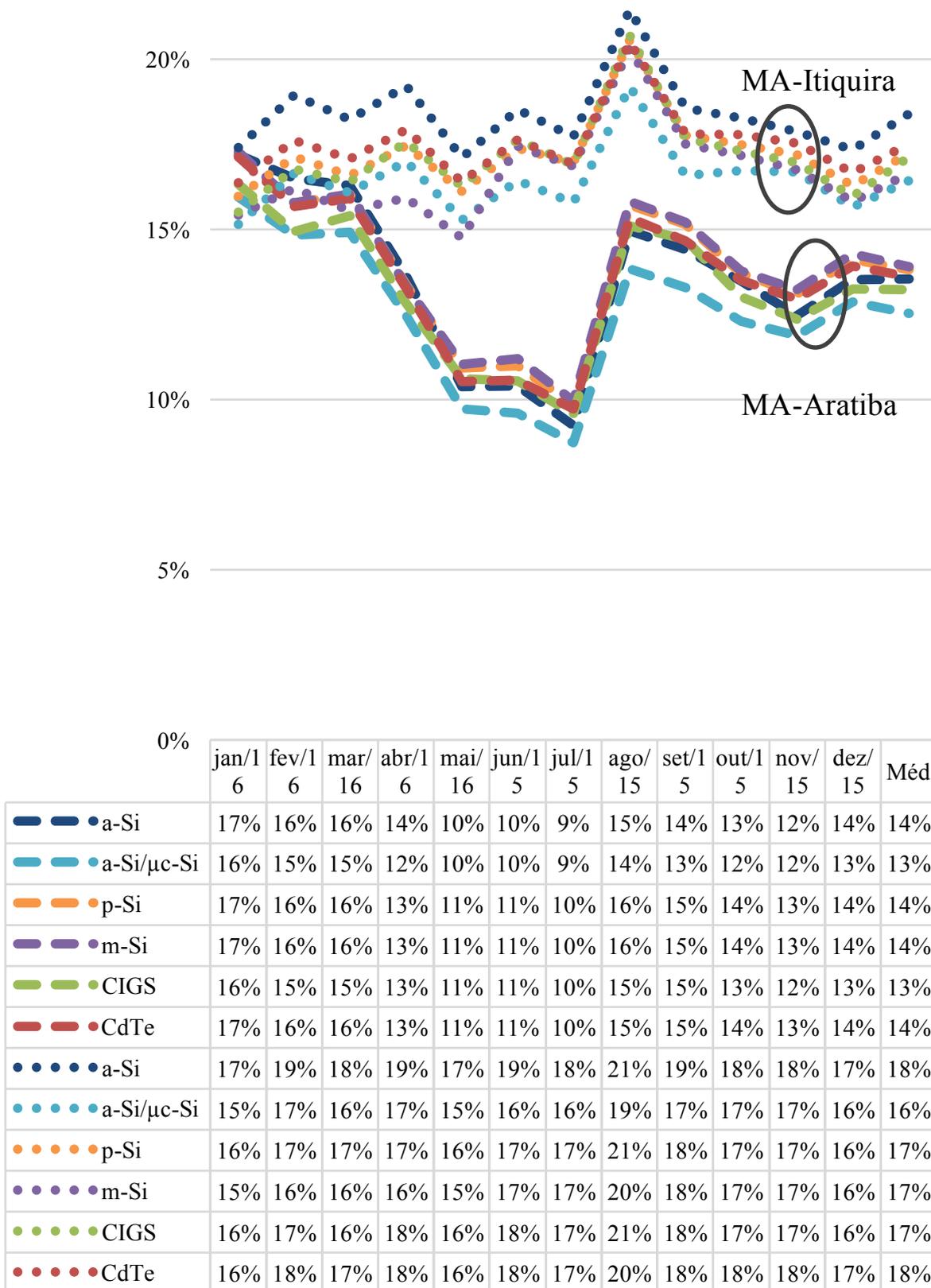


Figura 35: Evolução mensal do fator de capacidade das tecnologias de cada MA.

4.6 ENERGIA, PR, YIELD E FATOR DE CAPACIDADE ANUAL

Tabela 11: Tabela resumo da energia fotovoltaica produzida, desempenho, produtividade e fator de capacidade anual.

MA	Tecnologias	Energia (kWh/ano)	PR (%)	Yield (kWh/kWp)	FC (%)
Aratiba	a-Si	10697	76,8%	1189	13,5%
	a-Si/ μ c-Si	9844	71,2%	1100	12,5%
	p-Si	10839	78,7%	1214	13,8%
	m-Si	10796	79,3%	1221	13,9%
	CIGS	10446	75,4%	1161	13,2%
	CdTe	10697	77,3%	1194	13,6%
Itiquira	a-Si	14528	79,9%	1614	18,4%
	a-Si/ μ c-Si	12908	71,4%	1443	16,4%
	p-Si	13523	74,9%	1514	17,2%
	m-Si	12920	72,3%	1462	16,6%
	CIGS	13544	74,5%	1505	17,1%
	CdTe	13781	76,1%	1538	17,5%

Observa-se da Tabela 11: Tabela resumo da energia fotovoltaica produzida, desempenho, produtividade e fator de capacidade anual., que o MA-Aratiba obteve melhor desempenho anual das tecnologias de silício cristalino m-Si e p-Si, seguido pelas tecnologias de filmes finos de CdTe, a-Si, CIGS e μ c-Si. Itiquira, por ser caracterizada por um clima tropical, recebe maior incidência de irradiação que o sul do Brasil e conseqüentemente possui uma maior produtividade nas tecnologias quando comparadas com as localizadas no MA-Aratiba. A ordem de desempenho no MA-Itiquira entre as tecnologias foi a de: a-Si, CdTe, p-Si, CIGS, m-Si e a-Si/ μ c-Si, sendo a-Si e CdTe as que possuem menores perdas de potência por temperatura.

A soma da geração anual total de todas as tecnologias no MA-Itiquira foi de 81,2 MWh, 28,3% mais energia que no MA-Aratiba (63,3 MWh), sendo que a irradiação média mensal inclinada medida no ano avaliado em Itiquira (168,6 kWh/m²) foi 30% maior do que em Aratiba (129,6 kWh/m²).

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo comparar o desempenho de um sistema fotovoltaico de 54kWp composto pelas tecnologias de Silício Amorfo (a-Si), Silício Microcristalino (a-Si/ μ c-Si), Silício policristalino (p-Si), Silício monocristalino (m-Si), Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS) e Telureto de Cádmio (CdTe) de 9kWp cada, em duas diferentes condições climáticas: em Aratiba/RS (27 °S, 52 °O), sul do Brasil com clima subtropical e em Itiquira/MT (17 °S, 54 °O), região Centro-Oeste, com clima tropical. Os resultados obtidos para o período de junho/2015 a maio/2016 mostram maior incidência de irradiação solar e maiores temperaturas em latitudes mais baixas. Para o MA-Itiquira, o valor médio diário da irradiação solar global medida no plano horizontal foi 5,3 kWh/m² e de temperatura ambiente média foi de 26,4 °C. Para o MA-Aratiba, obteve-se respectivamente 4,2 kWh/m² e 20,2 °C. O MA-Itiquira apresentou irradiação solar global horizontal média diária aproximadamente 27,1% maior do que a do MA-Aratiba e temperatura média diária 30,4% maior do que a do MA-Aratiba.

Em Aratiba, com irradiação solar inclinada média mensal medida de 129,6 kWh/m², o MA apresentou uma geração de 63,3 MWh. Em Itiquira, com irradiação solar inclinada média mensal medida (168,6 kWh/m²) aproximadamente 30,0% maior do que a do MA-Aratiba, gerou-se 28,3% mais energia solar fotovoltaica (81,2 MWh)

Embora as tecnologias integrantes dos MAs analisados sejam idênticas, seus desempenhos nas duas localidades apresentaram diferenças que podem estar associadas principalmente à temperatura ambiente do local de inserção dos sistemas fotovoltaicos. As tecnologias de filme fino de a-Si e CdTe possuem os menores coeficientes de perdas por temperatura (-0,25 %/°C) e obtiveram melhor rendimento no MA-Itiquira, onde as temperaturas ambientes médias mensais são maiores que 24°C. Para Aratiba, na região sul, as tecnologias de silício cristalino de p-Si e m-Si, que possuem as maiores perdas por temperatura (-0,45 e -41 %/°C, respectivamente), tiveram melhor desempenho médio anual (79%) com desempenhos acima de 85% no trimestre mais frio (maio, junho e julho) onde a temperatura ambiente média mensal varia entre 16,5 e 17,5 °C. A tecnologia de silício microamorfo (a-Si/ μ c-Si) teve o pior desempenho nos dois locais, com rendimentos e produtividades mensais sempre menores quando comparado com outras tecnologias. Além das perdas por temperatura que são as mais significativas, existem ainda perdas por sujeira, *mismatching*, sombreamento, perdas por massa de ar, espectro, diferentes respostas para baixas irradiâncias e da

tolerância da potência entregue indicada pelo fabricante estar correta, perdas essas não avaliadas com detalhes neste trabalho devido a complexidade e falta de métricas confiáveis. O desempenho das tecnologias depende ainda das perdas por queda de tensão, resistência elétrica de condutores e conectores e eficiência do inversor.

A ordem decrescente de desempenho das tecnologias avaliadas foi: m-Si, p-Si, CdTe, a-Si, CIGS e a-Si/ μ c-Si no MA-Aratiba e a-Si, CdTe, p-Si, CIGS, m-Si e a-Si/ μ c-Si no MA-Itiquira.

REFERÊNCIAS

- ABB. Datasheet PVI-10.0-I-OUT. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/b0275636e28d013e85257e1f0078eb9e/PVI-10.0-12.0_BCD.00377_EN.pdf>. Acesso em 01/2018.
- ADAMS, W. G., DAY, R. E., 1877. The action of light on selenium, *Proceedings of the Royal Society*, A25, pp 113.
- ALMEIDA, M.P., ZILLES, R., LORENZO, L., 2014. Extreme overirradiance events in Sao Paulo, Brazil. *Sol. Energy* 110, 168–173.
- ALVARES, C. A., STAPE, J. L., SENTELHAS, P. C., G., J. L. M., SPAROVEK, G., 2013. Köppen's climate classification map for Brazil, *Meteorologische Zeitschrift*, vol. 22, n°6, pp 711–728.
- BAGNALL, D. M., BORELAND, M., 2008. Photovoltaic technologies, *Energy Policy* 36, pp. 4390–6.
- BRITO, M. C., SERRA, J. M., 1948. Células solares para a produção de energia eléctrica, Departamento de Física da FCUL.
- BURGER, B., RÜTHER, R., 2006. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature, *Solar Energy*, vol. 80, pp 32-45.
- CARLO, J., LAMBERTS, R., 2008. Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: effect of different variables on electricity consumption, *Energy and Buildings*, vol. 40, pp.
- CHAPIN, D. M., FULLER, C. S., PEARSON, G. L., 1954. A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power, *Journal of Applied Physics*, vol. 25, pp 676.
- CHEN D., CHEN H. W., 2013. Using the Köppen classification to quantify climate variation and change: An example for 1901–2010, *Environmental Development*, vol. 6, pp 69-79.
- CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL - CRESESB. Rio de Janeiro - Brasil, 2014.
- DESCHAMPS, M. D., 2015. Avaliação do Desempenho de Diferentes Tecnologias Solares Fotovoltaicas no Nordeste Brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso da Universidade Federal de Santa Catarina.
- DE GOL, D., FESTA, R., RATTO, C. F., 1987. A simple expression for computing the daily extraterrestrial irradiation on a horizontal surface. Dipartimento di Fisica, Genova, Italy, 1987.
- DIERAUF T., GROWITZ, A., 2013. Weather-Corrected Performance Ratio, Technical Report, NREL.

DIMROTH, F., GRAVE, M., BEUTEL, P., FIEDELER, U., KARCHER, C., TIBBITS, T. N. D., OLIVA, E., SIEFER, G., SCHACHTNER, M., WEKKELI, A., BETT, A., KRAUSE, R., PICCIN, M., BLANC, N., DRAZEK, C., GUIOT, E., GHYSELEN, B., SALVETAT, T., TAUZIN, A., SCHWARZBURG, K., 2014. Wafer bonded four-junction GaInP/GaAs//GaInAsP/GaInAs concentrator solar cells with 44.7% efficiency, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, pp 277-282.

DYNGE, A. S. N., STOVELAND, A. O., 2013. Optical Modelling for Photovoltaic Panels, Master's Thesis, Department of Engineering – Renewable Energy, University of Agder.

Engineering.com. SolarEnergyEngineering – Photovoltaics, Disponível em: <
<http://www.engineering.com/SustainableEngineering/RenewableEnergyEngineering/SolarEnergyEngineering/Photovoltaics/tabid/3890/Default.aspx>>. Acesso em: 01/2018.

GANGOPADHYAY U., JANA S., DAS S., 2013. State of Art of Solar Photovoltaic Technology, *Proceedings of International Conference on Solar Energy Photovoltaics*.

GHAZI,S., SAYIGH, A., KENNETH IP, A. S., 2014. Dust effect on flat surfaces – A review paper, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 33, pp 742-751.

GOETZBERGER A, HEBLING C, SCHOCK H. W., 2003. Photovoltaic materials, history, status and outlook. *Materials Science and Engineering R: Reports*, vol. 40, n. 1, pp 1–46.

GOLDEMBERG, J., COELHO, S.T., GOL, O.L., 2004. How adequate policies can push renewables, *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1141-1146.

GUEYMARD, C. A., MYERS, D.; EMERY, K., 2002. Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing, *Solar Energy*, vol 73, n° 6, pp 443-467.

GRIFFITH, J. S., RATHOD, M. S., PASLASKI, J., 1981. Some tests of flat plate photovoltaic module cell temperatures in simulated field conditions, 15th Photovoltaic Specialists Conference, Kissimmee, Florida, pp 822–830.

KÖPPEN, W., 1900. Versuch einer Klassifikation der Klimate, vorzugsweise nach ihren Beziehungen zur Pflanzenwelt, *Geographische Zeitschrift*, pp. 593-611.

KÖPPEN, W., GEIGER, R., 1930. *Handbuch der Klimatologie*. Gebrueder Borntraeger, Berlin.

KOTTEK, M., GRIESER, J., BECK, C., RUDOLF, B., RUBEL, F., 2006. World Map of the Köppen–Geiger climate classification updated, *Meteorologische Zeitschrift*, vol. 15, n° 3, pp 259-263.

KUI-QING, P., SHUIT-TONG, L., 2011. Silicon nanowires for photovoltaic solar energy conversion, *Advanced Materials*, vol. 23, n. 2, pp. 198-215.

LIU, H.; NOBRE, A. M.; YANG D.; YE J. Y.; MARTINS, F. R.; RÜTHER, R.; REINDL, T.; ABERLE, A. G.; PETERS, I. M., 2014. The Impact of Haze on Performance Ratio and Short-Circuit Current of PV Systems in Singapore. *IEEE Journal Of Photovoltaics*, vol. 4, n°. 6.

MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., GUARNIERI, R. A., YAMASHITA, C. S. E CHAGAS, R. C., 2007. Mapeamento dos Recursos de Energia Solar no Brasil Utilizando Modelo de Transferência Radiativa, *Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Fortaleza, pp. 1-10.

MAGHAMI, M. R., HIZAM, H., GOMES, C., RADZI, M., A., REZADAD, M., I., HAJIGHORBANI, S., 2016. Power loss due to soiling on solar panel: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 59, pp 1307-1316.

MAXWELL, E. L., GEORGE, R. L., WILCOX, S. M., 1998. A Climatological Solar Radiation Model, *American Solar Energy Society Annual Conference Albuquerque*.

MME – Ministério de Minas e Energia. Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2016.), 2017. Edição: 15/05/2017.

NASA. Surface meteorology and Solar Energy Release Data Set. Disponível em: <<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>>. Acesso em: 03/09/15.

NISHIMURA, A., HAYASHI, Y., TANAKA, K., HIROTA, M., KATO, S., ITO, M., ET AL., 2010. Life cycle assessment and evaluation of energy payback time on high-concentration photovoltaic power generation system, *Applied Energy*, vol. 87, n. 9, pp. 2797–807.

NREL. CSR Model data for South America. Disponível em: <<https://www.data.gov>>. Acesso em: 03/09/15.

PEEL, M. C., FINLAYSON, B. L., MCMAHON, T. A., 2007. Updated world map of the Köppen–Geiger climate classification, *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 11, pp 1633–1644.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. J. L. D., RÜTHER, R., ABREU, S. L. D., TIEPOLO, G. M., PEREIRA, S. V., SOUZA, J. G. D., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª ed.: INPE. São José dos Campos - SP.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A., 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.

RANSOME, S. J., FUNTAN, P., 2005. Why Hourly Averaged Measurement Data Insufficient to Model PVSystem Performance Accurately, 20th European PVSEC Papers. Barcelona.

REICH, N., VAN SARK W., ALSEMA E., ; KAN. S. S. S., DER, A. V.; HEIDE, R. L., SCHROPP R., 2005. Weak light performance and spectral response of different solar cell types, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munique.

ROSA, L.P., LOMARDO, L.L.B., 2004. The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation, Energy and Buildings, vol. 36, pp. 89-95.

RÜTHER, R., TAMIZH-MANI, G., DEL CUETO, J., ADELSTEIN, J., MONTENEGRO, A. A., VON ROEDERN, B., 2003. Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels, Photovoltaic Energy 101 Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, vol. 2, pp 2011-2014.

SALAMONI, I., RÜTHER, R., 2007. O Potencial Brasileiro da geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede, IX Encontro Nacional e V Latino-Americano de Conforto no Ambiente Construído, Ouro Preto.

SAMPAIO, P.G.V., GONZÁLEZ, M.O.A., 2017. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 74, pp. 590-601.

SANGANI, K., 2007. Power Solar - The sun in your pocket, *Engineering & Technology*, vol. 2, n° 8, pp. 36-38.

SHOCKLEY, W., 1949. The theory of p-n junctions in semiconductors and p-n junction transistors, Bell System, Tech. Journal 28.

SKOPLAKI, E., PALYVOS, J. A., 2009. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. Solar Energy, vol. 83, n. 5, pp. 614-624.

SKOPLAKI, E., PALYVOS, J. A., 2009. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations, Renewable Energy, vol. 34, n.1, pp. 23-29.

Solar Electric Technology. The power of sun at your home. Disponível em: <<https://www.esolar.co.nz/>>. Acesso 01/2018.

STACKHOUSE, J., CHANDLER, W. S., ZHANG, T., WESTBERG, D., BARNETT, A. J., HOELL, J. M., 2016. Surface meteorology and Solar Energy (SSE), Release 6.0 Methodology, Center NASA.

STAEBLER, D. L.; WRONSKI, C. R., 1997. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si, *Applied Physics Letters*, vol. 31, n. 4, pp. 292-294.

TYAGI, V.V., RAHIM, N.A.A., SELVARAJ, J.A.L., 2013. Progress in solar PV technology: research and achievement, *Renew Sustain Energy Reviews* 20, pp. 443–61.

VIANA, T. S., 2010. Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil. Tese de Doutorado da Universidade Federal de Santa Catarina.

VILLALVA, M. G., GAZOLLI, J. R., Energia solar fotovoltaica – conceitos e aplicações – sistemas isolados e conectados à rede. São Paulo: Ed. Érica, 2012.

ZORRILLA-CASANOVA, J., PILIOUGINE, M., CARRETERO, J., BERNAOLA-GALVÁN, P., CARPENA, P., MORA-LÓPEZ, L. AND SIDRACH-DE-CARDONA, M., 2013. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules, *Progress in Photovoltaics*, vol 21, n°4, pp 790–796.