

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

Ruany Dolla – ruany.dolla@gmail.com
Helena Flávia Napolini – helenafn@eel.ufsc.br
Ricardo Rüther – rruther@gmail.com
Universidade Federal de Santa Catarina

Campus Universitário Trindade, Caixa Postal 476, Florianópolis-SC, 88040-900

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 consequentemente, 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. O MA-Itiquira, com irradiação solar inclinada média mensal de 168,6 kWh/m², aproximadamente 30,0% maior do que a do MA-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.

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).

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 (Pereira *et al.*, 2006; 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).

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) e a de disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) (Bagnall e Boreland, 2008; Gangopadhyay *et al.*, 2013).

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 se obter 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 Ruther, 2007).

2. METODOLOGIA

Este trabalho tem por objetivo comparar o desempenho e a geração fotovoltaica de dois Módulos de Avaliação (MA) de 54 kWp compostos por seis tecnologias (a-Si, a-Si/ μ c-Si, m-Si, p-Si, CIGS e CdTe) em duas diferentes condições climáticas do Brasil.

O MA-Itiquira está localizado em Itiquira/MT (17° S, 54° O), região Centro-Oeste do Brasil. Itiquira, segundo a classificação climática de Köppen (1948) 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), localizada 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 (1948).

A Fig. 1 mostra a vista geral dos sistemas fotovoltaicos que compõem o MA de Aratiba/RS e do MA de Itiquira/MT.



Figura 1 - Vista geral dos MA-Aratiba/RS (esquerda) e MA-Itiquira/MT (direita).

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 estação solarimétrica também fornece dados de irradiância direta horizontal, difusa horizontal e irradiância global inclinada, que é mesma irradiância observada pelo sistema fotovoltaico, pois o sensor responsável possui a mesma inclinação dos painéis.

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 igualmente com uma potência nominal aproximada de 9 kWp nas duas localidades. A Tab. 1 apresenta as principais características dos módulos fotovoltaicos e da configuração do MA.

Tabela 1- Resumo das características dos módulos fotovoltaicos utilizados e configuração do sistema.

Tecnologia	Área (m ²)	Potência nominal (Wp)	Coef. Pmpp (%/°C)	Coef. Voc (%/°C)	Coef. Isc (%/°C)	Nº de módulos	Nº de strings	Potência total (kWp)
a-Si	1,56	100	-0,25	-0,30	0,090	90	15	9,00
a-Si/ μ c-Si	1,56	142	-0,30	-0,35	0,090	63	21	8,95
p-Si	1,63	260	-0,45	-0,32	0,040	38	2	8,93
m-Si	1,65	235	-0,41	-0,31	0,040	34	2	8,84
CIGS	1,09	120	-0,39	-0,17	0,001	69	6 e 3	9,00
CdTe	0,72	80	-0,25	-0,25	0,040	112	14	8,96

Os ensaios em condições padrão de teste dos módulos não é capaz de prever exatamente a quantidade de energia que um módulo produzirá operando em condições reais (Skoplaki e Palyvos, 2009a). 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.

A PR contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão, devido à resistência elétrica de condutores e conectores, *mismatch*, sombreamento, espectro além das perdas por sujeira, rendimento do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras (<http://www.pvsyst.com>).

A variável chave para o processo de conversão fotovoltaica é a temperatura operacional do módulo. O rendimento dos módulos, e o consequente desempenho do sistema, são afetados negativamente pelo aumento da temperatura de operação. Dependendo da tecnologia fotovoltaica, essa influência será maior (e.g. p-Si e m-Si) ou menor (e.g. filmes finos de a-Si e CdTe) (Skoplaki e Palyvos, 2009a; Skoplaki e Palyvos, 2009b; Dubey *et al.*, 2013).

Para os dois Módulos de Avaliação e todas as seis tecnologias, a contribuição energética, o desempenho e a produtividade foram avaliados. Os módulos de a-Si já passaram a fase de estabilização do efeito Staebler-Wronski (Staebler e Wronski, 1997) e a quantidade de dados válidos medidos de temperatura e irradiação é de 88,6%. Os dados falhos foram extrapolados através do método sugerido por Schwandt *et al.* (2014).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As Fig. 2 e 3 apresentam a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária do período analisado e a irradiação solar global horizontal oriunda de bancos de dados da NASA, NREL e do Atlas Brasileiro de Energia Solar para Aratiba e Itiquira.

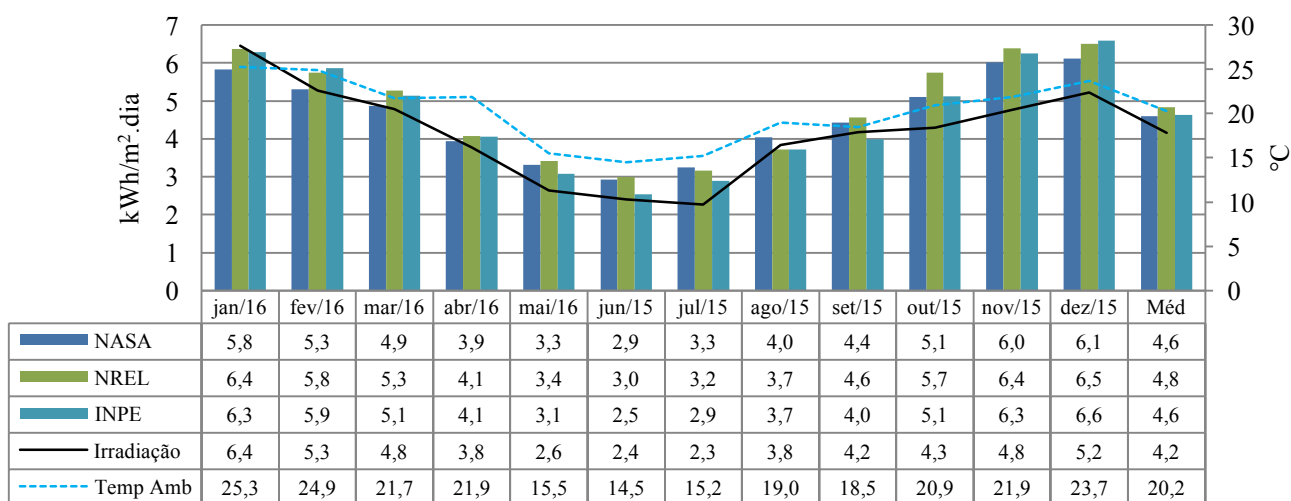


Figura 2 – Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária em Aratiba/RS.

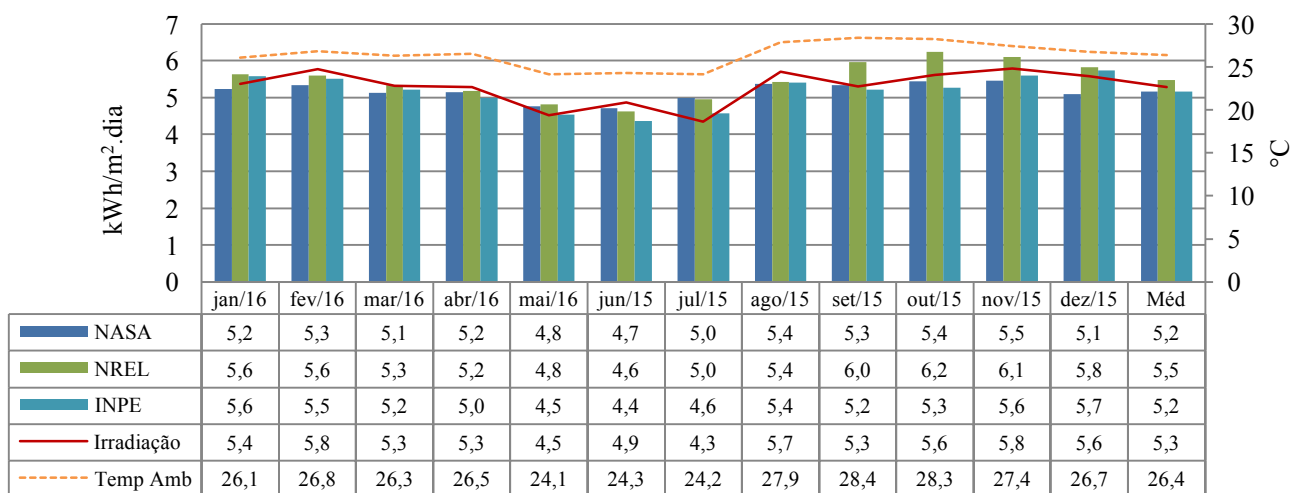


Figura 3 – Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária em Itiquira/MT.

No período analisado, os resultados mostram que a irradiação solar global horizontal média diária medida em 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%.

A Fig. 4 mostra as irradiações médias mensais inclinadas e difusa, em fração percentual da global e temperatura ambiente média mensal dos dois MAs analisados. A Fig. 5 apresenta as diferenças percentuais de irradiação e temperatura de Itiquira em relação a Aratiba e percentual mensal de horas com chuva durante o dia.

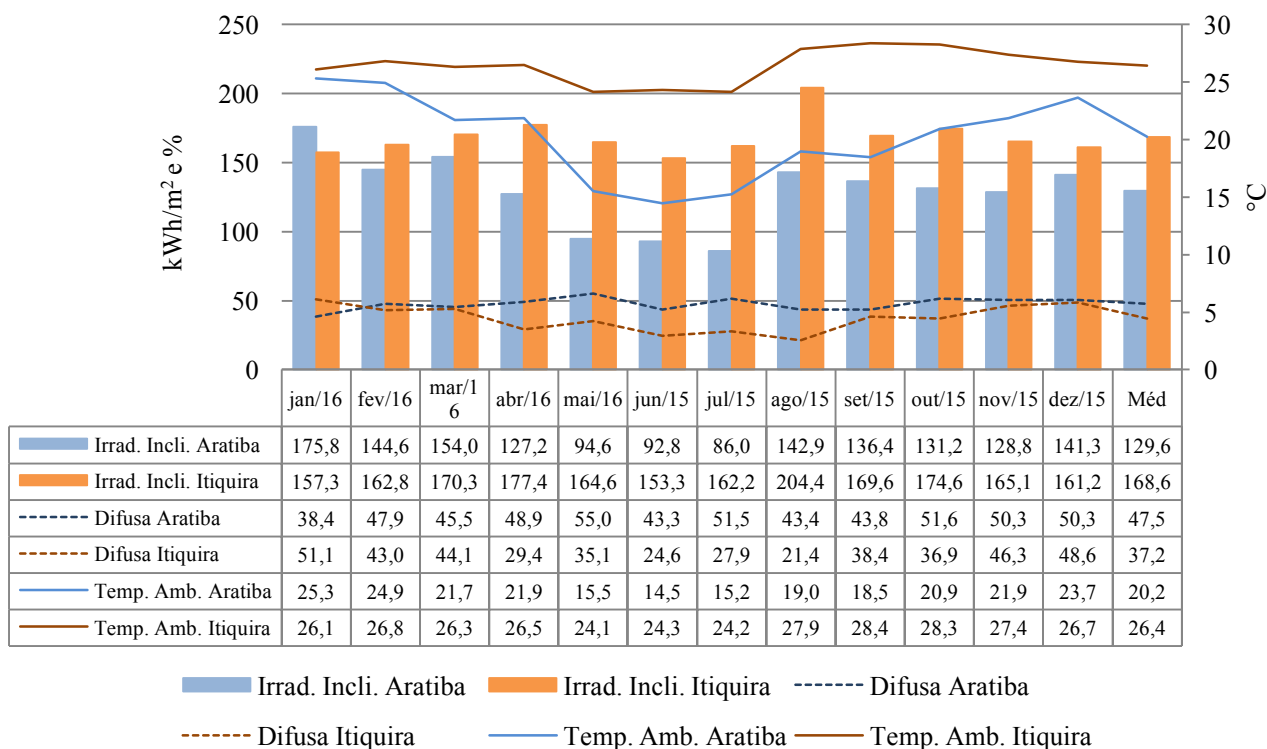


Figura 4 - Dados mensais de irradiações médias inclinadas, difusa e temperatura ambiente para Aratiba e Itiquira.

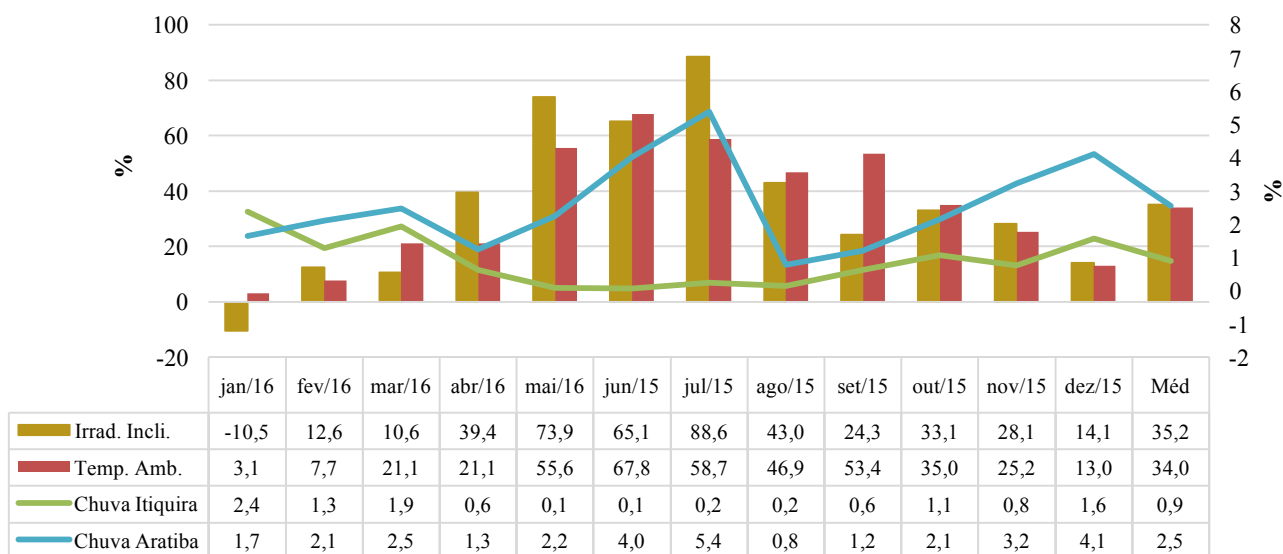


Figura 5 – Evolução mensal das diferenças percentuais de irradiação e temperatura de Itiquira em relação a de Aratiba e percentuais mensais de horas de chuva.

Observa-se nas Fig. 4 e 5 maior sazonalidade em Aratiba, que é caracterizada por possuir as quatro estações do ano bem definidas e diferenciação térmica anual. 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 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 de Itiquira foi 75,9% maior do que a de Aratiba e para o trimestre de dezembro, janeiro e fevereiro foi de 12,4%. A diferença percentual da temperatura segue a mesma tendência, com a temperatura de Itiquira 60,7% maior do que a de Aratiba no trimestre dezembro a fevereiro e 7,9% no trimestre maio a julho.

No período analisado (junho/2015 e maio/2016) o inverno foi bastante chuvoso em Aratiba e Itiquira teve um inverno mais seco que o verão. No mês de janeiro, as duas localidades obtiveram a mesma temperatura ambiente média mensal, porém 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.

As Fig. 6 e 7 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 em Aratiba e as colunas da direita, em Itiquira.

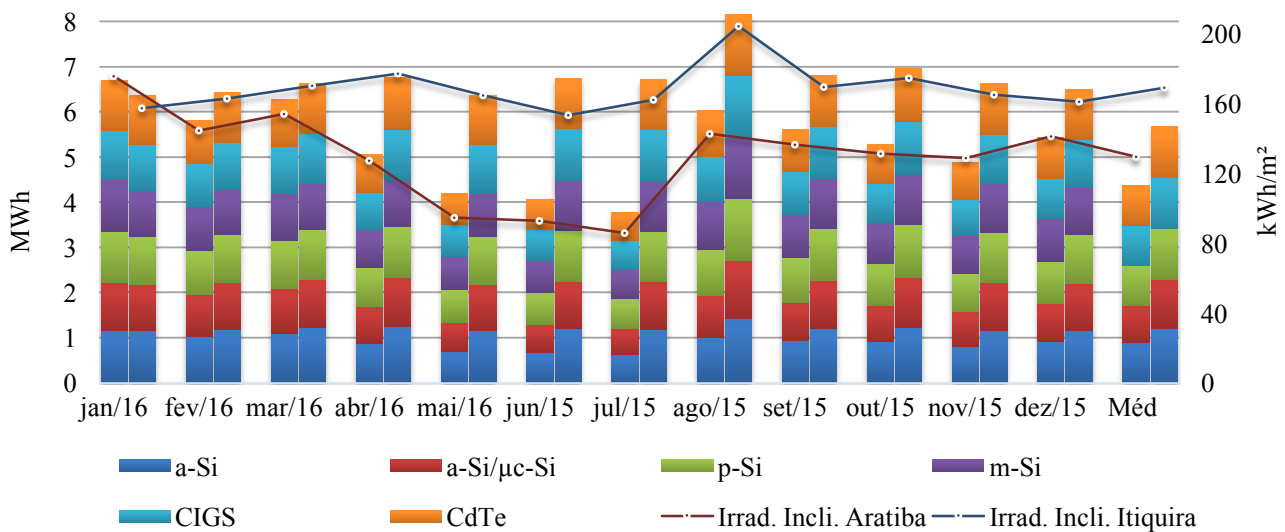


Figura 6 – Evolução mensal da energia solar fotovoltaica gerada no MA-Aratiba (esquerda) e no MA-Itiquira (direita).

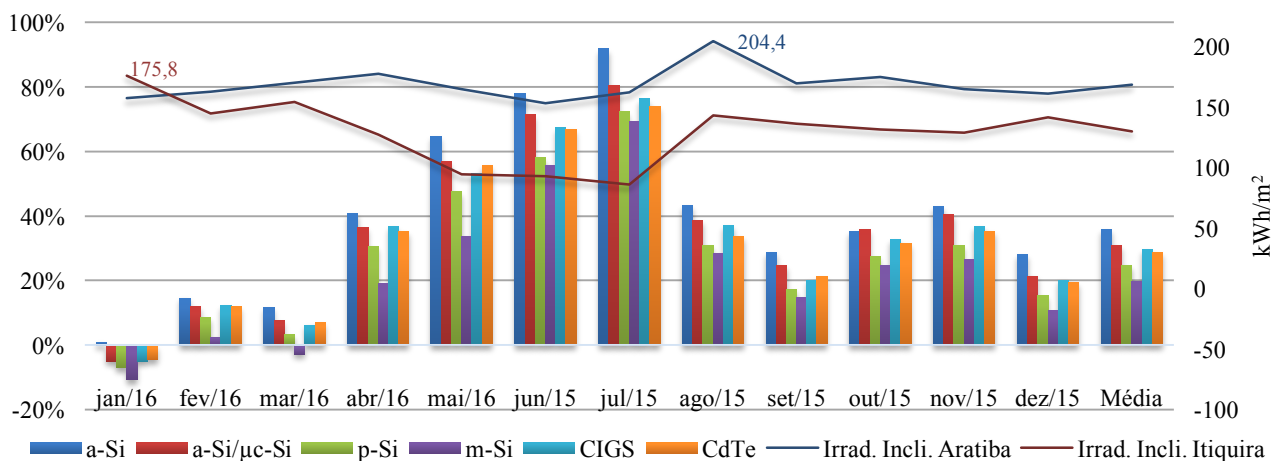


Figura 7 – Evolução mensal das diferenças percentuais da geração FV das tecnologias do MA-Itiquira em relação ao MA-Aratiba e da irradiação inclinada média mensal

Observa-se uma forte correlação entre irradiação solar e geração, pois o mês de maior geração fotovoltaica em Aratiba (janeiro/16 com geração de 6,7 MWh) e em Itiquira (agosto/15 com geração 8,2 MWh) apresentou a maior irradiação média mensal nas respectivas localidades. Devido a grande sazonalidade em 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 4,2, 4,1 e 3,8 MWh. Nos meses mais quentes (dezembro, janeiro, fevereiro) Itiquira gerou aproximadamente 11,8% mais do que Aratiba e nos meses mais frios (maio, junho e julho) 65,2%.

A Fig. 8 apresenta a evolução mensal da PR de cada um dos sistemas integrantes do MA-Itiquira e do MA-Aratiba.

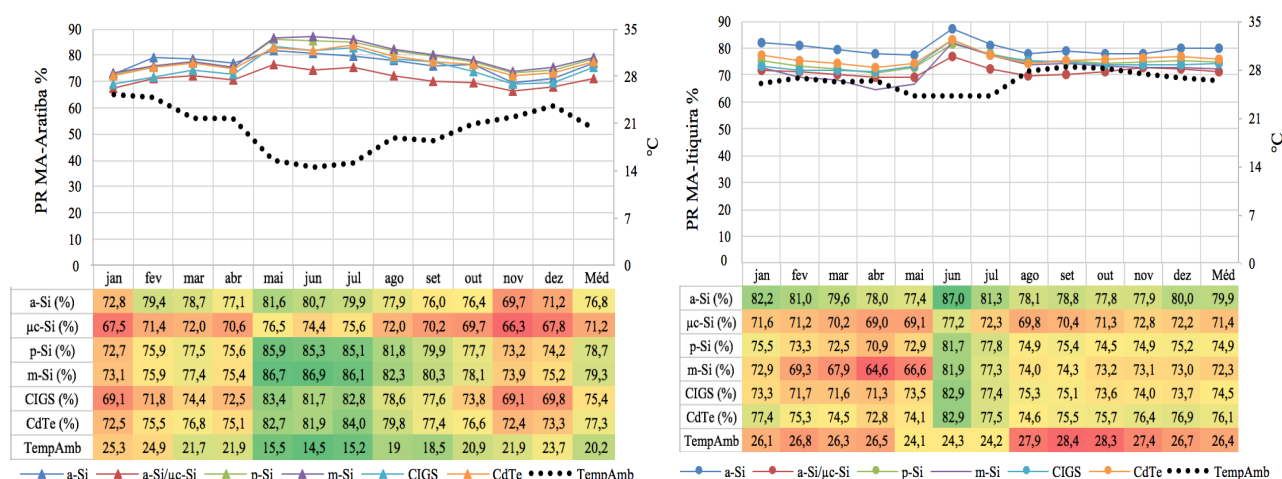


Figura 8 - Evolução mensal do desempenho das tecnologias do MA-Aratiba (direita) e do MA-Itiquira (esquerda).

As tecnologias de a-Si e CdTe possuem os menores coeficientes de perdas por temperatura ($-0,25 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$) e obtiveram melhor rendimento no MA de Itiquira, onde as temperaturas médias mensais são maiores que 27°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 $-41 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ 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 $15,5^{\circ}\text{C}$. A tecnologia de silício microamorfó (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$) 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%.

Outra figura de mérito para avaliar o desempenho de distintos sistemas fotovoltaicos é a produtividade (*yield*). A Tab. 2 apresenta a produtividade mensal das tecnologias do MA-Aratiba e do MA-Itiquira.

Tabela 2 - Produtividade mensal das tecnologias em cada MA.

Yield (kWh/kWp)	MA Aratiba						MA Itiquira					
Tecn.	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
kWp	9	8,946	8,93	8,84	9	8,96	9	8,946	8,93	8,84	9	8,96
jan/16	128,0	118,6	127,8	128,5	121,4	127,4	129,4	112,7	118,7	114,7	115,3	121,8
fev/16	114,8	103,3	109,7	109,8	103,9	109,1	131,8	115,9	119,3	112,8	116,8	122,5
mar/16	121,2	110,9	119,3	119,2	114,5	118,3	135,5	119,6	123,4	115,7	121,9	126,9
abr/16	98,2	89,8	96,2	96,0	92,3	95,6	138,3	122,4	125,8	114,6	126,4	129,1
mai/16	77,2	72,4	81,3	82,0	78,9	78,2	127,3	113,7	119,9	109,6	121,0	122,0
jun/15	74,9	69,1	79,2	80,6	75,9	76,1	133,3	118,3	125,2	125,6	127,0	127,0
jul/15	68,7	65,0	73,2	74,1	71,3	72,3	131,9	117,3	126,2	125,3	125,6	125,8
ago/15	111,3	102,9	116,9	117,6	112,3	114,1	159,6	142,7	153,0	151,1	154,0	152,5
set/15	103,7	95,7	109,0	109,5	105,9	105,5	133,6	119,4	127,9	126,0	127,3	128,1
out/15	100,2	91,5	102,0	102,5	96,8	100,5	135,9	124,4	130,1	127,8	128,6	132,2
nov/15	89,8	85,5	94,3	95,1	89,1	93,2	128,6	120,1	123,7	120,6	122,1	126,2
dez/15	100,6	95,8	104,9	106,2	98,6	103,6	129,0	116,4	121,2	117,7	118,7	124,0
Média	99,0	91,7	101,1	101,8	96,7	99,5	134,5	120,2	126,2	121,8	125,4	128,2

Em janeiro, mês de maior irradiação solar, o MA-Aratiba teve melhor produtividade mensal com valores variando entre 118,6 e 128,5 kWh/kWp e no mês de julho (inverno) teve as menores, com valores entre 65,0 e 74,1 kWh/kWp. Já para 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 em Itiquira (134,5 kWh/kWp) e p-Si/m-Si (101,8/101,1 kWh/kWp), em Aratiba. No período analisado, a tecnologia de a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ obteve as médias mais baixas em ambas as localidades, com produtividade média mensal de 91,7 kWh/kWp em Aratiba e 120,2 kWh/kWp em Itiquira.

Tabela 3 - Tabela resumo da energia fotovoltaica, desempenho e produtividade anual.

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

Observa-se da Tab. 3, para o MA-Aratiba, o 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 consequentemente possui uma maior produtividade nas tecnologias quando comparadas com as localizadas em Aratiba. A ordem de desempenho em 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 das gerações anuais de todas as tecnologias em Itiquira foi de 81,2 MWh, 28,3% mais energia que em 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).

4. 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 Itiquira, o valor médio diário da irradiação solar global medida no plano horizontal foi 5,3 kWh/m² e de temperatura ambiente foi de 26,4 °C. Para Aratiba, obteve-se respectivamente 4,2 kWh/m² e 20,2 °C. Itiquira apresentou irradiação solar global horizontal média diária aproximadamente 27,1% maior do que a de Aratiba e temperatura média diária 30,4% maior do que a de 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 de Aratiba, obteve-se (81,2 MWh), 28,3% maior.

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 de Itiquira, onde as temperaturas 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 perdas por queda de tensão, resistência elétrica de condutores e conectores, sujeira e *mismatch*. O desempenho das tecnologias depende ainda do espectro e da tolerância da potência entregue indicada pelo fabricante estar correta. 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.

RECONHECIMENTOS

Os autores desejam reconhecer com agradecimento a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como a Tractebel Energia (agora Engie Brasil Energia) e as outras 11 empresas de serviços elétricos que colaboraram no projeto PE-0403-0027 / 2011 para patrocinar este projeto.

REFERÊNCIAS

- Bagnall, D.M., Boreland, M., 2008. Photovoltaic technologies, Energy Policy 36, pp. 4390–6.
 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. 2002-2008.

- Dubey, S., Sarvaiya, J. N., Seshadri, B., 2013. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review, *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311-321.
- Gangopadhyay U., Jana S., Das S., 2013. State of Art of Solar Photovoltaic Technology, *Proceedings of International Conference on Solar Energy Photovoltaics*.
- Goldemberg, J., Coelho, S.T., Gol, O.L., 2004. How adequate policies can push renewables, *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1141-1146.
- Köppen, W., 1948. *Climatología: Con un estudio de los climas de la tierra*, Fondo de Cultura Económica, México, pp. 479.
- Kui-Qing, P., Shuit-Tong, L., 2011. Silicon nanowires for photovoltaic solar energy conversion, *Advanced Materials*, vol. 23, n. 2, pp. 198-215.
- 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.
- 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.
- 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.
- Pinho, J. T.; Galdino, M. A., 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.
- 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.
- 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.
- Sampaio, P.G.V., González, M.O.A., 2017. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 590-601.
- Schwandt, M., Chhatbar, K., Meyer, R., Fross, K., Mitra, I., Vashistha, R., Giridhar, S. G. G., Kumar, A., 2014. Development and Test of Gap Filling Procedures for Solar Radiation Data of the Indian SRRM Measurement Network, *Energy Procedia*, vol. 54, pp. 1100-1109.
- 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.
- 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., Rahim, N.A., Selvaraj, J.A.L., 2013. Progress in solar PV technology: research and achievement, *Renew Sustain Energy Reviews* 20, pp. 443–61.

COMPARISON OF PERFORMANCE OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM COMPOSED BY SIX TECHNOLOGIES IN TROPICAL AND SUBTROPICAL CLIMATE

Abstract. *This work aims to compare the performance of a 54kWp photovoltaic system composed of six technologies (a-Si, a-Si/u-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 of Aratiba, and average daily ambient temperature 30,4% higher than that of 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.*

Key Words: Photovoltaic Solar Energy, Solar Irradiance, Photovoltaic technologies.