

ANÁLISE DE DESEMPENHO E CONTRIBUIÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM ITIQUIRA, MATO GROSSO

Julio Boing Neto – julioboingneto@gmail.com

Gustavo Xavier de Andrade Pinto – gustavo_xavier3@hotmail.com

Danilo Grigoletto Neto – danilonetog@gmail.com

Helena Flávia Napolini – helena@eel.ufsc.br

Ricardo Rütther – ricardo.ruther@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina

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

Resumo. Este trabalho tem por objetivo analisar a produção energética e o desempenho de sistemas fotovoltaicos distribuídos em seis tecnologias distintas, instalados no Módulo de Avaliação (MA) de Itiquira, localizado no estado do Mato Grosso e comparar a produção energética e o desempenho obtidos através da aquisição de dados em campo com os obtidos através de simulação computacional via software PVSyst. Os resultados mostram que a simulação computacional superestimou, em média, os valores anuais de desempenho global em 5,4 %. Para o sistema estudado e para o período analisado a tecnologia a-Si foi a que apresentou melhor desempenho quando comparada com as demais tecnologias. Para o período analisado, a geração fotovoltaica e a produtividade obtidas por simulações via PVSyst foram, em média, 6,6 % maiores que os resultados obtidos através de valores medidos no MA - Itiquira. A tecnologia a-Si apresentou menor diferença percentual (1,4%) entre a geração fotovoltaica obtida por simulação e a obtida através de valores medidos e a tecnologia m-Si apresentou a maior diferença percentual (11,4%) entre a geração fotovoltaica obtida por simulação e a obtida através de valores medidos.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Geração fotovoltaica, Fatores de desempenho

1. INTRODUÇÃO

A irradiação solar no Brasil possui pequena variabilidade anual e sua distribuição é uniforme, além de possuir um dos maiores índices do mundo. Devido as proporções continentais do território brasileiro, a perturbação da atmosfera e os fenômenos climáticos variam em diferentes locais (Martins *et al.*, 2007). O nível médio anual de irradiação solar global horizontal no município de Itiquira-MT (17,2° S, 54,15° O) é de 5,168 kWh/m² (Pereira *et al.*, 2017). A energia solar fotovoltaica (FV) tem apresentado uma grande evolução desde o início de sua história e é atualmente a tecnologia de geração de energia de mais rápido crescimento em todo o mundo (REN21, 2014). Incentivos financeiros devem ser disponibilizados para promover a redução do investimento inicial da geração de energia solar fotovoltaica, tornando esta tecnologia competitiva, especialmente quando comparado com tarifas residenciais (Lacchini e Rütther, 2015; Rütther e Zilles, 2011; Silveira *et al.*, 2013).

Apesar de grande parte da energia de um sistema FV ser gerada sob altos níveis de irradiância (Burger e Rütther, 2006), dependendo da época do ano e do índice de nebulosidade, baixas irradiâncias podem ter grande influência no desempenho do sistema FV (Rütther *et al.*, 2010). Pode-se observar que a tecnologia FV de silício amorfo (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/m² (Reich *et al.*, 2005).

O desempenho de um sistema FV é tipicamente medido pela *Performance Ratio* (PR), que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o máximo desempenho teórico possível, pois contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão devido à resistência elétrica de condutores e conectores, além das perdas por sujeira, eficiência do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras. A PR possibilita comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avaliar sua geração de energia elétrica (Marion *et al.*, 2005).

A temperatura ambiente desempenha um papel importante na análise de desempenho de um sistema FV. Além disso, existe uma proporcionalidade direta entre a eficiência do sistema e a temperatura ambiente da localidade (Bhattacharya *et al.*, 2014; Kaldellis *et al.*, 2014). Dependendo da tecnologia FV, a influência da temperatura será maior (e.g. silício cristalino e filmes finos de CIGS) ou menor (e.g. filmes finos de silício amorfo e CdTe) (Skoplaki e Palyvos, 2009a e 2009b). É possível observar que a temperatura tem influência negativa considerável tanto na tensão de operação como na potência, ou seja, em condições normais de operação (entre 30 e 75 °C), o módulo FV irá operar com níveis de tensão e potência menores do que os nominais nas condições de teste-(Gueymard *et al.*, 2002). Outro fator

importante que afeta o desempenho de sistemas FV é o acúmulo de sujeira, tanto homogêneo como o não homogêneo. Isso pode ser explicado, em parte, pela diferença na resposta espectral entre as tecnologias de filme fino, em que a tecnologia CIGS tem uma melhor resposta para comprimentos de onda maiores (vermelho) e as tecnologias a-Si e a-Si/ μ c-Si para comprimentos de onda menores (azul). As tecnologias com resposta espectral mais azul (menores comprimentos de onda) são favorecidas por eventos que podem ser associados, por exemplo, a um céu mais nebuloso, devido à redução de energia nos comprimentos de onda maiores (vermelho). A distribuição de irradiância também pode afetar o desempenho do sistema. (Ishii *et al.*, 2013; Qasem *et al.*, 2012).

2. METODOLOGIA

O objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho dos geradores solares fotovoltaicos instalados no Módulo de Avaliação localizado em Itiquira, Mato Grosso (MA - Itiquira). Este sistema fotovoltaico possui 53,68 kW de capacidade instalada distribuída em sete distintas tecnologias e utiliza inversores de 10 kW, com ou sem transformador dependendo da tecnologia solar fotovoltaica utilizada em cada caso. Na Europa os inversores normalmente possuem fator de dimensionamento do inversor (FDI) entre 0,6 e 0,7. Entretanto, devido aos altos níveis de irradiação solar existentes no Brasil, recomenda-se dimensionar o inversor com FDI mais próximo a 1,0 (Zilles *et al.*, 2012). Os dados dos inversores são adquiridos pelo *datalogger* com resolução temporal de um minuto. Adicionalmente, o *datalogger* registra a irradiação solar global horizontal e a irradiação solar inclinada na estação solarimétrica oriundas de um piranômetro de termopilhas com a mesma resolução temporal.

Com o objetivo de estimar a contribuição energética e o desempenho do sistema fotovoltaico, foram realizadas simulações utilizando o *software* PVSyst (www.pvsyst.com). A Fig.1 apresenta o modelo 3D do sistema fotovoltaico simulado bem como a vista geral dos sistemas fotovoltaicos que compõem o MA - Itiquira (17,2° S, 54,15° O) que teve seu início de operação em setembro de 2014.

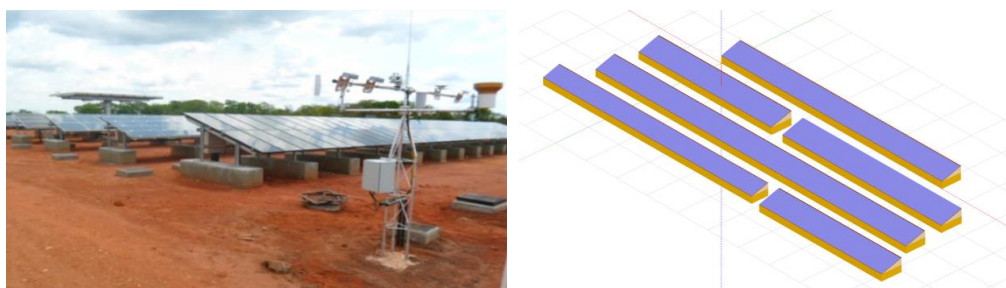


Figura 1 – Modelo simulado no PVSyst (à direita) e sistema fotovoltaico instalado em Itiquira-MT (à esquerda).

Das sete tecnologias solares FV utilizadas no MA - Itiquira, seis são do tipo gerador plano fixo sem concentração, orientado ao Norte Verdadeiro e com ângulo de inclinação igual à latitude local (17°). O sétimo gerador solar fotovoltaico instalado é do tipo concentrador com seguimento a dois eixos (CPV - *Concentrated Photovoltaics*) e não é avaliado neste trabalho. Serão avaliadas seis diferentes configurações de sistemas, dentre elas: Silício Amorfo (a-Si); Silício Microcristalino (a-Si/ μ c-Si); Telureto de Cádmio (CdTe); Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS); Silício policristalino (p-Si) e Silício monocristalino (m-Si). A Tab. 1 descreve as características técnicas e elétricas dos módulos FV utilizados no projeto e a configuração do sistema fotovoltaico.

Tabela 1 – Características técnicas e elétricas dos módulos FV e configuração do sistema FV

Tecnologia	Características técnicas e elétricas dos módulos FV				Configuração do sistema FV			
	Área (m ²)	Potência nominal (Wp)	Tensão de máxima potência (V)	Coefficiente de temperatura (%/°C)	Número de módulos	Número de módulos em série	Número de strings	Potência instalada (kW)
a-Si	1,56	100	72	-0,25	90	5	18	9,000
a-Si/ μ c-Si	1,56	142	119	-0,30	63	3	21	8,946
CdTe	0,72	80	71,2	-0,25	112	8	14	8,960
CIGS	1,09	120	39,9	-0,39	75	9 e 7	6 e 3	9,000
p-Si	1,65	235	30,1	-0,45	38	19	2	8,930
m-Si	1,63	260	30,8	-0,41	34	17	2	8,840

Em 2015, o sistema de aquisição de dados da estação solarimétrica do MA - Itiquira não armazenou dados nos períodos compreendidos entre 28 e 31 de outubro, 29 e 30 de novembro e durante todo o mês de dezembro. Em 2016, não foram armazenados dados de medições da estação solarimétrica nos períodos compreendidos entre os dias 1 a 4 e 26 e 27 de janeiro. A estimativa das irradiações horizontal e inclinada para o período em questão foi feita por extrapolação a partir das irradiações adquiridas no mesmo período analisado. Esta estimativa foi feita de maneira proporcional a quantidade de dias existentes em um determinado mês, pois como as falhas de medição do recurso solar são inferiores a 10 dias, pode-se assumir que não há desvio significativo na posição do sol durante um período de 5 dias. (Schwandt *et al.*, 2013).

No período compreendido entre junho de 2015 a maio de 2016, não foram registrados dados de geração fotovoltaica de *strings* de algumas tecnologias FV. A Tab. 2 apresenta a quantidade de dias em que ocorreram as falhas em um determinado mês e a respectiva quantidade de *strings* sem medição de geração FV.

Tabela 2 – Registro de falhas nas *strings* de determinadas tecnologias FV no período analisado.

Mês/Ano	Jun/15	Ago/15	Set/15	Out/15	Nov/15	Jan/16	Fev/16	Mar/16	Abr/16	Mai/16
CdTe	10 dias/ 1 <i>string</i> .									
a-Si		27 dias/ 1 <i>string</i> ; 26 dias/ 1 <i>string</i> .	30 dias/ 2 <i>strings</i>	27 dias/ 2 <i>strings</i> ; 19 dias/ 2 <i>strings</i> .	28 dias/ 4 <i>strings</i> ; 27 dias/ 2 <i>strings</i> ; 22 dias/ 1 <i>string</i> ; 1 dia/1 <i>string</i> .	1 dia/ 1 <i>string</i> ; 8 dias/ 8 <i>strings</i> .				
a-Si/ μ c-Si						3 dias/ 1 <i>string</i> ; 17 dias/ 1 <i>string</i> .	29 dias/ 1 <i>string</i> ; 10 dias/ 1 <i>string</i> .	31 dias/ 2 <i>strings</i> .	30 dias/ 2 <i>strings</i> ; 8 dias/ 12 <i>strings</i> .	6 dias/ 12 <i>strings</i> ; 18 dias/ 2 <i>strings</i> .

Para cada período analisado e para cada tecnologia, tendo em vista a falta de registro de dados, foi feita uma estimativa da energia fotovoltaica produzida. A estimativa da energia fotovoltaica gerada, para o período em questão, foi feita por extrapolação proporcional a partir dos dados existentes da energia produzida no mesmo período analisado.

Na simulação com o PVSyst foram utilizados dados mensais de irradiação solar global horizontal, irradiação solar inclinada e temperatura ambiente oriundos da estação solarimétrica do MA - Itiquira no período de junho de 2015 a maio de 2016. Dados oriundos da 2ª ed. do Atlas Brasileiro de Energia Solar foram utilizados para obter a irradiação solar global horizontal e a irradiação solar inclinada em Itiquira-MT para o mês de dezembro de 2015. A irradiação solar global horizontal média diária para o mês de dezembro de 2015 foi de 5,738 kWh/m² e a irradiação solar inclinada foi de 5,173 kWh/m². As seis tecnologias e os inversores presentes no MA - Itiquira foram incluídos nas simulações no PVSyst. Durante a simulação, dados sintéticos horários foram gerados pelo PVSyst a partir das médias mensais medidas de irradiação (Aguiar e Collares-Pereira, 1988 e 1992).

A Tab. 3 apresenta as perdas padronizadas que foram levadas em consideração nas simulações dos sistemas FV analisados através do *software* PVSyst.

Tabela 3 – Perdas padronizadas do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

Tecnologia	Perda ôhmica	Perda da eficiência dos módulos	Perda por <i>mismatch</i>	Perda por sujeira	Indisponibilidade do sistema	Perdas LID
a-Si	1,5 %	2,5 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
a-Si/ μ c-Si	1,5 %	2,5 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
CdTe	1,5 %	2,5 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
CIGS	1,5 %	-1,3 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
p-Si	1,5 %	-0,8 %	1,0 %	3,0 %	2,0 %	2,0 %
m-Si	1,5 %	-0,8 %	1,0 %	3,0 %	2,0 %	1,3 %

Através da simulação foram coletados dados de energia fotovoltaica gerada, desempenho global (PR) e produtividade (*Yield*) para cada uma das tecnologias e para o período analisado. Esses resultados foram comparados com dados medidos em campo no MA - Itiquira.

A Eq. (1) apresenta o Desempenho global (PR) anual do sistema FV.

$$PR = \frac{E_{Grid} \times G_{STC}}{GlobInc \times P_{nom}} \quad (1)$$

Onde:

E_{Grid} = Energia injetada na rede, expressa em kWh;

$GlobInc$ = Irradiação solar global incidente no plano dos arranjos fotovoltaicos, expressa em kWh/m²;

P_{nom} = Potência nominal do arranjo nas condições padrão de teste (STC), expressa em kWp;

G_{STC} = Irradiância nas condições padrão de ensaio (1.000 W/m²).

A Eq. (2) apresenta a produtividade anual (*Yield*) do sistema FV em kWh/kWp.

$$Yield = \frac{E_{Grid}}{P_{nom}} \quad (2)$$

Onde:

E_{Grid} = Energia injetada na rede, expressa em kWh;

P_{nom} = Potência nominal do arranjo nas condições padrão de teste (STC), expressa em kWp.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Recurso solar

A Fig. 2 apresenta a evolução mensal da fração difusa, da irradiação solar inclinada (17°) e da irradiação global horizontal medidas pelo piranômetro no período de junho de 2015 a maio de 2016 e as estimativas para a irradiação solar inclinada (17°) e para a irradiação global horizontal para os meses em que esses dados não foram registrados, bem como a média dos referidos dados.

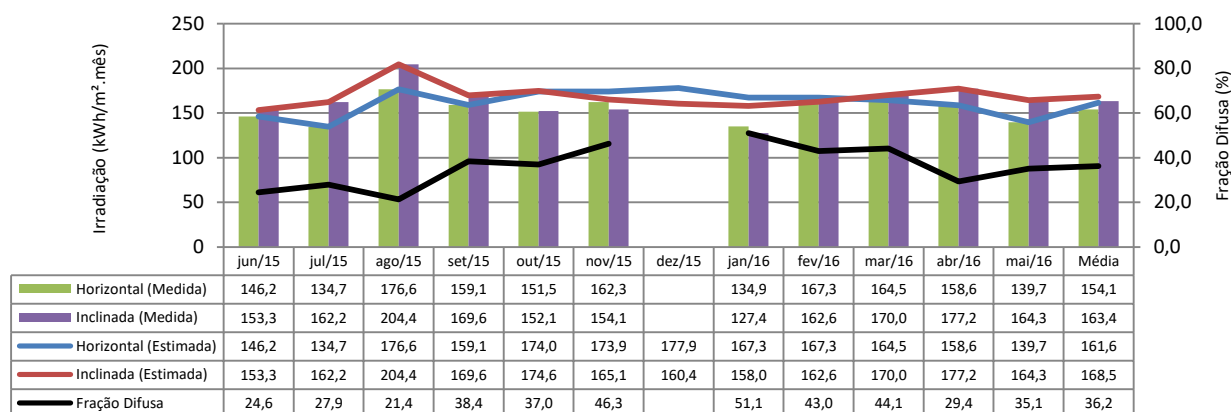


Figura 2 – Evolução mensal de dados medidos e estimados da irradiação global horizontal, da irradiação inclinada e da fração difusa médias mensais.

A irradiação solar global horizontal média mensal medida no MA no período analisado foi de 154,1 kWh/m², sendo que o maior valor registrado ocorreu no mês de agosto de 2015 com 176,6 kWh/m². A média mensal da irradiação global horizontal estimada para o período foi de 161,6 kWh/m². A irradiação solar inclinada média mensal medida foi de 163,4 kWh/m² sendo que seu maior valor ocorreu no mês de agosto de 2015 com 204,4 kWh/m². A média mensal da irradiação solar inclinada estimada para o período analisado foi de 168,5 kWh/m². Pode-se observar que o índice de fração difusa é sazonal, sendo maior nos meses mais quentes e tendo como valor médio 36,2%. Nos meses de novembro de 2015 a fevereiro de 2016 a irradiação solar inclinada foi menor do que a irradiação solar global horizontal devido aos altos índices de fração difusa nesses meses quando comparados aos demais meses no período analisado.

3.2 Geração fotovoltaica

A Fig. 3 apresenta, para o período compreendido entre junho de 2015 e maio de 2016 e por tecnologia analisada, a evolução mensal dos percentuais de dados válidos. Cada segmento de barras representa o percentual mensal de dados válidos de uma tecnologia distinta.

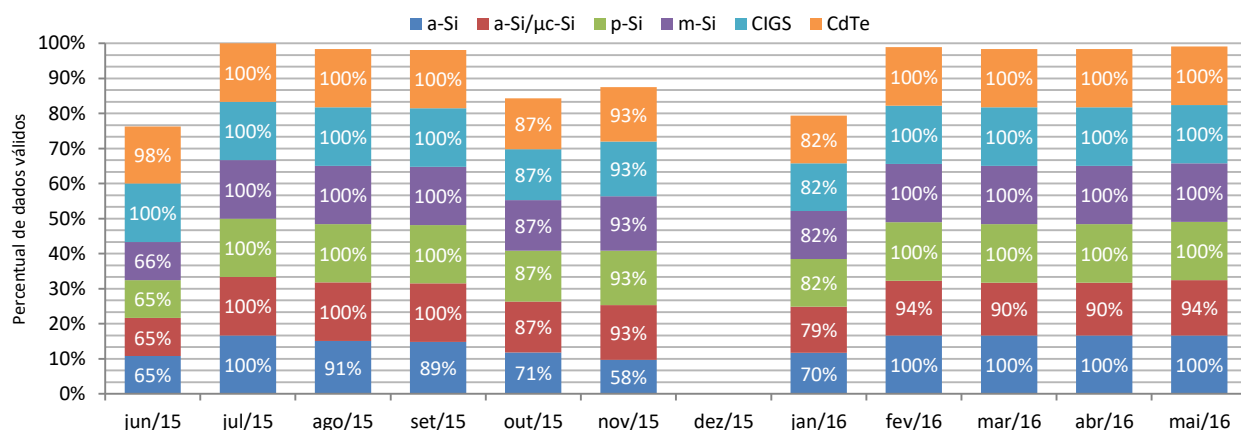


Figura 3 – Evolução mensal do percentual de dados válidos de geração fotovoltaica por tecnologia.

Observa-se que de junho a novembro de 2015 e de janeiro a maio de 2016 todas as tecnologias fotovoltaicas estavam em operação. Entretanto, apenas no mês de julho todas as tecnologias estavam operando com percentual de dados válidos de 100%. O menor percentual de dados válidos do MA - Itiquira ocorreu no mês de novembro de 2015 para a tecnologia a-Si com percentual de 58%.

A Fig. 4 mostra, para o período de junho de 2015 a maio de 2016 e por tecnologia, a evolução mensal da geração fotovoltaica medida (barras) e a evolução mensal da geração fotovoltaica simulada (linhas).

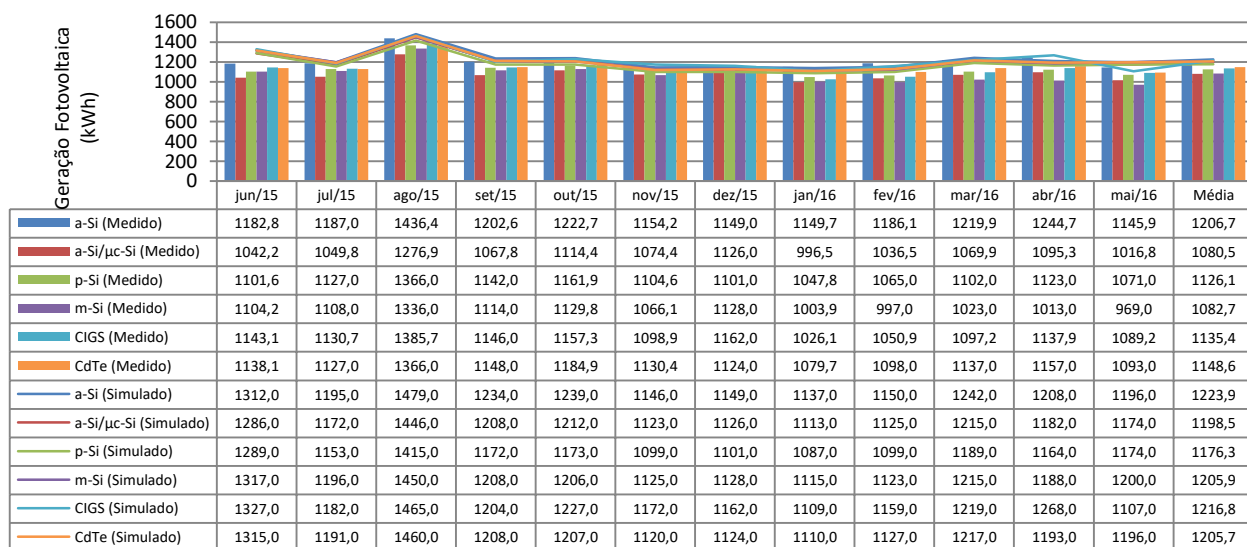


Figura 4 – Evolução mensal de geração fotovoltaica medida e simulada.

Conforme esperado, observa-se que a geração FV é diretamente proporcional à irradiação inclinada e, portanto, meses com maiores índices de irradiação solar inclinada apresentam maior geração de energia. Em agosto de 2015, mês de maior irradiação solar inclinada (204,4 kWh/m²) foi observada a maior geração medida do MA-Itiquira (8.167 kWh). Neste mês a geração do MA - Itiquira simulada via PVSyst foi de 8.715 kWh. Em agosto de 2015 todas as tecnologias analisadas apresentaram sua maior geração FV (medida e simulada). Em agosto de 2015, a tecnologia a-Si apresentou a maior geração FV medida, correspondendo a 1.436 kWh (geração simulada de aproximadamente 1.479 kWh). No período analisado, a tecnologia de a-Si também apresentou a maior geração FV média mensal medida, correspondendo à aproximadamente 1.207 kWh (geração FV simulada via PVSyst de aproximadamente 1.224 kWh). O desempenho da tecnologia a-Si pode ser justificado, entre outros fatores, pela menor dependência com a temperatura de operação dos módulos FV desta tecnologia.

3.3 Indicadores de desempenho

Para avaliar o desempenho dos sistemas FV foram utilizadas as figuras de mérito *Performance Ratio* (PR) e Produtividade (*Yield*). A Fig. 5 apresenta para o período compreendido entre junho de 2015 e maio 2016 a evolução mensal da PR medida (barras) e simulada (linhas) para as seis tecnologias FV fixas analisadas.

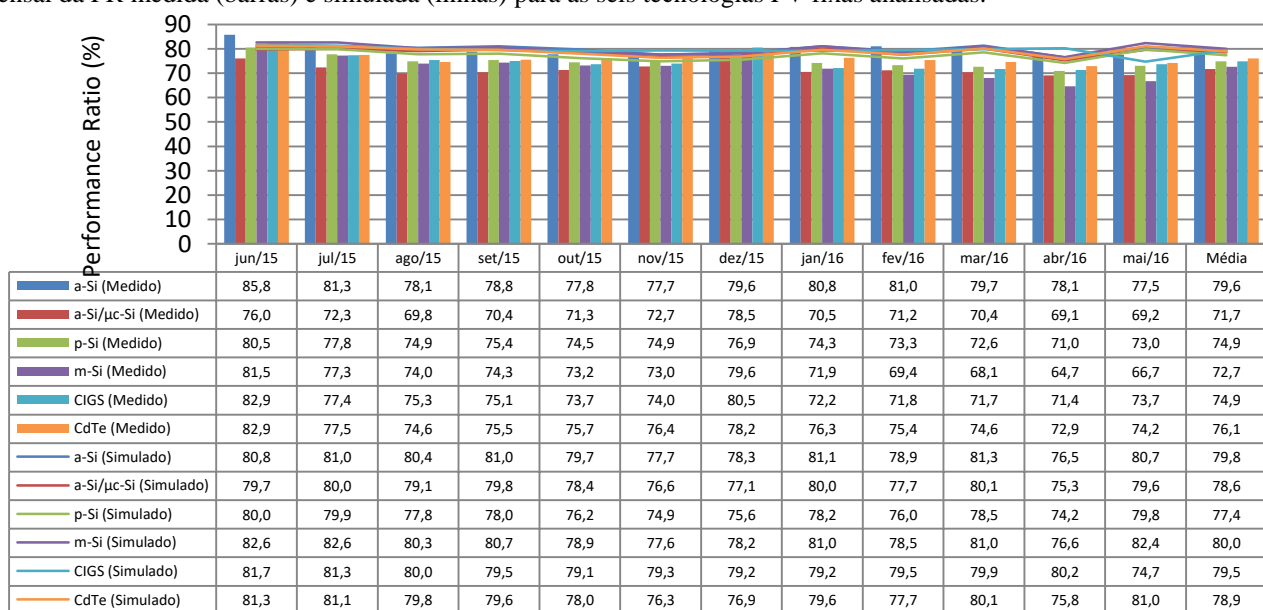


Figura 5 – Evolução mensal de *Performance Ratio* medida e simulada.

Para as tecnologias analisadas foram obtidos os valores médios de PR. A tecnologia a-Si apresentou PR medida de 79,7% (simulada de 79,8%), CdTe 76,2% (simulada de 78,9%), CIGS 75,2% (simulada de 79,5%). No período analisado as tecnologias a-Si, CdTe e CIGS foram as que apresentaram os maiores valores médios medidos de PR. As

tecnologias que obtiveram os maiores valores médios simulados para PR no mesmo período foram CIGS, m-Si e a-Si. A PR média medida em todo o período para o sistema foi de 75,0%. Já a PR média resultante da simulação do sistema no PVSyst tem valor de 79,0%.

A Fig. 6 apresenta a evolução mensal da Produtividade (*Yield*) medida (barras) e simulada (linhas) para o período analisado e para as seis tecnologias FV avaliadas.

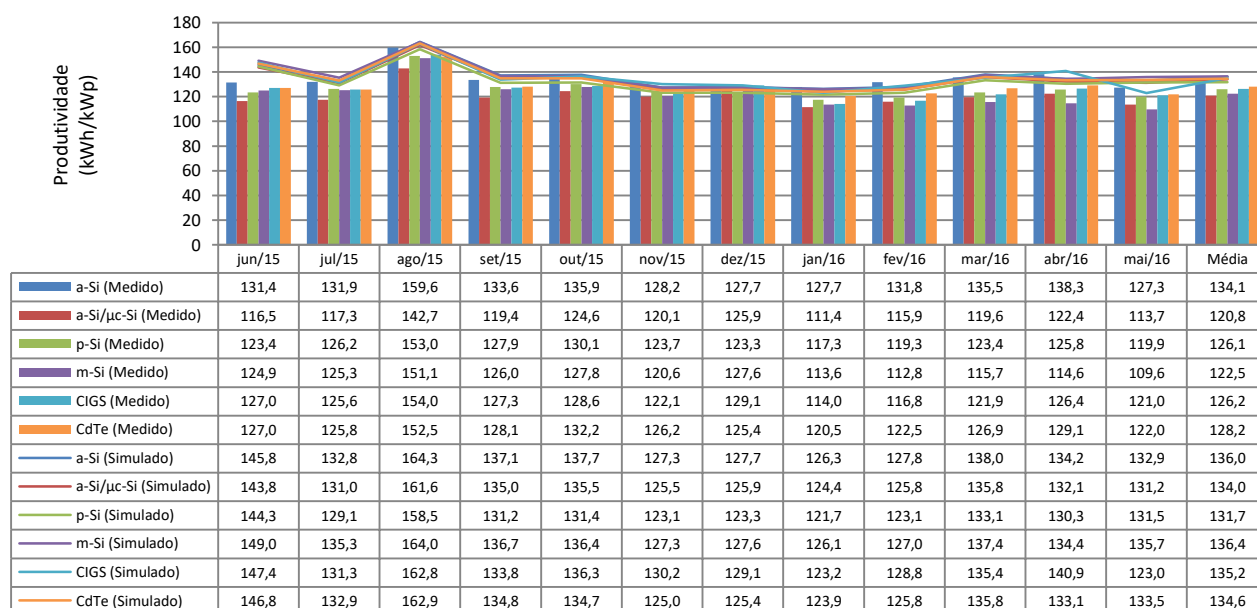


Figura 6 – Evolução mensal de Produtividade (*Yield*) medida e simulada.

Pode-se observar que a tecnologia a-Si apresentou valor médio medido de produtividade mensal de 134,1 kWh/kWp, CdTe de 128,2 kWh/kWp e CIGS de 126,5 kWh/kWp. No período analisado, as tecnologias a-Si, CdTe e p-Si foram as tecnologias que apresentaram os maiores valores médios medidos de produtividade. A produtividade média anual do sistema foi de 1.516 kWh/kWp (simulada de 1.622 kWh/kWp). Observa-se que a maior diferença percentual de geração FV e de produtividade foi de 23,8% e ocorreu no mês de maio de 2016 para a tecnologia m-Si. Em média, em todo o período analisado, geração FV e produtividade obtidas por simulações via PVSyst foram 6,6% maiores do que as obtidas a partir de dados medidos. No período analisado, para a tecnologia a-Si foi verificada a menor diferença percentual na geração FV e na produtividade (1,4%) oriundas de dados medidos e dados simulados. A tecnologia m-Si apresentou a maior diferença percentual no período, com 11,4%.

3.3 Diferenças percentuais

A Fig. 7 apresenta a evolução mensal das diferenças percentuais de PR medida e simulada para o período de junho de 2015 a maio de 2016.

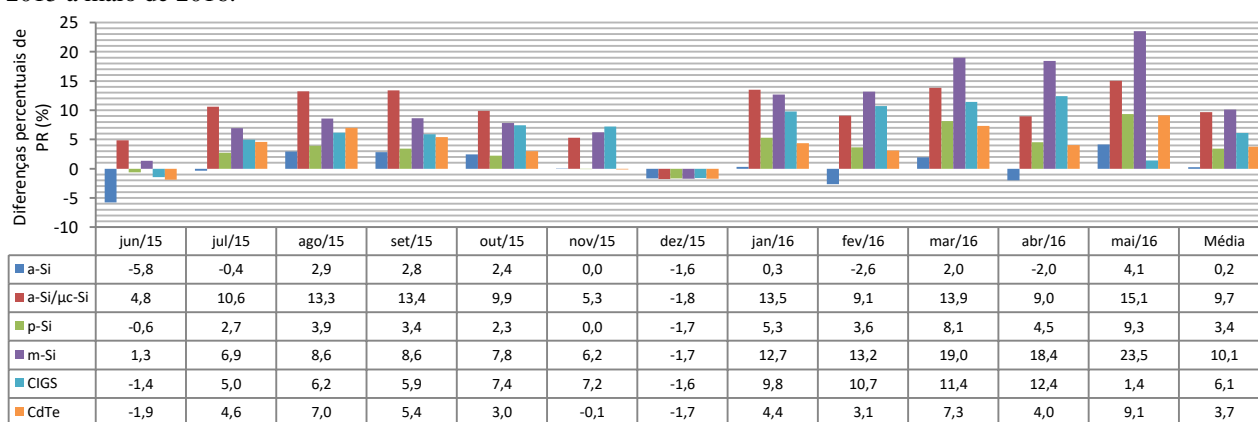


Figura 7 – Evolução mensal das diferenças percentuais de Performance Ratio (PR) medida e simulada

Os resultados mostram que a maior diferença percentual de PR ocorreu no mês de maio de 2016 para a tecnologia m-Si com 23,5%. A tecnologia a-Si obteve a menor diferença percentual entre a PR calculada através de dados medidos e a PR estimada via PVSyst, ocorrida no mês de novembro de 2016, com 0,03%. A tecnologia a-Si foi a que obteve

menor diferença média percentual nos meses analisados, com 0,2%. Já a tecnologia m-Si foi a que apresentou maior diferença média percentual de PR (10,1%) no período.

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve por objetivo apresentar a geração fotovoltaica e o desempenho de um sistema fotovoltaico de 53,68 kW de potência instalada, distribuída em sete tecnologias distintas, instalado no Módulo de Avaliação (MA) de Itiquira-MT (17,2° S, 54,15° O). Para período (junho de 2015 a maio de 2016) e sistema analisado (MA - Itiquira), os resultados obtidos foram comparados com resultados oriundos de simulações utilizando o *software* PVSyst (www.pvsyst.com).

A partir dos resultados apresentados de recurso solar, constatou-se que agosto de 2015 foi o mês com maiores índices de irradiação solar global horizontal (176,6 kWh/m²) e de irradiação solar inclinada (204,4 kWh/m²).

Conforme esperado, observa-se que a geração FV é diretamente proporcional à irradiação inclinada e, portanto, meses com maiores índices de irradiação solar inclinada apresentam maior geração de energia FV. A maior geração fotovoltaica medida foi registrada no mês de agosto de 2015 – mês com maior índice de irradiação solar inclinada (204,4 kWh/m²) – e seu valor foi de 8.167 kWh (geração FV obtida via PVSyst de 8.715 kWh). Cada tecnologia apresentou em agosto de 2015 sua maior geração FV (medida e simulada). Para as diversas tecnologias analisadas a geração FV anual média medida (em ordem decrescente) foram: a-Si (1.206,7 kWh), CdTe (1.148,6 kWh), CIGS (1.138,3 kWh), p-Si (1.128,0 kWh), m-Si (1.082,7 kWh) e a-Si/μc-Si (1.080,5 kWh). Para as diversas tecnologias analisadas, a geração FV anual média simulada via PVSyst (em ordem decrescente) foram a-Si (1.223,9 kWh), CIGS (1.216,8 kWh), m-Si (1.205,9 kWh), CdTe (1.205,7 kWh), a-Si/μc-Si (1.198,5 kWh) e p-Si (1.176,3 kWh).

Para o período analisado, o Desempenho Global ou a *Performance Ratio* (PR) média obtida utilizando dados medidos foi de 75,0%. Os resultados de simulação utilizando o PVSyst apontaram uma PR média de 79,0%. Para as diversas tecnologias integrantes do MA - Itiquira, a PR média obtida via dados medidos (em ordem decrescente) foi de: a-Si (79,6%), CdTe (76,1%), CIGS (75,1%), p-Si (75,0%), m-Si (72,7%) e a-Si/μc-Si (71,7%). Os valores de PR média obtidos por simulações via PVSyst (em ordem decrescente) foram: m-Si (80,0%), a-Si (79,8%), CIGS (79,5%), CdTe (78,9%), a-Si/μc-Si (78,6%) e p-Si (77,4%). Os resultados mostram que a simulação no PVSyst superestimou os valores de PR em 5,4% em relação a dados medidos. A menor diferença percentual (0,1%) foi encontrada para a tecnologia a-Si.

Observa-se que os resultados de produtividade (*Yield*) seguem a mesma classificação dos resultados obtidos para geração FV de cada tecnologia. O maior valor medido de produtividade em todo o período foi de 159,6 kWh/kWp e ocorreu no mês de agosto de 2015 para a tecnologia a-Si. Já a menor produtividade medida do sistema no período ocorreu para a tecnologia m-Si no mês de maio de 2016 com 109,6 kWh/kWp. A produtividade média anual do sistema obtida por simulação foi de 1.615,7 kWh/kWp e a produtividade média anual do sistema obtida através de dados medidos foi de 1.516,7 kWh/kWp.

Para o período analisado, a geração fotovoltaica e a produtividade obtidas por simulações via PVSyst foram, em média, 6,6% maiores que os resultados obtidos através de valores medidos no MA - Itiquira. A tecnologia a-Si foi a que apresentou resultados mais próximos de geração FV simulada em comparação aos dados medidos, com uma diferença percentual de 1,4%. Já a maior diferença percentual encontrada nessa comparação foi para tecnologia m-Si com 11,4 %.

Como a PR em Corrente Alternada leva em consideração as perdas no sistema (perdas por queda de tensão, sujeira, eficiência do inversor, temperatura, entre outras), pode-se concluir que as diferenças encontradas entre resultados de PR oriundos das simulações e os oriundos de valores medidos em campo devem-se às diferenças entre as perdas padronizadas utilizadas pelo simulador e as perdas reais dos sistemas fotovoltaicos. A temperatura nos módulos afeta de maneira diferente as tecnologias, impactando mais as tecnologias p-si e m-si e CIGS e menos as tecnologias de silício amorfo e CdTe. Além disso, como PVSyst sintetiza a irradiação horária a partir dos dados mensais de irradiação, as diferenças encontradas entre a simulação e dados medidos da irradiação solar (global horizontal e inclinada) podem ser justificadas pelas diferentes distribuições de irradiação.

Agradecimentos

Os autores agradecem 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 patrocínio do projeto PE-0403-0027 / 2011. Agradecem ainda ao acadêmico Rafael Henrique Osmari pelo suporte na coleta, manipulação e tratamento dos dados registrados pelo *datalogger* do MA de Itiquira-MT.

REFERÊNCIAS

- Aguiar, R., Collares-Pereira, M., 1988. A simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of markov transition matrices. *Solar Energy*, Vol.40, No.3, pp. 269-279.
- Aguiar, R., Collares-Pereira, M., 1992. TAG: a time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation. *Solar Energy*, 49, 167–174

- Bhattacharya, T., Chakraborty, A. K., Kaushik, P., 2014. Effects of Ambient Temperature and Wind Speed on Performance of Monocrystalline Solar Photovoltaic Module in Tripura, India. *Journal of Solar Energy*. Vol. 2014 (2014), 5 pp.
- Gueymard, C. A., Myers, D., Emery, K., 2002. Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing. *Solar Energy*. Issue 6, v.73, p.443-467.
- Ishii, T., Otani, K., Takashima, T., Xue, Y., 2013. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Issue 4, v.21, p.481-489.
- Kaldellis, J. K., Kapsali, M., Kavadias, K. A., 2014. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. *Renewable Energy*, v. 66, p. 612-624.
- Lacchini, C., Rüther, R., 2015. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. *Renewable Energy*, v. 83, p. 786-798.
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., Townsend, T., 2005. Performance parameters for grid-connected PV systems. In: *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Thirty-first IEEE, 2005*. Anais., 2005.v.p. 1601-1606.
- Martins, F.R., Pereira, E.B., Abreu, S.L., 2007. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA Project. *Solar Energy*, Vol. 81, Issue 4, Pp 517-528.
- 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.*
- PVSyst, 2017. *Software de dimensionamento fotovoltaico. Modelo 6.64, 2017. Disponível em: <www.pvsyst.com>*
- Qasem, H., Betts, T. R., Müllejans, H., Albusairi, H., Gottschalg, R., 2012. Dust-induced shading on photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. p.n/a-n/a.
- Reich, N., Van Sark, W., Alsema, E., S. Kan, Silvester, S.; Der, A. V., Heide, R. L., Schropp, R., 2005. Weak light performance and spectral response of different solar cell types. In: *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Anais. Spain, 2005.v.p.*
- REN21, Renewables, 2014. *Global Status Report*.
- Rüther, R., Nascimento, L., Junior, J. U., Pfitscher, P., Viana, T., 2010. Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate. In: *35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010. Anais. Honolulu -HI, EUA, 2010.v.1. p. 4.*
- Rüther, R., Zilles, R., 2011. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, vol. 39, Issue 3, pp, 1027-1030.
- Schwandt, M., Chhatbar, K., Meyer, R., Fross, K., Mitra, I., Vashistha, R., Giridhar, G., Gomathinayagam, S., Kumar, A., 2013. Development and test of gap filling procedures for solar radiation data of the Indian SRRRA measurement network, *Energy Procedia*.
- Silveira, J. L., Tuna, C. E., Lamas, W. D. Q., 2013. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 20, pp 133-141.
- Skoplaki, E., Palyvos, J. A., 2009. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*. Issue 5, v.83, p.614-624, 2009a.
- Skoplaki, E., Palyvos, J. A., 2009. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*. Issue 1, v.34, p.23-29, 2009b.
- Zilles, R., Macêdo, W. I. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, São Paulo, Oficina de Textos, vol.1, pp. 208.*

PERFORMANCE AND ENERGY CONTRIBUTION ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS INSTALLED IN ITIQUIRA, MATO GROSSO

Abstract. *The objective of this paper is to analyze the energy production and performance of a photovoltaic system composed by six distinct technologies installed at the Evaluation Module (MA) of Itiquira, located in the state of Mato Grosso. Energy production and performance obtained through field acquired data was compared to computational simulation by PVSyst software. Results show that the simulation overestimated, on an average of 5,4 %, the annual values of Performance Ratio. Of all the studied systems and during the analyzed period, the a-Si technology showed the highest values of performance in comparison with the other technologies. For the analyzed period the photovoltaic generation and productivity obtained through PVSyst simulations were on average 6,6 % higher than the results acquired through measured data. The a-Si technology presented the smallest difference (1,4 %) between the photovoltaic generation obtained by simulation and measured data while the m-Si technology presented the highest difference (11,4 %).*

Key words: *Photovoltaic solar energy, Photovoltaic generation, Performance Factors.*