

6^oSSS

Simpósio sobre Sistemas Sustentáveis

ANAIS

- VOLUME 4 -
Sustentabilidade

Organizadores

Prof. Dr. Cristiano Poletto – UFRGS (Presidente)

Prof.^a Dr.^a Cristhiane Michiko Passos Okawa – UEM

Prof. Dr. Julio Cesar de Souza Inácio Gonçalves – UFTM

ANAIS do 6º SIMPÓSIO SOBRE SISTEMAS SUSTENTÁVEIS

- VOLUME 4 -
Sustentabilidade

Copyright © 2021, by Editora GFM.

Direitos Reservados em 2021 por **Editora GFM.**

Editoração: Cristiano Poletto

Organização Geral da Obra: Cristiano Poletto; Cristhiane Michiko Passos Okawa; Julio Cesar de Souza Inácio Gonçalves

Diagramação: Juliane Fagotti

Revisão Geral: Espaço Histórico e Ambiental

Capa: Juliane Fagotti

CIP-Brasil. Catalogação na Fonte

Cristiano Poletto; Cristhiane Michiko Passos Okawa; Julio Cesar de Souza Inácio Gonçalves (Organizadores)

ANAIS do 6º SIMPÓSIO SOBRE SISTEMAS SUSTENTÁVEIS – Volume 4 – Sustentabilidade / Cristiano Poletto; Cristhiane Michiko Passos Okawa; Julio Cesar de Souza Inácio Gonçalves (Organizadores) – Toledo, PR: Editora GFM, 2021.

562p.: il.;

ISBN 978-65-87570-14-3

CDU 502.3/.7

É AUTORIZADA a livre reprodução, total ou parcial, por quaisquer meios, sem autorização por escrito da Editora ou dos Organizadores.

MONITORAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO DIFERENTES BASE DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR E TEMPERATURA

| ID 18810 |

1 Guinther Agliardi, 2 Ellen David Chepp, 3 Fabiano Perin Gasparin

1 Universidade Federal do Rio Grande do Sul, e-mail: agliardiguinther@gmail.com; 2 Universidade Federal do Rio Grande do Sul, e-mail: ellen.chepp@gmail.com; 3 Universidade Federal do Rio Grande do Sul, e-mail: gasparin.fabiano@gmail.com

Palavras-chave: Fotovoltaico; Monitoramento; Base de dados.

Resumo

À medida que a demanda por energia elétrica cresce em escala global, as fontes primárias de geração como os combustíveis fósseis estão se esgotando gradualmente e a migração para fontes sustentáveis é uma realidade que se consolida cada vez mais. Dentro do mercado de geração distribuída de energia elétrica, os sistemas fotovoltaicos estão surgindo como uma alternativa promissora às principais fontes de energia para gerar eletricidade através de uma fonte renovável e sustentável. Monitorar corretamente um sistema fotovoltaico ao longo do tempo de operação garante o seu bom desempenho e funcionamento, e para isso, normalmente seria necessária uma medição no local da instalação que avalie a radiação solar disponível para verificar se o sistema está produzindo a energia esperada. Sabendo da importância do monitoramento de sistemas fotovoltaicos e da dificuldade na medição de radiação solar em cada instalação fotovoltaica de geração distribuída, os bancos de dados de estações solarimétricas públicas são uma alternativa que possibilita as análises de desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Entretanto, ainda não são amplamente conhecidas as diferenças entre os resultados simulados utilizando esses bancos de dados e os obtidos por medições no mesmo local do sistema fotovoltaico, que seria o caso ideal sob o ponto de vista técnico. Entretanto, o custo para realizar o monitoramento da performance desses sistemas individualmente com medições no local muitas vezes se mostra inviável economicamente, pois os sistemas de geração distribuída costumam ser de pequeno porte. As componentes da radiação solar que incidem em uma superfície inclinada, isto é, radiação direta, difusa e refletida pelo solo, podem ser obtidas por modelos, uma vez que normalmente as estações meteorológicas somente medem a radiação solar global horizontal. As componentes podem ser utilizadas para calcular a

radiação solar incidente em planos inclinados e também como parâmetros de entrada na simulação de desempenho do sistema. O objetivo deste estudo foi verificar a viabilidade do monitoramento de desempenho de um sistema fotovoltaico de 2,5 kWp localizado na cidade de Porto Alegre - Brasil fazendo uso da ferramenta de modelagem System Advisor Model (SAM-NREL) e de dados locais de radiação solar global. Foram comparados os resultados obtidos por simulação utilizando um banco de dados público de radiação solar global horizontal, radiação solar extraterrestre horizontal e temperatura ambiente com aqueles obtidos com dados medidos por instrumentos diretamente instalados no local do sistema fotovoltaico. Valores de radiação solar global no plano horizontal (I) e temperatura ambiente (T_{AMB}) em intervalos de uma hora foram fornecidos pela estação automática A-801 do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O SOLPOS-NREL forneceu dados de radiação solar global horizontal extraterrestre I_0 e ângulo de zênite (θ_z) também em escala horária. Um modelo empírico da literatura foi utilizado para correlacionar os valores da fração de radiação difusa (I_d/I) e o índice de claridade (k_T). Utilizando o software SAM para realizar as simulações de desempenho, os arquivos climáticos e as características técnicas do sistema fotovoltaico foram inseridos como dados de entrada. Foram verificadas diferenças entre a radiação solar medida no local e a do banco de dados do INMET, sendo que a diferença na radiação acumulada foi de 9,2 % para todo o período analisado. Ao comparar a energia em corrente alternada medida e a simulada utilizando os dados de radiação e temperatura medidos no local para o horário sem sombreamento, verificou-se que a diferença entre os resultados foi de 0,5 %. Com o uso do arquivo climático gerado pelos dados do INMET, as diferenças mensais variaram em torno de -6 % a 14 % e a diferença em energia acumulada para todo o período de medição foi de 2,5 %. Os resultados mostraram que o uso de uma base de dados medidos por uma estação solarimétrica pública próxima ao local, no caso distante aproximadamente 6 km da instalação, é viável para o monitoramento de sistemas fotovoltaicos, uma vez que as diferenças encontradas não foram significativas. Desta maneira, é possível estabelecer um serviço remoto de monitoramento de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída sem a necessidade de medição local da radiação. Este monitoramento pode identificar falhas no sistema, perda de desempenho ao longo do tempo e auxiliar na decisão de efetuar a limpeza dos módulos fotovoltaicos.

Introdução

Atualmente, a crescente demanda por energia elétrica e a procura pela redução do uso de combustíveis fósseis na sua geração vêm acarretando uma grande mudança no setor elétrico mundial. O uso das fontes convencionais para geração de energia, como petróleo, gás natural e carvão

mineral, que tendem à escassez, acarreta na emissão de gases poluentes que agravam o efeito estufa. Portanto, a busca por fontes alternativas e renováveis de energia como a solar fotovoltaica vem aumentando e os estudos sobre essas tecnologias estão se tornando cada vez mais importantes (EPE, 2018).

A energia gerada por um sistema fotovoltaico varia de acordo com diversos parâmetros como a radiação solar (energia solar por unidade de área) e a temperatura ambiente (Camargo Francisco et al., 2019). Dessa forma, a medição precisa destes dados próxima ao local de instalação do sistema é de extrema importância para obter uma previsão mais assertiva do desempenho de projetos fotovoltaicos e ter a garantia do retorno do investimento inicial (Murat Ates e Singh, 2021).

As medições de radiação solar ainda são muito escassas dependendo da localidade e da escala temporal de medição. A radiação solar global que chega à superfície da terra é constituída de duas componentes: direta e difusa. A radiação direta é a parcela da radiação solar que chega diretamente (sem sofrer desvio) do disco solar na superfície do solo, e a radiação difusa é a parcela de radiação solar que sofreu espalhamento na atmosfera. Para avaliar com maior exatidão o recurso solar disponível em uma superfície inclinada, como um módulo fotovoltaico, é de extrema importância dispor de dados medidos com boa precisão dessas duas componentes. Estas informações podem ser medidas por meio de estações solarimétricas com equipamentos como o piranômetro e o pireliômetro. Entretanto, o alto custo de instalação e manutenção operacional desses equipamentos para cada unidade individual de geração distribuída pode tornar este processo praticamente inviável economicamente (Scolar, Martins e Escobedo, 2003). A maioria dos bancos de dados meteorológicos disponíveis atualmente não apresenta as medições dessas componentes, dispondo apenas de valores de radiação solar global na superfície horizontal, o que inviabiliza o estudo da sazonalidade, e pode gerar incertezas nas estimativas de incidência de radiação solar em uma superfície inclinada (de Souza et al., 2010).

Diversos modelos empíricos foram desenvolvidos buscando decompor a componente global de radiação solar horizontal e estimar os valores de radiação difusa e direta incidente em uma superfície horizontal. Com base em dados de medição em diferentes localidades, Liu e Jordan (1960) apresentaram relações entre a componente global e a difusa da radiação solar em escala diária para dias de céu limpo e para diferentes graus de nebulosidade. Orgill e Hollands (1977) e; Erbs, Klein, e Duffie (1982) apresentaram a relação entre a fração de radiação difusa solar horária e o índice de claridade horário (k_T). Reindl, Beckman e Duffie (1990) acrescentaram a esses estudos a influência de variáveis como elevação solar, temperatura ambiente e umidade relativa na determinação da fração difusa horária e apontou uma significativa redução dos erros associados a estudos anteriores. Batlles et al. (2000) verificaram que para dias de céu nublado e ângulos de elevação solar mais altos,

pode-se estimar valores de radiação direta com erros próximos a 14% em relação à média dos valores medidos utilizando modelagem empírica. Essas informações são extremamente úteis para a simulação da eficiência energética de sistemas fotovoltaicos, sendo uma alternativa menos custosa em relação aos dados medidos *in loco*. O número de sistemas fotovoltaicos instalados vem aumentando gradativamente e por consequência, também aumentaram os estudos de viabilidade técnica e econômica para diferentes tipos de sistemas (Haffaf et al., 2021). Kazem et al. (2014) estudaram por seis meses a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico instalado em Omã, utilizando uma base horária de dados medidos de radiação solar e temperatura ambiente. Dimas, Gilan e Aris (2011) relataram que resultados de previsão de desempenho de sistemas fotovoltaicos tendo como referência dados horários de radiação solar apresentam maior confiabilidade do que quando dados em escala diária ou mensal são utilizados.

Tendo em vista a importância do monitoramento de sistemas fotovoltaicos e a dificuldade de medição de dados de radiação solar e temperatura ambiente no local da instalação, bancos de dados de medições de estações solarimétricas são uma alternativa que possibilita as análises de desempenho destes sistemas. Okello et al. (2015) encontraram uma diferença de 3% nos resultados de performance de um sistema fotovoltaico de 3,2 kWp com simulações realizadas no software PVSystem, utilizando dados medidos e dados meteorológicos do Meteonorm na África do Sul. No Suriname, Raghoebarsing e Kalpoe (2017) monitoraram um sistema fotovoltaico de 27 kWp conectado à rede. Os resultados apontaram uma diferença de 6% entre os dados medidos e simulados.

Neste contexto, a análise dos resultados do monitoramento realizado utilizando bases de dados é imprescindível. O objetivo deste trabalho é verificar a viabilidade do monitoramento de desempenho de um sistema fotovoltaico através de um banco de dados horários de radiação solar global horizontal medido por uma estação solarimétrica com dados públicos e na mesma cidade do sistema fotovoltaico. A potência em corrente alternada (CA) na saída de um sistema fotovoltaico instalado foi monitorada. As medições da potência em corrente alternada do sistema foram comparadas aos resultados de simulações feitas pelo software System Advisor Model (SAM) com duas bases de dados de entrada: 1) utilizando dados de radiação global horizontal, radiação difusa horizontal e temperatura ambiente medidos no local e 2) um banco de dados medidos por uma estação solarimétrica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Material e Métodos

Nesta seção é abordada a metodologia utilizada para realizar o estudo. Na primeira parte é apresentada uma breve descrição das características do sistema fotovoltaico do laboratório utilizado como objeto de estudo. Na segunda, foram descritos os equipamentos de medição e a aquisição de dados no local de instalação. Na sequência, o uso dos bancos de dados do INMET e NREL, disponíveis publicamente, e o conseqüente tratamento destes dados foi explicado. Por último, foi abordado o uso da ferramenta de modelagem SAM para obtenção dos resultados de energia gerada pelo sistema fotovoltaico através de uma simulação.

Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico utilizado como base para o estudo está instalado em Porto Alegre (30°S'51°W) no telhado do Laboratório de Energia Solar (LABSOL - UFRGS), localizado no campus do Vale da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Para captar a radiação solar incidente, o sistema conta com 10 módulos fotovoltaicos de 60 células de silício policristalino (Yingli YL245P-29b). Os módulos possuem 15,1% de eficiência nominal, 245Wp de potência e são conectados em série, totalizando uma potência nominal de 2,45 kWp. Os módulos estão orientados para o norte geográfico com uma inclinação de 50° em relação à horizontal conforme apresentado na Figura 1.



Figura 1: Sistema fotovoltaico instalado no Laboratório de Energia Solar em Porto Alegre (UFRGS).

Devido às características da edificação, a inclinação dos módulos não é a ideal para o maior aproveitamento de produção energética na coordenada geográfica do local, que seria 30°. Outro

aspecto que pode ser visualizado na Figura 1 é a presença de sombreamento, que deve ser evitado em sistemas fotovoltaicos. No caso específico, o sistema é de uso acadêmico e o sombreamento é de certo modo proposital e permite análise dos impactos do sombreamento no desempenho do sistema, tema que não será abordado neste trabalho. Vale ressaltar que, durante o período de monitoramento e manutenção, os módulos não tiveram limpeza. Um inversor de 2500W (Sunny Boy SB2500) e de 93% de eficiência nominal foi instalado para realizar a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e a conexão com a rede de fornecimento de energia elétrica da distribuidora. As especificações técnicas dos módulos em condições de teste padrão (STC) e do inversor utilizados estão descritas na tabela 1 e 2, respectivamente.

Tabela 1: Características técnicas do módulo Yingli (YL245P-29b).

Módulo Fotovoltaico		
Potência de saída (P_{MAX})	245	W
Tolerância (ΔP_{MAX})	0/+5	W
Eficiência do módulo (η_M)	15,1	%
Tensão em Pmax (V_{MPP})	29,6	V
Corrente em Pmax (I_{MPP})	8,28	A
Tensão em circuito aberto (V_{OC})	37,5	V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	8,83	A

Tabela 2: Características técnicas do inversor de frequência Sunny Boy SB2500.

Inversor de Frequência		
Potência CA nominal (P_{CAnom})	2300	W
Intervalo de tensão do seguidor do ponto de máxima potência (ΔV_{MPPT})	224 - 480	V
Máxima corrente CC (I_{CCmax})	12,5	A
Frequência da rede (f_{NOM})	50/60	Hz
Eficiência do inversor (η_{INV})	93,2	%
Corrente CA nominal (I_{NOM})	10	A
Fator de potência ($\cos\phi$)		

Dados medidos no local de instalação

Para este estudo foram utilizados dois piranômetros para medição da radiação solar no local do sistema: um para medir a irradiância solar global horizontal, outro configurado com um anel de sombreamento com o objetivo de medir a irradiância solar horizontal difusa. O anel de sombreamento obstrui a componente direta da irradiância solar ao longo do dia, permitindo medir apenas o valor da componente difusa, conforme demonstrado na Figura 2. O anel foi ajustado periodicamente de forma manual, e os seus resultados de medição foram corrigidos através do fator de correção F_C , de acordo com a tabela apresentada no manual do equipamento (Kipp & Zonen, 2004), a fim de compensar a parcela difusa do céu bloqueada pelo anel de sombreamento. Uma célula

fotovoltaica de referência foi usada para medir a irradiância solar global no plano dos módulos e a temperatura ambiente (T_{AMB}) foi medida por sensores do tipo Pt100.



Figura 2: Piranômetro com anel de sombreamento acoplado para realizar medição de radiação solar difusa horizontal.

Os valores de velocidade do vento no local de instalação não foram medidos durante o período de avaliação e, portanto, não fazem parte do arquivo de dados levantados. As leituras de radiação solar incidente, temperatura ambiente e potência em corrente alternada instantânea na saída do inversor foram efetuadas. As médias foram calculadas em intervalos de vinte minutos e armazenadas pelo sistema de aquisição de dados (SMA SBCOP02 Sunny Boy) no período de 27 de agosto de 2020 a 31 de dezembro 2020. Esses valores foram compilados e transformados em médias horárias através de ferramentas computacionais. Devido ao fato de que o software SAM solicita na entrada arquivos climáticos com uma base de dados horários de pelo menos um ano de intervalo, o arquivo de medições no local foi complementado com dados de um ano TMY (Typical Meteorological Year). Foi considerado que a quantidade de dados obtidos é suficiente para a análise proposta, apesar de ser um intervalo menor que um ano.

Base de dados INMET-NREL

Valores de radiação solar global no plano horizontal (I) e temperatura ambiente (T_{AMB}) em intervalos de uma hora foram fornecidos pela estação automática A-801 do INMET, localizada aproximadamente 6 km de distância do sistema fotovoltaico analisado. Os dados estão disponíveis

publicamente na página do INMET. O modelo SOLPOS-NREL foi usado para obter dados de radiação solar global horizontal extraterrestre I_0 (sem influência atmosférica) e ângulo de zênite θ_z (ângulo entre os raios solares e a vertical) também em escala horária. A rara ausência de medição de dados, devido a erros instrumentais e dados incoerentes, foi corrigida manualmente. Valores de radiação extraterrestre e ângulos de zênite na metade de cada hora do dia foram utilizados nos cálculos (também disponibilizado pelo SOLPOS-NREL), caracterizando a radiação no centro do intervalo de uma hora. Com os valores de I e I_0 , pôde-se calcular o índice de claridade horário (k_T) de acordo com a eq. (1):

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (1)$$

Esse índice é a razão entre a componente de radiação solar global horizontal horária e a radiação solar extraterrestre, e descreve a perda de energia solar na atmosfera devido ao espalhamento e à nebulosidade presente no céu. Através desses resultados, foi utilizada a modelagem empírica proposta por Erbs et al. (1982) para obter a fração horária da radiação solar difusa horizontal, de acordo com a eq. (2):

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0.09k_T & k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388k_T^2 - 16.638k_T^3 + 12.336k_T^4 & 0.22 < k_T \leq 0.8 \\ 0.177 & k_T > 0.8 \end{cases} \quad (2)$$

Essas equações empíricas correlacionam a fração horária da radiação solar difusa horizontal e o k_T para diferentes intervalos do índice de claridade horário. Dispondo da radiação solar global horizontal e a razão I_d/I , pôde-se obter a radiação solar difusa horizontal I_d em intervalos de uma hora.

Sabendo que a radiação solar global horizontal é a soma das componentes difusa e direta, para calcular a componente da radiação solar direta normal ($I_{b,n}$) ao plano horizontal foi utilizada a eq. (3):

$$I_{b,n} = \frac{I - I_d}{\cos\theta_z} \quad (3)$$

System Advisor Model - SAM

Existem hoje diversos softwares no mercado que auxiliam projetistas a tomar decisões referentes a viabilidade técnica e econômica do uso de energia solar para produção de energia elétrica. A simulação de desempenho do sistema fotovoltaico foi realizada utilizando o SAM (Blair et al., 2018). SAM é uma ferramenta computacional de modelagem desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) que permite realizar a análise energética e financeira de sistemas fotovoltaicos e diversas outras tecnologias renováveis. Duas simulações distintas foram realizadas com o objetivo de analisar a diferença entre os resultados provenientes dos dados medidos e obtidos por uma base de dados do INMET. Um modelo de sistema fotovoltaico detalhado foi utilizado nesse estudo, onde na interface do software foram inseridos parâmetros como os dados do catálogo do módulo e do inversor descritos na Tabela 1 e 2, os arquivos climáticos com os valores de hora em hora da radiação solar global horizontal (I), radiação solar difusa horizontal (I_d), radiação solar direta normal ($I_{b,n}$) e temperatura ambiente (T_{AMB}). A Figura 3 esquematiza através de um fluxograma as simulações realizadas e o processo de comparação entre os resultados.

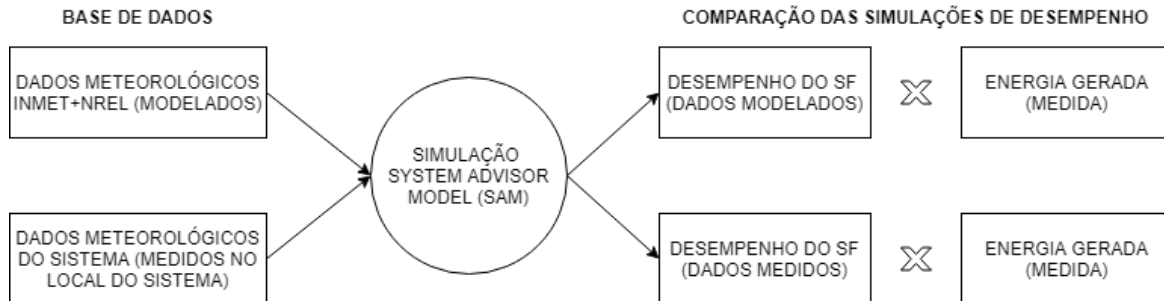


Figura 3: Fluxograma de simulações feitas no SAM para o sistema fotovoltaico (SF).

Por meio da utilização das variáveis I e I_d , e o modelo Perez de céu difuso (Perez et al., 1987), foi possível realizar o cálculo da radiação solar difusa e direta incidentes no plano inclinado dos módulos, a componente de radiação refletida no solo e conseqüentemente a energia gerada pelo sistema fotovoltaico nos dois casos. A primeira análise teve o objetivo de testar o SAM como uma ferramenta de monitoramento quando alimentado com dados horários medidos, buscando comparar os resultados de energia gerada ao longo dos quatro meses na simulação com os armazenados no datalogger. O SAM normalmente é utilizado como ferramenta de projeto e estimativa de produção de energia, e, portanto, foi avaliada as diferenças dos resultados de energia gerada ao longo dos quatro meses quando comparados aos dados armazenados no datalogger.

O sistema fotovoltaico estudado, conforme mostra a Figura 1, é sombreado em boa parte do período da manhã e da tarde por elementos no entorno. A fim de retirar interferências na modelagem, foi considerado o período do dia sem nenhum sombreamento em qualquer época do ano (das 11 horas ao meio-dia) para a comparação entre a potência CA simulada com a potência CA medida por instrumentação. Foram feitas duas simulações com diferentes arquivos climáticos: um com dados medidos no local e o outro com dados de uma estação solarimétrica. As simulações no SAM não consideraram o sombreamento parcial do sistema fotovoltaico, pois as diferenças relacionadas ao modelo de sombreamento considerado pelo SAM se somariam ou não tornariam evidentes as diferenças causadas pela base de dados.

Resultados e Discussão

Os dados de radiação solar provenientes de medição e da estação meteorológica do INMET, além dos resultados obtidos no SAM utilizando a metodologia descrita são analisados nesta seção. O valor máximo medido de radiação solar global horizontal, no dia 22 de dezembro às 12 horas, foi 1204 Wh/m^2 . Na base de dados do INMET, o valor máximo encontrado foi 1094 Wh/m^2 no dia 21 de novembro. A Figura 4 apresenta a radiação solar horária medida no local e a obtida pelo INMET ao longo do dia 02 de dezembro de 2020. Em alguns horários da manhã, a radiação solar medida no local é menor do que a do banco de dados do INMET, enquanto que a radiação solar medida no local é maior logo após o meio dia. Entretanto, a radiação diária acumulada medida pelo INMET é em torno de 4 % maior que a medida no local nesse dia.

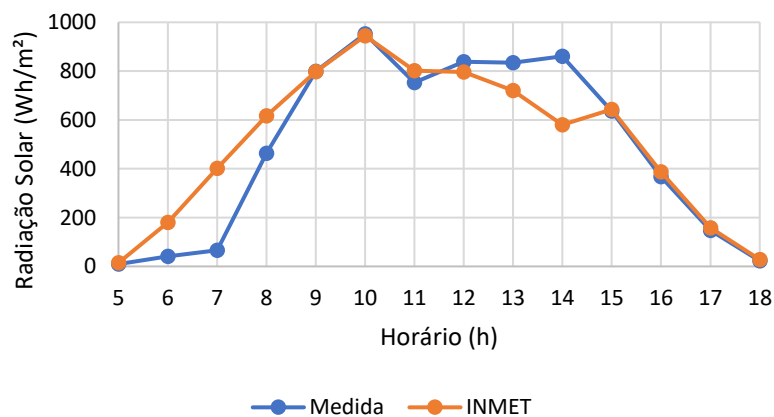


Figura 4 – Radiação horária medida no local do sistema fotovoltaico e pelo INMET.

Na figura 5, estão apresentados os valores de irradiação solar global horizontal mensal (considerado o período de medição) em kWh/m² para ambas as fontes de dados. Como o mês de agosto tem poucas medições realizadas, seus valores são considerados apenas para fins de comparação. Os valores medidos no local e obtidos pelo INMET de radiação solar global horizontal total acumulada ao longo do período em questão são respectivamente 572 kWh/m² e 624 kWh/m². A diferença entre a radiação total obtida pelos dados do INMET em relação aos dados medidos é de 9,2 % para todo o período de medição.

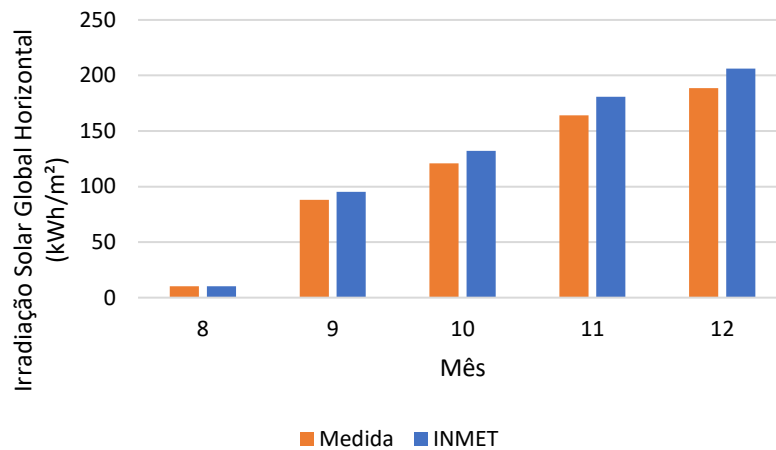


Figura 5: Valores de irradiação solar global horizontal mensal medidos e do INMET de agosto a dezembro de 2020.

A porção da radiação difusa na radiação solar global horizontal é um parâmetro importante para verificar a limpidez do céu. Na figura 6, estão apresentados os valores mensais acumulados para ambas as fontes de dados. Os resultados obtidos ao longo do período em questão mediante cálculo com os dados medidos e com os dados do INMET são, respectivamente, 0,40 e 0,43.

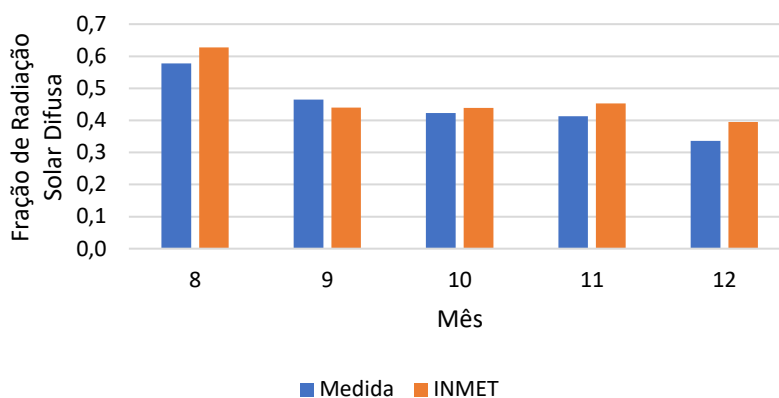


Figura 6: Fração de radiação solar difusa medida e calculada com dados do INMET de agosto a dezembro de 2020

A tabela 3 apresenta os valores da energia gerada pelo sistema fotovoltaico medida na saída do inversor e simulada com ambas as fontes de dados considerando somente o horário sem sombreamento, das 11 horas ao meio dia. As diferenças na energia mensal simulada e medida para o mesmo horário está apresentada na Tabela 4. As diferenças mensais variam de -6,0 % a 14,0 % com o uso da base de dados do INMET. Quando foram utilizados na simulação dados de radiação solar medidos no local, as diferenças na energia mensal foram menores, variando de -3,4 % e 3,8 % conforme consta na Tabela 4.

Tabela 3: Energia mensal em CA acumulada gerada das 11 horas ao meio dia.

Mês	Energia simulada SAM – INMET Energia simulada SAM – Medidos		
	Energia Medida (kWh)	(kWh)	(kWh)
8	3,42	3,22	3,51
9	22,58	22,29	23,43
10	27,76	26,41	27,68
11	29,53	33,68	30,39
12	33,09	33,66	31,96
Total	116,38	119,26	116,97

Tabela 4: Diferença na energia mensal em CA simulada e medida entre as 11 horas e o meio-dia.

Mês	SAM - INMET	SAM - Medidos
8	-6,0%	2,4%
9	-1,3%	3,8%
10	-4,9%	-0,3%
11	14,0%	2,9%
12	1,7%	-3,4%

De acordo com a Tabela 5, a diferença entre a energia acumulada medida e a simulada pelo SAM utilizando os dados de radiação medidos no local em todo o período de medição é de 0,5 %. Esse resultado evidencia a acurácia dos resultados obtidos por simulação utilizando o SAM. Já a energia CA acumulada obtida pela simulação realizada utilizando a base de dados do INMET teve uma diferença de 2,5 % em relação à medida.

Tabela 5: Energia produzida acumulada em todo o período das 11 horas a meio-dia.

	Medida	SAM - INMET	SAM - Medidos
Energia (kWh)	116,38	119,26	116,97
Diferença	-	2,5%	0,5%

Foram verificadas diferenças na radiação solar medida no local e a da base de dados do INMET ao longo de um dia, porém a diferença ao longo de todo o período é de 9,2 %. Apesar da energia elétrica mensal simulada ser em torno de 14 % maior que a medida no mês de novembro quando utilizada a base de dados do INMET, a diferença acumulada em todo o período de medição é menor que 3 %. Quanto maior o intervalo de análise de dados, as diferenças na radiação solar e na energia elétrica simulada tendem a diminuir. Portanto, as diferenças entre os resultados simulados e medidos não foram significativas, mostrando que o uso de uma base de dados proveniente de estações solarimétricas públicas é uma opção considerada viável para o monitoramento de sistemas fotovoltaicos em geração distribuída, uma vez que a medição no local normalmente é inviável para o monitoramento de sistemas de pequeno porte. Este método de monitoramento pode por exemplo indicar a necessidade de limpeza dos módulos, isto é, quando houver uma tendência de redução da energia produzida e a diferença entre a energia simulada começar a aumentar e chegar a valores em que o desempenho do sistema em comparação com o esperado na simulação estiver fora de certos

limites estabelecidos. O monitoramento também permite acompanhar e verificar eventuais falhas não esperadas no sistema e intervir rapidamente. Sem um monitoramento eficiente, com dados de radiação solar confiáveis não é possível verificar se o sistema está operando conforme o esperado.

Considerações Finais

Este estudo teve como objetivo analisar a viabilidade de realizar o monitoramento de sistemas fotovoltaicos utilizando uma base de dados medidos por uma estação solarimétrica pública, e que não está no mesmo local da instalação fotovoltaica. Neste caso, a estação está na mesma cidade, distante aproximadamente 6 km do sistema analisado. Foram comparados dados de radiação solar medidos no local da instalação fotovoltaica com dados obtidos de uma estação do INMET em uma região próxima. Além disso, a energia gerada ao longo de todo o período de medição foi lida e comparada com a energia simulada pela ferramenta SAM, utilizando como entrada um arquivo climático com dados de medição no local e outro com dados do INMET.

As comparações dos dados de radiação solar diários e mensais mostraram que existem diferenças entre os valores medidos no local e pelo INMET, e ao longo de todo o período de medição a diferença na radiação acumulada foi de 9,2 %. Ao comparar a energia elétrica gerada acumulada das 11 horas ao meio dia (horário sem sombra) ao longo de todo o período de medições, o resultado da simulação realizada com o arquivo climático medido apresentou 0,5 % de diferença em relação ao valor de energia medida, confirmando a acurácia dos resultados simulados pelo SAM. A energia elétrica estimada pelas simulações realizadas com o banco de dados do INMET apresentou uma diferença média de 2,5 % em relação à energia medida.

Portanto, a utilização de dados provenientes de uma estação solarimétrica próxima ao local de instalação é útil e viável para o monitoramento de sistemas fotovoltaicos. Estudos futuros, com o objetivo de automatizar a aquisição de dados provenientes de estações e utilizar essa metodologia de comparação, podem ser realizados a fim de obter um produto de mercado na área de monitoramento e manutenção de sistemas fotovoltaicos, em que desvios acentuados da energia esperada fora dos limites de acurácia da metodologia indicam alguma necessidade de intervenção no sistema, seja para limpeza ou verificação de algum defeito oculto.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Referências Bibliográficas

- Batlles, F. J., Rubio, M. A., Tovar, J., Olmo, F. J., & Alados-Arboledas, L. (2000). Empirical modeling of hourly direct irradiance by means of hourly global irradiance. *Energy*, 25(7), 675–688. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00007-4](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00007-4)
- Blair, N., Diorio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T. W., & Wagner, M. J. (2018). *System Advisor Model (SAM) General Description. NREL/TP-6A20-70414*. <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
- Camargo Francisco, A. C., De Miranda Vieira, H. E., Romano, R. R., & Monteiro Masalskiene Roveda, S. R. (2019). The influence of meteorological parameters in the generation of energy in photovoltaic panels: A case study of Smart Campus Facens, SP, Brazil. *Urbe*, 11, 1–15. <https://doi.org/10.1590/2175-3369.011.e20190027>
- de Souza, A. P., Escobedo, J. F., Pai, A. D., & Gomes, E. N. (2010). Estimativa da radiação global incidente em superfícies inclinadas por modelos isotrópicos e índice de claridade. *Pesquisa Agropecuária Brasileira*, 45(4), 339–350. <https://doi.org/10.1590/S0100-204X2010000400001>
- Dimas, F., Gilani, S., & Aris, M. (2011). Hourly solar radiation estimation from limited meteorological data to complete missing solar radiation data. *International Conference on Environment Science and Engineering IPCBEE*, 8(April 2015), 14–18. <http://www.ipcbee.com/vol8/4-S017.pdf>
- EPE, E. de P. energética, & MME, M. de M. e E. (2018). *Balço Energético Nacional de 2018 (ano base 2017): Relatório Completo.1,294*. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018_Int.pdf
- Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4), 293–302. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4)
- Haffaf, A., Lakdja, F., Ould Abdeslam, D., & Meziane, R. (2021). Monitoring, measured and simulated performance analysis of a 2.4 kWp grid-connected PV system installed on the Mulhouse campus, France. *Energy for Sustainable Development*, 62, 44–55. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.03.006>
- Kazem, H. A., Khatib, T., Sopian, K., & Elmenreich, W. (2014). Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. *Energy and Buildings*, 82, 123–129. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.06.048>
- Kipp & Zonen. (2004). *Instruction Manual CM121 Shadow ring. 27*.
- Liu, B. Y. H., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3), 1–19. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1)
- Murat Ates, A., & Singh, H. (2021). Rooftop solar Photovoltaic (PV) plant – One year measured performance and simulations. *Journal of King Saud University - Science*, 33(3), 101361. <https://doi.org/10.1016/j.jksus.2021.101361>
- Okello, D., Van Dyk, E. E., & Vorster, F. J. (2015). Analysis of measured and simulated performance data of a 3.2 kWp grid-connected PV system in Port Elizabeth, South Africa. *Energy Conversion and Management*, 100, 10–15. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.064>
- Orgill, J. F., & Hollands, K. G. T. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, 19(4), 357–359. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(77\)90006-8](https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90006-8)

Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., & Menicucci, D. (1987). A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, 39(3), 221-231. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(87\)80031-2](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(87)80031-2)

Raghoebarsing, A., & Kalpoe, A. (2017). Performance and economic analysis of a 27 kW grid-connected photovoltaic system in Suriname. *IET Renewable Power Generation*, 11(12), 1545-1554. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0204>

Reindl, D. T., Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (1990). Diffuse fraction correlations. *Solar Energy*, 45(1), 1-7. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90060-P](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90060-P)

Scolar, J., Martins, D., & Escobedo, J. F. (2003). Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. *Revista Brasileira de Geofísica*, 21(3), 249-258. <https://doi.org/10.1590/s0102-261x2003000300004>