

ANÁLISE DE PRODUTIVIDADE DE USINAS SOLARES FOTVOLTAICAS NO AGRESTE PERNAMBUCANO – COMPARAÇÃO ENTRE DADOS MEDIDOS E SIMULADOS

YIELD ANALYSIS OF SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS IN AGRESTE PERNAMBUCANO – COMPARISON BETWEEN MEASURED AND SIMULATED DATA

Eric de Melo Silva

ericmelo11@gmail.com

Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho

manoel@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO

Diante de um cenário de desenvolvimento exponencial do setor da energia solar fotovoltaica como uma competitiva fonte de geração de energia elétrica, cresce a importância do monitoramento da produtividade dos diversos tipos de empreendimentos. O presente trabalho dá continuidade a um trabalho anterior que analisou a produtividade de usinas solares fotovoltaicas no agreste pernambucano utilizando dados medidos, realizando a comparação destes valores medidos de produtividade, para o ano de 2021, com os da simulação obtidos com o programa PVSyst neste trabalho, das mesmas 31 usinas solares utilizadas no trabalho anterior. Foi observado que na grande maioria das usinas (83,9%), a produtividade medida é menor que a simulada para o período analisado. A maior diferença observada foi de 14,41%. Apenas 5 usinas apresentaram produtividade medida maior que a simulada. Um mapa foi elaborado para verificar se há relação com a localidade, o que não foi confirmado. Também não foi observada a relação entre a baixa produtividade e questões climáticas.

Palavras-chave: Energia Solar. Produtividade. PVSyst.

SUMMARY

Faced with a scenario of exponential development of the photovoltaic solar energy sector as a competitive source of electricity generation, the importance of monitoring the productivity of different types of projects grows. The present work continues a previous work that analyzes the productivity of photovoltaic solar plants in the Pernambuco countryside using measured data, following the comparison of these measured productivity values, for the year 2021, with the simulation obtained with the PVSyst program in this work, from the same 31 solar plants used in the previous work.

It was observed that in the vast majority of plants (83.9%), the measured productivity is lower than the simulated one for the analyzed period. The greatest difference observed was 14.41%. Only 5 plants adopted measured productivity greater than the simulated one. A map was prepared to verify if there is a relationship with the locality, which was not confirmed. The relationship between low productivity and climate issues was also not observed.

Keywords: Solar Energy. Productivity. PVsyst.

1 INTRODUÇÃO

Com o recente protagonismo da energia solar fotovoltaica entre as fontes de energia elétrica mais competitivas do mundo, devido à diminuição dos preços dos componentes dos módulos fotovoltaicos em consequência da forte industrialização (KREZINGER *et al.*, 2020), o setor vem se desenvolvendo exponencialmente nos últimos anos, com um aumento no número de instalações e da potência instalada de Geração Distribuída (GD), principalmente em relação às instalações residenciais (GREENER, 2022).

Diante deste cenário, há também um crescimento da importância do estudo e aperfeiçoamento do monitoramento de dados de radiação solar do local e análise de produtividade, de cada usina, para esse tipo de empreendimento (KREZINGER; AGUIAR, 2016). Nas instalações de GD de pequeno e médio porte, por exemplo, o monitoramento é realizado pelo inversor, registrando dados horários ou diários da energia injetada pelo equipamento. A produtividade de um empreendimento é dada a partir da relação entre esta energia e a potência do gerador (ZILLES *et al.*, 2012). Este indicador facilita a análise da quantidade de energia gerada a partir da potência nominal do gerador, permitindo uma estimativa do tamanho do sistema necessário para atender a determinada necessidade.

Existem diversos trabalhos que apresentam a necessidade de se fazer análise e mapeamento do comportamento da produtividade para uma determinada região. Um dos primeiros trabalhos de mapeamento de produtividade no Brasil foi Krezinger e Aguiar (2016), apresentando uma metodologia de elaboração de mapas de produtividade para o Rio Grande do Sul. Este seguido de outros trabalhos da área como Tiepolo *et al.* (2016), que faz uma comparação de potencial fotovoltaico entre o Paraná com outros Estados e Europa, e Krezinger, Prieb e Gasparin (2020), que também apresentam uma metodologia para construção dos mapas.

Teixeira e Pedrosa Filho (2022) realizaram um levantamento das informações de geração e potência do gerador medidos de um conjunto de usinas solares de uma determinada empresa no Estado de Pernambuco, com o intuito de calcular e avaliar a produtividade dos sistemas dessas usinas. Nesta análise as usinas foram separadas em grupos pela região, cada grupo contendo sistemas instalados a uma distância de no máximo 10 km, validando a comparação da produtividade dos sistemas solares submetidos a uma mesma irradiação, através da variação percentual de produção entre as usinas de um mesmo grupo. Dessa forma indicando aquelas que não apresentaram uma produtividade satisfatória, demonstrando anormalidade na operação.

Nesse contexto, o presente trabalho contribui para esta área de estudo dando continuidade ao trabalho intitulado “Análise de produtividade de usinas solares fotovoltaicas no agreste pernambucano a partir de dados medidos” de Teixeira e Pedrosa Filho (2022), descrito anteriormente. Nessa continuidade, pretende-se aproveitar o levantamento das informações técnicas e dos dados de produtividade medida das usinas no trabalho citado, e realizar simulações computacionais dos mesmos sistemas fotovoltaicos com intuito de obter dados de produtividade simulada, tornando assim possível a realização de uma análise comparativa entre os dados de produtividade medidos e simulados.

Com isto, será possível obter três conjuntos de dados locais: um da produtividade medida, outro para a produtividade simulada e um mapa com as diferenças observadas entre a produtividade esperada e a verificada, sendo este um trabalho inicial de uma futura proposta mais audaciosa de reunir uma maior quantidade de empresas e suas respectivas usinas fotovoltaicas, com o objetivo de abranger todo o Estado de Pernambuco.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A geração distribuída a partir da energia solar fotovoltaica é a geração de energia elétrica que ocorre junto ou próximo a carga consumidora desta energia, representada por exemplo pela grande quantidade de painéis fotovoltaicos nos telhados de prédios comerciais, indústrias e, principalmente, de residências (VILLALVA, 2015).

O sistema fotovoltaico de GD é composto pelos módulos ou painéis fotovoltaicos responsáveis por converter radiação solar em corrente contínua CC que, através de um inversor solar conectado à rede elétrica da concessionária, é transformada em corrente alternada CA para ser utilizada pela unidade consumidora UC. A energia gerada pelo sistema é utilizada para o consumo direto da unidade e para compensar a energia elétrica que não é consumida pela rede, além de obter descontos na conta de energia da concessionária devido a injeção da energia realizada pelo inversor (VILLALVA, 2015).

A potência do módulo determina a capacidade de energia máxima que ele é capaz de gerar, assim como o conjunto de módulos determinará a capacidade de geração do sistema como um todo, ou simplesmente a potência nominal do gerador (ZILLES *et al.*, 2012).

A produtividade de um sistema fotovoltaico (Y) (do inglês - *yield*) é um indicador de desempenho de geração do sistema e é definida como a energia elétrica injetada na rede em determinado período (horário, diário, mensal ou anual) por unidade de potência nominal do gerador fotovoltaico (KREZINGER; AGUIAR, 2016), calculada de acordo com a Equação 1:

$$Y = \frac{E_R}{P_{NG}} \quad (1)$$

Onde:

Y = Produtividade do sistema $\left(\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}\right)$;

E_R = Energia elétrica injetada na rede (kWh);

P_{NG} = Potência nominal do gerador (kWp).

Neste trabalho foi determinada a produtividade diária média anual, expressa em kWh/kWp, para cada usina solar utilizada no estudo.

A produtividade diária média anual de um sistema fotovoltaico é influenciada por diversos fatores que determinam o desempenho do sistema como: a quantidade de energia solar disponível na região, a orientação e inclinação do sistema, a eficiência dos painéis solares, sombreamento incidente sobre os painéis, temperatura, entre outros.

Além disso, há também a redução do desempenho do sistema devido a fatores relativos à degradação e presença de sujeira nos módulos fotovoltaicos, o que provoca a diminuição da potência elétrica do gerador e, conseqüentemente, da produtividade do sistema (TEIXEIRA; PEDROSA FILHO, 2022).

Dessa maneira, a produtividade diária média anual considerada satisfatória e aquela abaixo dos padrões esperados podem variar de acordo com, além dos fatores já citados, a localização geográfica e as condições específicas dos locais.

Tendo como referência o trabalho de Tiepolo *et al.* (2016), que apresentou valores de produtividade anuais para cada Estado, para o Estado de Pernambuco foi verificada uma produtividade anual de 1530 kWh/kWp, o que corresponde a 4,19 kWh/kWp diária, portanto, consideramos dentro da expectativa um sistema fotovoltaico com produtividade diária média anual em torno deste valor.

3 METODOLOGIA

Inicialmente foi obtido o conjunto de dados das informações técnicas levantadas no trabalho de Teixeira e Pedrosa Filho (2022) acerca dos 31 diferentes sistemas de geração distribuída solar fotovoltaica, de micro e minigeração. Neste quesito foram reunidas informações para cada instalação, como: a quantidade e potência dos módulos, a potência do gerador, a potência do(s) inversor(es), cidade, latitude e longitude, data de ativação da instalação e, principalmente, a produtividade calculada a partir dos dados medidos em 2021 disponibilizada por Teixeira e Pedrosa Filho (2022).

Assim, partir do banco de dados de todos os sistemas da empresa, foi possível obter a configuração do gerador e do inversor, isto é, a quantidade de módulos por *string*, a quantidade de *strings* por MPPT (*Maximum Power Point Tracker* - rastreador do ponto de máxima potência) e a quantidade de MPPT's do inversor. Além disso, informações de fabricante e modelo dos módulos e dos inversores foram imprescindíveis para o trabalho.

Em posse das informações e dados necessários, finalmente foi possível montar as configurações dos sistemas no programa de simulação PVsyst (que foi utilizado na sua versão de teste gratuita), onde foram inseridas as características técnicas levantadas anteriormente, para cada um dos 31 sistemas, com o intuito de obter a produtividade diária média anual simulada.

A operação destes sistemas foi simulada utilizando-se como dados de entrada os valores de irradiação solar diária média mensal (Wh/m^2) do Atlas Solarimétrico do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (PEREIRA *et al.*, 2017), apresentados na Tabela 1, e dados de temperatura diária média mensal ($^{\circ}C$) do banco

de dados Meteonorm, disponibilizados pelo próprio PVsyst, apresentados na Tabela 2.

Tabela 1 – Irradiação solar diária média mensal (Wh/m²) referente a cada mês para cada localização de usina. Dados do Atlas Solarimétrico do INPE.

Irradiação solar diária média mensal (Wh/m ²)															
Usina	Latitude	Longitude	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	méd
1	-8,461974	-36,806619	6179	5997	5974	5411	4433	3899	4018	4780	5783	6151	6621	6428	5472,8
2	-8,461974	-36,806619	6179	5997	5974	5411	4433	3899	4018	4780	5783	6151	6621	6428	5472,8
3	-8,332548	-36,413240	6046	5830	5805	5262	4341	3826	3974	4663	5610	5972	6382	6206	5326,4
4	-8,499327	-36,945263	6192	6085	6103	5501	4534	3982	4139	4927	5934	6298	6670	6468	5569,4
5	-8,506085	-36,934242	6192	6085	6103	5501	4534	3982	4139	4927	5934	6298	6670	6468	5569,4
6	-8,498560	-36,944177	6192	6085	6103	5501	4534	3982	4139	4927	5934	6298	6670	6468	5569,4
7	-8,518846	-36,926875	6192	6085	6103	5501	4534	3982	4139	4927	5934	6298	6670	6468	5569,4
8	-8,646913	-36,953325	6217	6035	6089	5453	4505	3966	4132	4875	5807	6192	6667	6477	5534,6
9	-8,544722	-36,905556	6192	6085	6103	5501	4534	3982	4139	4927	5934	6298	6670	6468	5569,4
10	-8,357675	-36,696905	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
11	-8,356961	-36,694705	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
12	-8,354994	-36,681493	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
13	-8,354192	-36,692949	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
14	-8,356193	-36,684974	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
15	-8,353756	-36,691130	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
16	-8,358994	-36,695548	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
17	-8,356394	-36,680863	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
18	-8,356236	-36,684978	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
19	-8,356968	-36,68414	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
20	-8,392908	-36,814040	6118	5994	6019	5492	4559	4013	4150	4957	5916	6250	6644	6419	5544,3
21	-8,364608	-36,705422	6158	5955	5944	5391	4442	3860	4003	4777	5734	6125	6549	6392	5444,2
22	-8,340829	-36,678605	6081	5910	5899	5368	4455	3887	4025	4820	5741	6091	6456	6278	5417,6
23	-8,362124	-36,683634	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
24	-8,361825	-36,688908	6104	5922	5931	5370	4415	3872	3983	4761	5660	6036	6455	6321	5402,5
25	-8,367502	-36,572900	6012	5867	5920	5334	4399	3906	4010	4754	5633	6014	6401	6270	5376,7
26	-8,362492	-36,554753	6012	5867	5920	5334	4399	3906	4010	4754	5633	6014	6401	6270	5376,7
27	-8,363912	-36,562451	6012	5867	5920	5334	4399	3906	4010	4754	5633	6014	6401	6270	5376,7
28	-8,485207	-36,372579	5961	5789	5861	5248	4369	3909	4041	4681	5399	5830	6282	6170	5295
29	-8,491388	-36,400880	5970	5798	5853	5285	4395	3886	4033	4707	5490	5838	6307	6182	5312
30	-8,488920	-36,851090	6179	5997	5974	5411	4433	3899	4018	4780	5783	6151	6621	6428	5472,8
31	-8,576630	-36,880429	6247	6008	6034	5433	4473	3994	4021	4843	5806	6182	6629	6433	5508,6

Fonte: Autoria própria.

Outras informações necessárias para configurar os sistemas no PVsyst são: a inclinação e orientação azimutal dos telhados onde se encontram os módulos do sistema. Levando em conta a quantidade de sistemas, o custo de deslocamento e a falta dessas informações citadas no banco de dados da empresa, optou-se por padronizar a inclinação em 10°. A orientação foi obtida através da visualização da instalação no Google Maps para todas as usinas.

Tabela 2 – Temperatura diária média mensal (°C) do Meteonorm referente a cada mês para cada localização de usina. Dados obtidos no PVsyst.

Usina	Latitude	Longitude	Temperatura (°C)												
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	méd
1	-8,461974	-36,806619	25,9	26,1	26,3	25,3	24,8	23,2	22,8	23,0	23,6	24,9	25,4	25,9	24,8
2	-8,461974	-36,806619	25,9	26,1	26,3	25,3	24,8	23,2	22,8	23,0	23,6	24,9	25,4	25,9	24,8
3	-8,332548	-36,413240	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,0	25,3	25,0	24,6
4	-8,499327	-36,945263	25,8	26,0	26,2	25,3	24,8	23,1	22,8	23,0	23,5	24,8	25,3	25,9	24,7
5	-8,506085	-36,934242	25,9	26,1	26,3	25,3	24,8	23,2	22,8	23,0	23,6	24,9	25,3	25,9	24,8
6	-8,498560	-36,944177	25,8	26,0	26,2	25,3	24,8	23,1	22,8	23,0	23,5	24,8	25,3	25,9	24,7
7	-8,518846	-36,926875	25,9	26,1	26,3	25,4	24,8	23,2	22,8	23,1	23,6	24,9	25,4	25,4	25,0
8	-8,646913	-36,953325	26,0	26,3	26,4	25,5	24,8	23,4	23,0	23,2	23,7	25,0	25,5	26,1	24,9
9	-8,544722	-36,905556	26,0	26,2	26,4	25,5	24,9	23,3	23,0	23,2	23,7	25,0	25,5	26,1	24,9
10	-8,357675	-36,696905	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,6
11	-8,356961	-36,694705	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,6
12	-8,354994	-36,681493	25,7	25,8	26,1	25,2	24,6	23,0	22,6	22,8	23,4	24,7	25,2	25,8	24,6
13	-8,354192	-36,692949	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,6
14	-8,356193	-36,684974	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,6
15	-8,353756	-36,691130	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,6
16	-8,358994	-36,695548	25,8	25,9	26,1	25,2	24,7	23,1	22,6	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,6
17	-8,356394	-36,680863	25,7	25,8	26,1	25,1	24,6	23,0	22,5	22,8	23,4	24,7	25,2	25,7	24,6
18	-8,356236	-36,684978	25,7	25,8	26,1	25,1	24,6	23,0	22,6	22,8	23,4	24,7	25,2	25,8	24,6
19	-8,356968	-36,68414	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,8	23,4	24,7	25,2	25,8	24,6
20	-8,392908	-36,814040	25,8	26,0	26,2	25,3	24,8	23,1	22,7	23,0	23,5	24,8	25,3	25,9	24,7
21	-8,364608	-36,705422	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,6
22	-8,340829	-36,678605	25,6	25,8	26,0	25,1	24,6	22,9	22,5	22,7	23,3	24,6	25,1	25,7	24,5
23	-8,362124	-36,683634	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,8	23,4	24,8	25,2	25,8	24,6
24	-8,361825	-36,688908	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,9	23,5	24,8	25,2	25,8	24,6
25	-8,367502	-36,572900	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,8	23,4	24,7	25,2	25,8	24,6
26	-8,362492	-36,554753	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,8	23,4	24,7	25,2	25,8	24,6
27	-8,363912	-36,562451	25,7	25,9	26,1	25,2	24,7	23,0	22,6	22,8	23,4	24,8	25,2	25,8	24,6
28	-8,485207	-36,372579	25,8	26,0	26,2	25,3	24,8	23,1	22,8	23,0	23,6	24,9	25,3	25,9	24,7
29	-8,491388	-36,400880	25,8	25,9	26,2	25,2	24,7	23,1	22,7	22,9	23,5	24,8	25,3	25,8	24,7
30	-8,488920	-36,851090	26,0	26,2	26,4	25,4	24,9	23,3	22,9	23,1	23,7	25,0	25,4	26,0	24,9
31	-8,576630	-36,880429	26,0	26,2	26,4	25,5	24,9	23,3	22,9	23,1	23,7	25,0	25,4	26,1	24,9

Fonte: Autoria própria.

Para considerar a redução natural do desempenho dos sistemas fotovoltaicos nas simulações, alguns fatores de perdas foram parametrizados no PVsyst. Foram consideradas perdas térmicas, perdas por LID (*Light Induced Degradation* – degradação induzida pela luz) e perdas devido à sujidade.

Para parametrizar as perdas térmicas, foram selecionadas as opções de valores padrões de fator de perdas térmicas (U) de acordo com a montagem e circulação de ar, pré-definidas pelo próprio PVsyst, sendo 29 W/m²K para sistemas em estruturas em solo e 20 W/m²K para os sistemas em telhados. Para melhor entendimento destes valores, vale ressaltar que o PVsyst avalia as perdas térmicas através de um modelo térmico para determinação da temperatura da célula, onde é feito um balanço energético considerando os fluxos de energia envolvidos: irradiância, absorção da irradiância, eficiência do módulo, temperatura ambiente e o fator de perdas térmicas selecionado. Neste modelo, o fator de perdas térmicas se torna um denominador (1/U) na equação de cálculo da temperatura da célula e, por isso, um maior valor selecionado de U (W/m²K) representará um menor percentual de perdas térmicas. Sendo assim, as estruturas em solo apresentam menos perdas térmicas devido à maior circulação de ar (PVSYST, 2022).

O fator LID foi padronizado em 2% para todas as usinas, enquanto foi considerado um fator de perdas anuais por sujidade em 3% para usinas localizadas em zonas rurais e 5% para aquelas que se encontram em área urbana. As perdas de sombreamento não foram consideradas – embora nos dados dos projetos e na visualização através do Google Maps, não tenham sido identificadas.

Após a configuração das 31 usinas, executa-se a simulação, obtendo-se uma série de informações referentes ao funcionamento previsto do respectivo sistema solar fotovoltaico, em especial a produtividade diária média anual esperada (kWh/kWp).

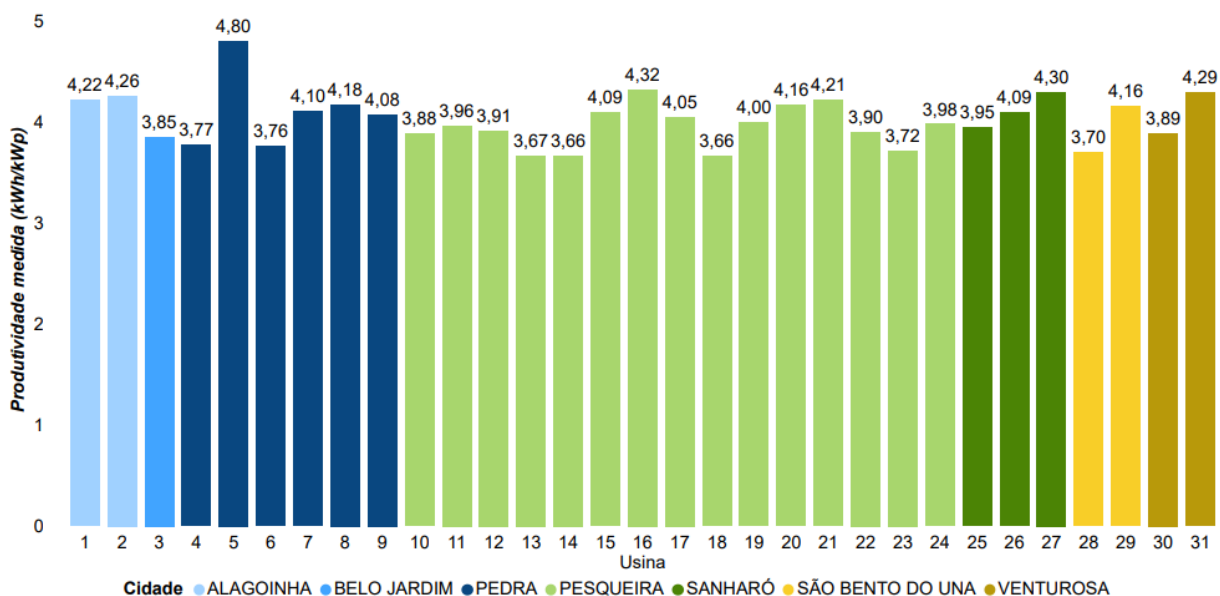
Dessa maneira, foram reunidos os dados da produtividade simulada e por fim, a partir deste conjunto de dados e da produtividade medida do trabalho anterior, foi desenvolvido um mapa temático no programa QGIS (QGIS, 2022), seguindo a metodologia apresentada por Cavalcanti e Pedrosa Filho (2020), para analisar as variações espaciais da produtividade das usinas na região Agreste a partir das diferenças entre os valores simulados e os valores medidos. Também foram construídos gráficos comparativos para aprimoramento da análise.

4 RESULTADOS E ANÁLISE

Após a organização dos valores de produtividade simulada para os 31 sistemas, serão apresentados nesta parte, os resultados verificados e suas análises a partir das comparações dos valores simulados e medidos.

A Figura 1 apresenta os dados da produtividade medida, destacando as usinas de cada cidade com diferentes cores, e foi adaptada do trabalho de Teixeira e Pedrosa Filho (2022).

Figura 1 – Produtividade diária média anual medida das usinas solares fotovoltaicas no agreste pernambucano, em 2021.

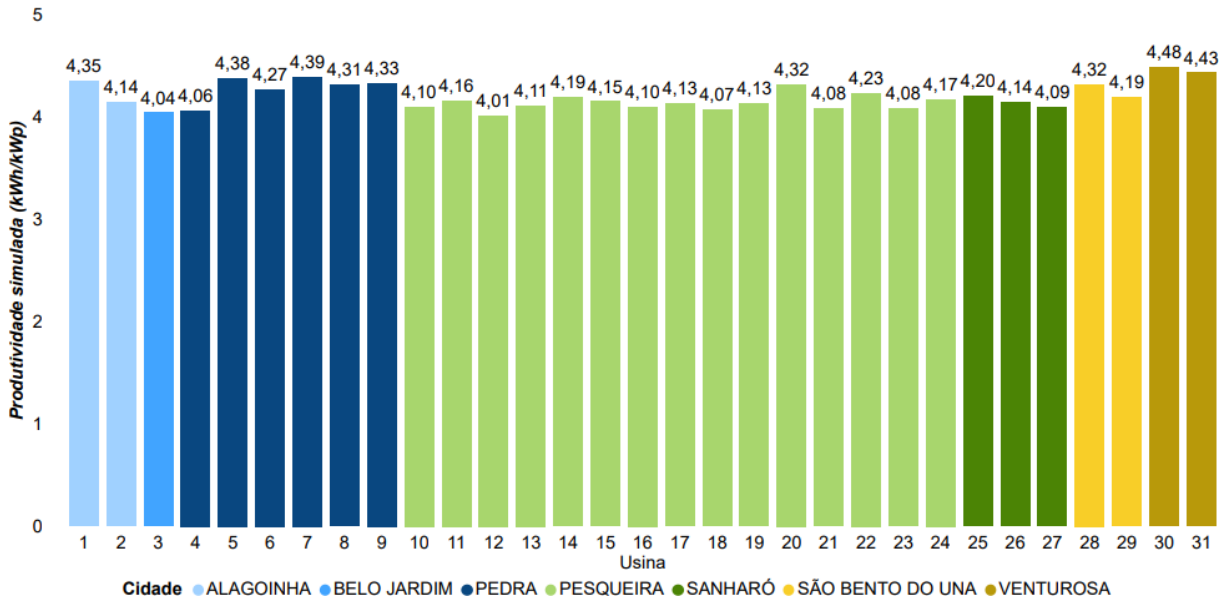


Fonte: adaptada de Teixeira e Pedrosa Filho (2022).

Na Figura 2 tem-se o mesmo modelo de gráfico construído a partir dos dados da produtividade simulada, tornando possível um comparativo geral do comportamento

da produtividade das usinas quanto a proximidade dos valores simulados no PVsyst aos valores medidos.

Figura 2 – Produtividade diária média anual simulada das usinas solares fotovoltaicas no agreste pernambucano.

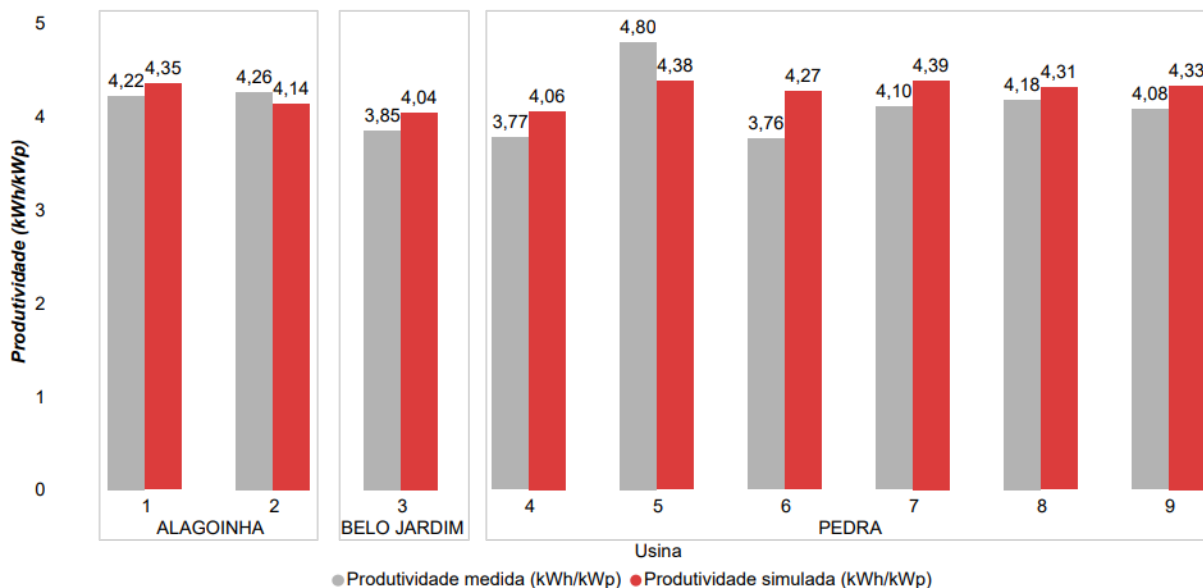


Fonte: Autoria própria.

Ao se comparar os gráficos, observa-se que o gráfico da Figura 2 apresenta uma menor variação dos valores de produtividade entre todas as usinas em relação ao gráfico de produtividade medida da Figura 1. Ao se comparar os valores máximos e mínimos dos gráficos por exemplo, nota-se que enquanto para os dados medidos a menor e maior produtividade foi, respectivamente, 3,66 e 4,80 kWh/kWp com uma variação de 1,14 kWh/kWp, a produtividade simulada mínima foi de 4,01 kWh/kWp e a máxima de 4,48 kWh/kWp com uma variação de 0,47 kWh/kWp.

As Figuras 3, 4 e 5 reúnem as mesmas informações da Figura 1 e da Figura 2 desta vez apresentando tanto a produtividade medida quanto a simulada para cada usina, para que possa ser possível uma melhor análise comparativa das diferenças observadas.

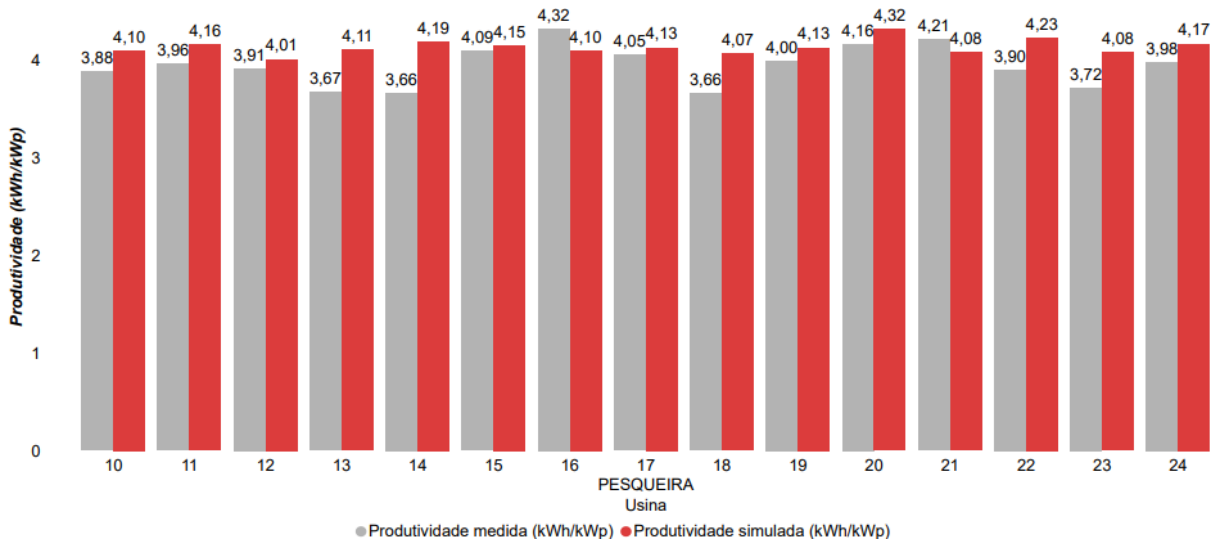
Figura 3 – Comparativo entre a produtividade medida e simulada (kWh/kWp) para as usinas localizadas em Alagoinha, Belo Jardim e Pedra.



Fonte: Autoria própria.

A partir dos dados da Figura 3 nota-se que para as duas usinas avaliadas em Alagoinha, uma delas apresentou produtividade medida maior que a simulada. Já para Belo Jardim, a única usina apresentou produtividade medida menor. Para Pedra, 5 das 6 usinas apresentaram produtividade medida menor que a simulada.

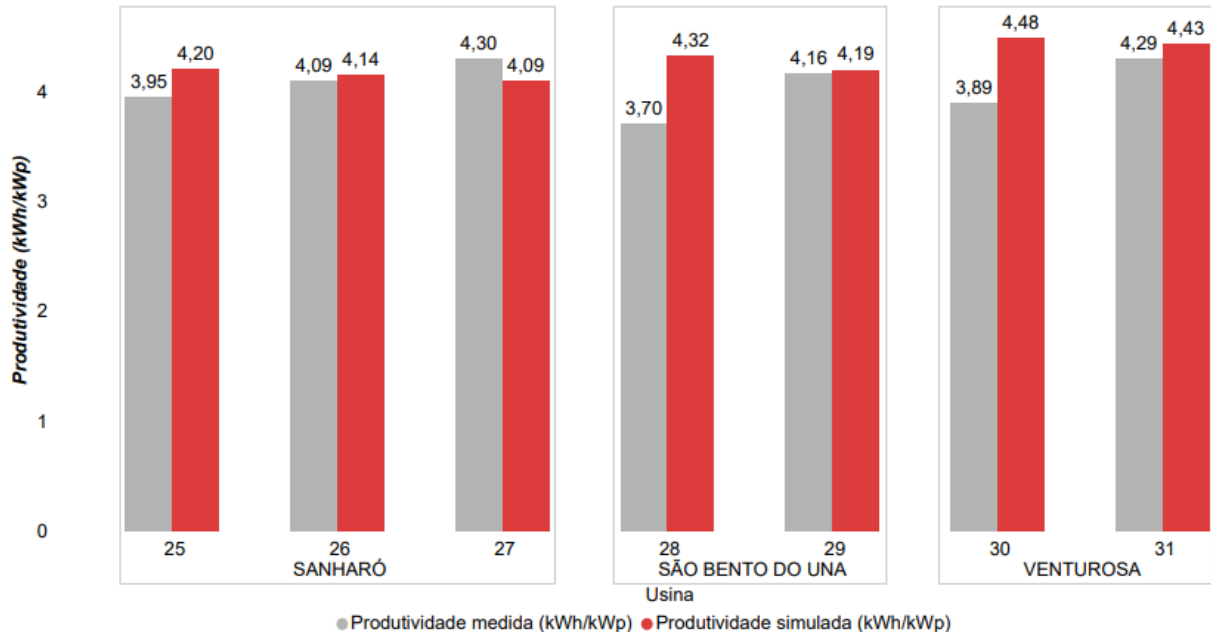
Figura 4 – Comparativo entre a produtividade medida e simulada (kWh/kWp) para as usinas localizadas em Pesqueira.



Fonte: Autoria própria.

O gráfico da Figura 4 mostra que apenas 13,3% (2 de 15) das usinas avaliadas em Pesqueira tiveram produtividade medida maior que a simulada.

Figura 5 – Comparativo entre a produtividade medida e simulada (kWh/kWp) para as usinas localizadas em Sanharó, São Bento do Una e Venturosa.

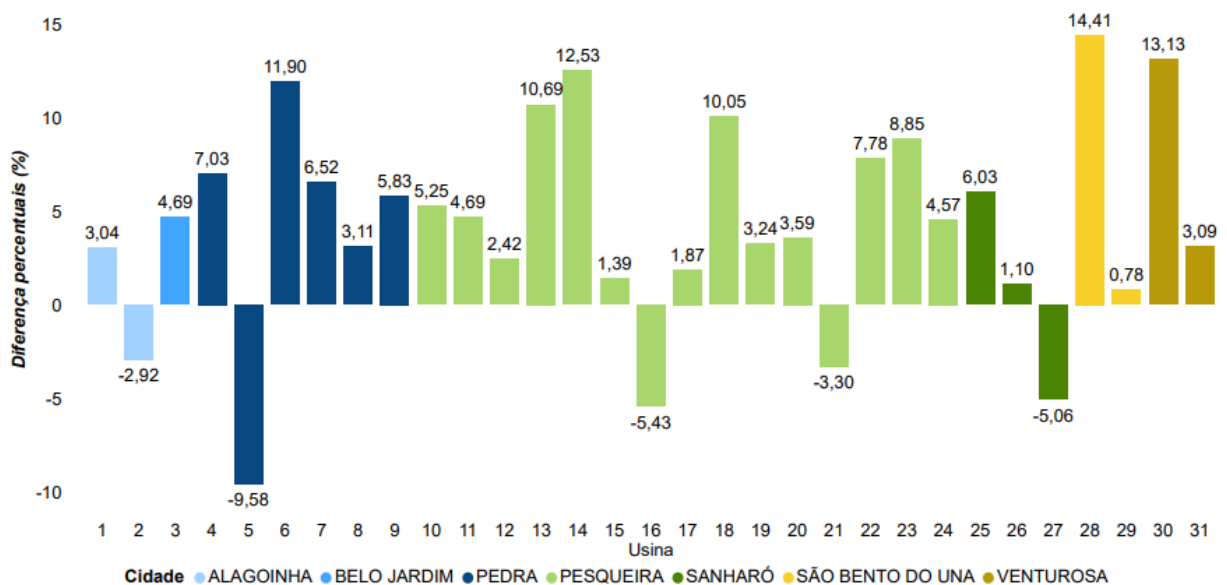


Fonte: Autoria própria.

A comparação mostrada na Figura 5 para as cidades de Sanharó, São Bento do Una e Venturosa, torna possível identificar que apenas uma usina, da cidade de Sanharó, apresentou produtividade medida maior que a simulada.

Após essa análise, foi desenvolvido também um gráfico (Figura 6) com os valores das diferenças percentuais entre a produtividade medida e simulada obtidas da Equação 2, empregando a mesma organização das Figuras 2 e 3.

Figura 6 – Diferenças percentuais entre a produtividade simulada no PVsyst e a produtividade medida em 2021 para os 31 sistemas solares.



Fonte: Autoria própria.

$$\text{Diferença (\%)} = \frac{\text{Simulada} - \text{Medida}}{\text{Simulada}} \times 100 \quad (2)$$

Dessa maneira, o gráfico da Figura 6 mostra o quão próximo, ou quão distante, o valor simulado foi do valor medido. Valores negativos significam que o valor simulado foi menor do que o valor medido, e valores positivos mostram que a simulação apresentou uma produtividade maior que a medida.

Nesse sentido, é possível notar que em 26 dos 31 sistemas simulados (83,9%) as usinas operaram em 2021 abaixo da expectativa, ou seja, a simulação superestimou a produtividade para a maioria das usinas. Em média, a diferença percentual entre simulação e operação foi de 6,06 % para esses 26 sistemas. A máxima diferença foi de 14,41%. Para as demais usinas (16,1%), a simulação apresentou uma produtividade menor do que a medida.

Contudo, geralmente espera-se que a produtividade simulada seja sempre maior e, por esse motivo, podemos considerar o comportamento contrário sendo resultado de possíveis limitações da simulação em relação a parametrização das perdas para os sistemas, visto que foram utilizados valores usuais de perdas e padronizados para todas as usinas, não considerando situações específicas onde poderiam ser verificadas perdas menores em relação ao que foi simulado. Este resultado foi considerado satisfatório, levando em consideração que uma maior produtividade significa uma maior quantidade de energia injetada na rede acima da expectativa da simulação.

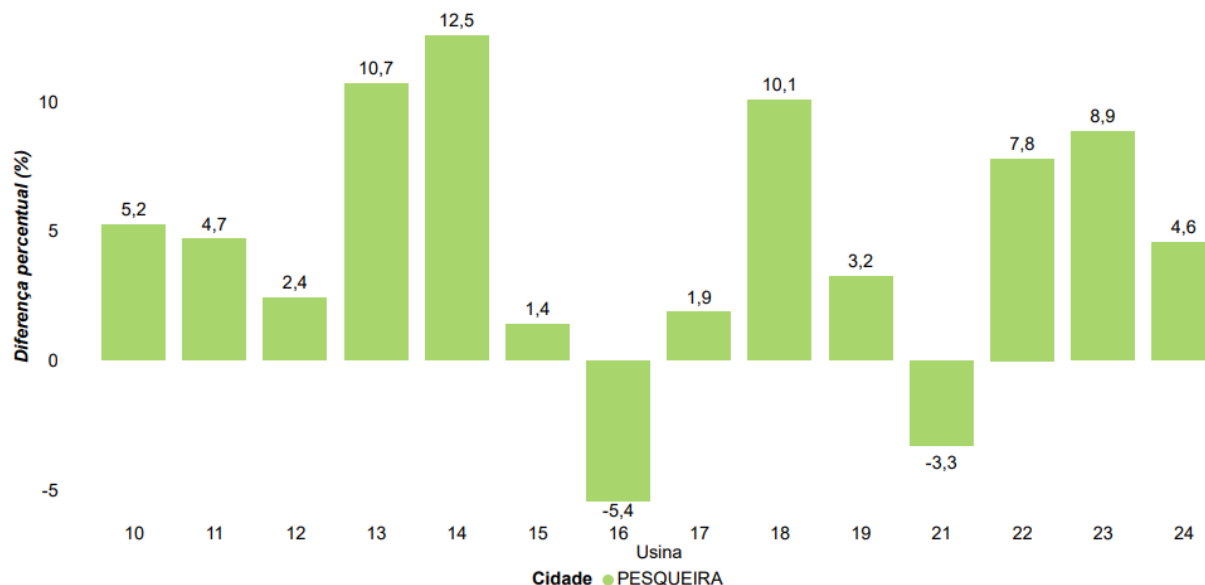
Observa-se também que existe uma não uniformidade nos valores das diferenças, o que permite considerar que o clima não foi o único fator que influenciou no resultado da produtividade das usinas, o que se pode concluir que podem ter ocorrido problemas de operação nas usinas com as maiores diferenças.

Através da análise da variação percentual da produtividade entre sistemas de uma mesma região divididos em grupos de uma distância máxima de 10 km entre usinas, Teixeira e Pedrosa Filho (2022) indicaram as usinas 1, 7, 9, 15, 20, 21 e 26 como instalações que apresentam uma produtividade satisfatória, tendo como base as usinas com os maiores valores de produtividade para cada grupo: 2, 5, 8, 16, 27, 29 e 31. O restante das usinas apresentaram produtividade abaixo de 95% da usina tida como base para o seu grupo, demonstrando anormalidade na operação.

O presente trabalho demonstra estar de acordo com o trabalho anterior, pois as instalações tidas como satisfatórias são exatamente aquelas com as menores diferenças percentuais entre a produtividade medida e simulada na Figura 6. As instalações de maior produtividade apresentam diferenças negativas e aquelas indicadas com problemas na operação apresentam as maiores diferenças na Figura 6.

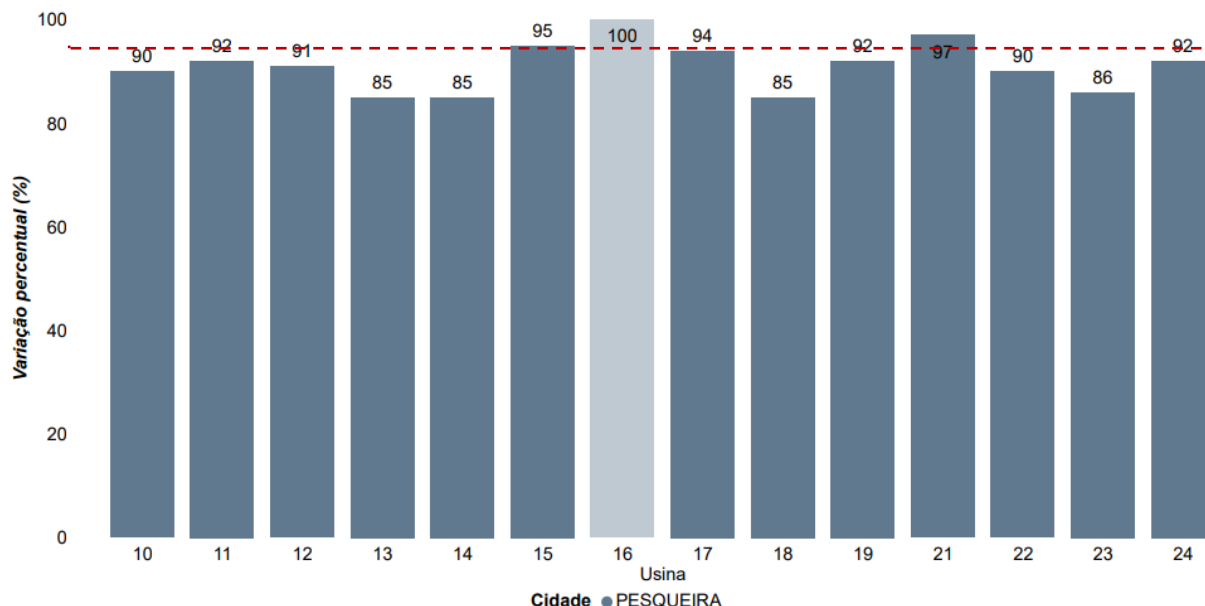
Isso pode ser verificado, por exemplo, com a comparação entre as diferenças percentuais das produtividades para as usinas da cidade de Pesqueira mostradas na Figura 7, que foram filtradas da Figura 6 apresentada anteriormente, e o gráfico de variações percentuais das usinas do grupo 5, localizadas na mesma cidade, apresentado por Teixeira e Pedrosa Filho (2022) e adaptado para este trabalho na Figura 8.

Figura 7 – Diferenças percentuais entre a produtividade simulada no PVsyst e produtividade medida em 2021 para a cidade de Pesqueira.



Fonte: Autoria própria.

Figura 8 – Variação percentual da produtividade entre as usinas do grupo 5, de Pesqueira.



Fonte: Adaptado de Teixeira e Pedrosa Filho (2022).

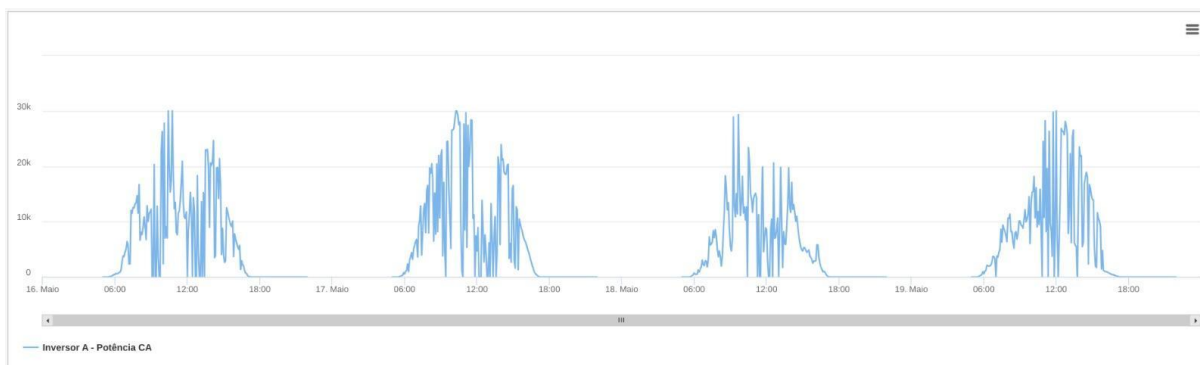
Dessa maneira verifica-se que a usina 16, usada como base por ter a maior produtividade do grupo, é aquela que apresenta a maior diferença percentual negativa. As usinas 15 e 21 consideradas de produtividade satisfatória, pela produtividade maior ou igual a 95% da base, apresentaram respectivamente a menor diferença percentual e a segunda diferença negativa. Para o restante das usinas, apontadas como usinas com problemas de operação por Teixeira e Pedrosa Filho

(2022) por apresentarem uma produtividade abaixo de 95% da usina 16, as diferenças percentuais positivas foram maiores.

Assim, foi observado que existe uma correspondência entre os resultados apresentados na Figura 7 e Figura 8, quanto maior variação percentual da produtividade da usina na Figura 8 em relação a usina 16, de maior produtividade em Pesqueira, a diferença percentual entre a produtividade simulada e medida para esta usina também tende a ser maior, como esperado e reforçando a presença de problemas nos respectivos sistemas.

Ao se analisar a usina 28 de maior diferença percentual (14,41%) da Figura 6, por exemplo, através do monitoramento em tempo real, foi possível identificar graficamente (Figura 9) diversos pontos nos quais a potência do inversor cai para zero, significando paradas indevidas durante a operação do sistema, o que pode significar problema no inversor.

Figura 9 – Monitoramento em tempo real da potência do inversor da usina 28 do dia 16 ao 19 de maio de 2021.

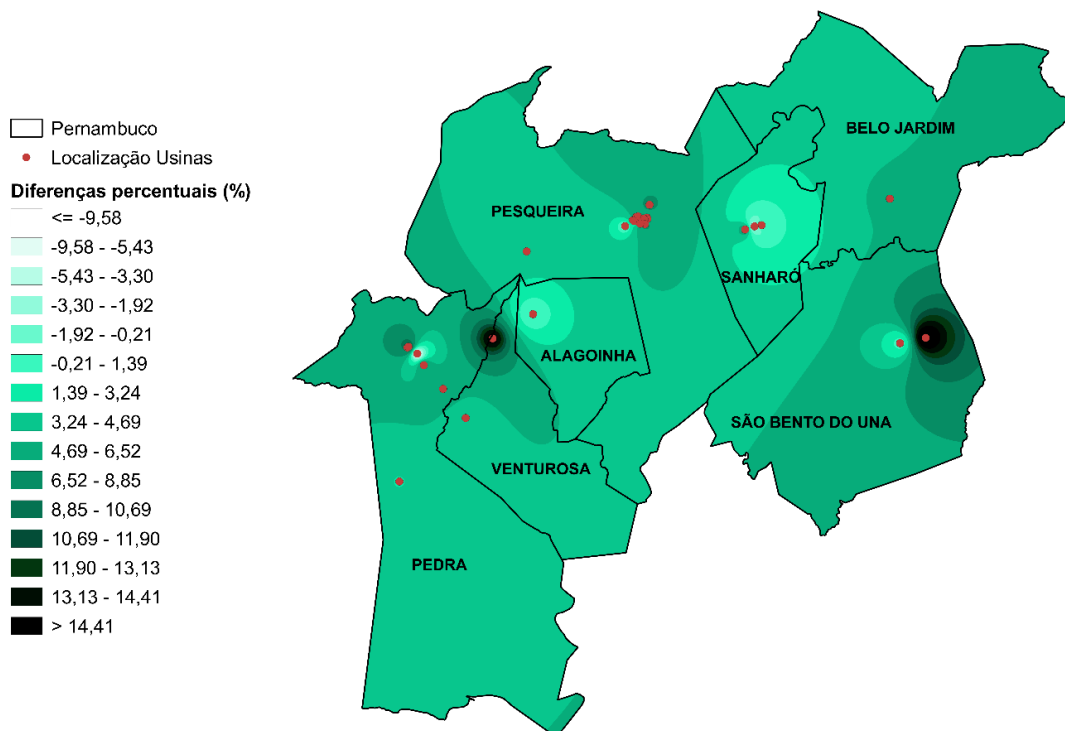


Fonte: Autoria própria.

Sendo assim, o problema observado através do acompanhamento da potência do inversor da usina 28 é a provável causa da produtividade medida abaixo da expectativa levantada na simulação, pois há uma diminuição na geração de energia e consequentemente no desempenho do sistema. Vale ressaltar também que o comportamento registrado na Figura 9 do dia 16 ao dia 19 de maio se repetiu para vários outros dias do mês, sendo o referente intervalo utilizado apenas para melhor visualização e análise.

Utilizando os valores das diferenças percentuais entre a produtividade simulada e a produtividade medida da Figura 6 a partir da Equação 2, e como descrito na seção metodologia deste artigo, um mapa das diferenças (Figura 10) foi confeccionado com a utilização do programa QGIS.

Figura 10 – Mapa das diferenças percentuais entre a produtividade medida e a produtividade simulada no agreste pernambucano.



Fonte: Autoria própria.

No mapa da Figura 10, é possível notar que as maiores diferenças positivas entre o simulado e o medido estão identificadas nas regiões mais escuras do mapa. Não existindo relação entre as diferenças e a localização no mapa, o que reforça a tese de que as diferenças observadas não têm relação com o clima, mas com a operação das usinas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foram levantadas as informações técnicas de 31 usinas solares localizadas no agreste pernambucano. Informações como modelo, fabricante e configurações dos módulos e inversor de cada empreendimento foram necessárias para reproduzir os sistemas em simulações no programa PVsyst.

Com a realização deste trabalho, foi possível identificar que 83,9% das usinas avaliadas operaram em 2021 abaixo do valor simulado, algumas chegando a diferenças percentuais da ordem de 14% para menos. Uma maioria apresentou diferenças de 5%. Não foram encontrados indícios que o clima tenha influenciado nas diferenças observadas, pois as variações entre os valores simulados e medidos não foram uniformes, concluindo-se a possibilidade de problemas na operação das usinas com as maiores diferenças.

Portanto, havendo uma grande diferença entre a produtividade simulada e a produtividade medida, recomenda-se uma investigação das possíveis causas dessa discrepância. Inspeção de componentes, manutenção e monitoramento em tempo real e revisão das práticas de operação podem prover uma análise mais detalhada do sistema para identificar e corrigir os problemas que estão afetando o desempenho do

sistema. Também, avaliar possível má operação do sistema, como manutenção inadequada, falhas nos inversores, problemas de conexão elétrica, entre outros, que podem levar a uma diminuição na produtividade real em relação ao potencial teórico estimado na simulação.

Assim, este trabalho mostrou que é possível avaliar as usinas tendo como base resultados de simulação, o que permite se elaborar uma proposta de trabalho mais abrangente, com um maior número de empresas que atuam no segmento de geração distribuída em Pernambuco, abrangendo a área mapeada da produtividade solar fotovoltaica no estado, o que poderá impulsionar o setor.

REFERÊNCIAS

CAVALCANTI, Elton; PEDROSA FILHO, Manoel. Utilização do programa QGIS na elaboração de mapa de irradiação solar. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, 1-5 jun. 2020.

GREENER. Estudo estratégico mercado fotovoltaico de geração distribuída, 2022.

KRENZINGER, A.; AGUIAR, D. Metodologia para elaboração de mapas de produtividade fotovoltaica no Rio Grande do Sul. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

KRENZINGER, A.; PRIEB, C. W. M.; GASPARIN, F. P. Mapas de produtividade fotovoltaica para o Rio Grande do Sul (Brasil). XVI Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 2020.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

PVSYST. PVSyst Photovoltaic Software. 2022. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/>. Acesso em: 23 nov. 2022.

QGIS. Open Source Geospatial Foundation (OSGeo). 2022. Disponível em: <https://www.qgis.org/en/site/>. Acesso em: 23 nov. 2022.

TEIXEIRA, Vanuza; PEDROSA FILHO, Manoel. Análise da produtividade de usinas solares fotovoltaicas no agreste pernambucano a partir de dados medidos, 2022.

TIEPOLO, G. M. et al. Comparação do potencial fotovoltaico do Estado do Paraná com outros Estados e Europa – resultados parciais. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

VILLALVA, Marcelo. Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede. 2ª ed. Érica. 2015.

ZILLES, R. et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Book, 2012.