

COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FIXOS NA UHE PIMENTAL

Matheus Henrique Baesso – baesso.mh@gmail.com
Universidade Estadual de Campinas, PSE/FEM/UNICAMP

Ennio Peres da Silva
Universidade Estadual de Campinas, NIPE/UNICAMP

Hélio Nunes de Souza Filho

Ana Beatriz Barros Souza

Vitor Feitosa Riedel

Universidade Estadual de Campinas, BGENERGY/PSE/FEM/UNICAMP

Demostenes Barbosa da Silva

BASE Energia Sustentável

André Gustavo da Silva Pinheiro

NESA

Resumo. Com o aumento da demanda por instalações de sistemas solares fotovoltaicos como fonte de energia renovável, torna-se essencial ter uma estimativa precisa do desempenho desses sistemas. Diante disso, as simulações desempenham um papel crucial na obtenção de previsões de geração de energia e são essenciais para analisar, prever e otimizar a energia que será gerada. Logo, este trabalho tem como objetivo comparar a estimativa de geração de energia elétrica de duas plantas fotovoltaicas com tecnologias diferentes conectadas a rede (on-grid) por meio de simulações realizadas no software PVsyst. A metodologia utilizada se dará pela inserção dos dados técnicos das plantas fotovoltaicas e dos dados geográficos da UHE Pimental no software. Para a realização das simulações, 2 sistemas fotovoltaicos foram estabelecidos: (i) planta fotovoltaica fixa com módulos monofaciais; (ii) planta fotovoltaica fixa com módulos bifaciais. Para ambas as simulações será utilizada a base de dados da NASA contida no software, a fim de gerar dois relatórios distintos para comparação. Essa análise comparativa da estimativa da geração fotovoltaica visa a previsão da quantidade de energia que será produzida e a comparação posteriormente dos dados experimentais a serem medidos junto às plantas que futuramente serão instaladas. Como resultado, este trabalho demonstrou vantagens significativas na utilização de sistemas fotovoltaicos bifaciais em comparação aos sistemas fotovoltaicos monofaciais.

Palavras-chave: Módulos monofaciais e bifaciais, Sistemas fotovoltaicos, Simulação fotovoltaica.

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento do mercado internacional de geração solar ao longo da história foi marcado por um processo bem-sucedido de inovação tecnológica, que contribuiu para fortalecer a competitividade da energia solar como fonte energética. Ao longo do tempo, a energia solar fotovoltaica tem experimentado um crescimento significativo de avanços tecnológicos, resultando em um impacto direto na economia de energia elétrica quando implementada (Silva, 2014).

No contexto específico do Brasil, o cenário para a geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica é bastante favorável. Conforme mensurado pela ANEEL/ABSOLAR (2023), a energia solar fotovoltaica representa hoje apenas 15,6% da matriz elétrica brasileira, por se tratar de um mercado em fase inicial de operação. Diante disso, algumas estratégias e tecnologias distintas podem ser adotadas para que novas soluções energéticas mais eficientes possam ser desenvolvidas para que essa contribuição na matriz elétrica aumente.

Os desenvolvimentos tecnológicos ocorreram em toda a cadeia de valor da energia solar fotovoltaica. Nesse âmbito, as inovações continuam surgindo na indústria fotovoltaica, desde a crescente adoção de fábricas de polissilício maiores e métodos aprimorados, até o surgimento e domínio de novas arquiteturas de células. O custo dos módulos solares fotovoltaicos caiu tão rapidamente que novos mercados fotovoltaicos estão surgindo em todo o mundo. Os custos de instalação, engenharia, aquisição e construção e desenvolvimento, além de outros custos, também foram responsáveis por cerca de um quarto do declínio do LCOE (IRENA, 2021; Fischer *et al.*, 2023).

Dentro desse contexto, a indústria fotovoltaica continua a impulsionar inovações, com destaque para a crescente adoção de módulos bifaciais e rastreadores solares, visto que essas tecnologias têm desempenhado um papel fundamental no aumento de desempenho de geração de energia e por consequência, na redução dos custos da energia elétrica gerada (Muniz Filho, 2021). Outro caso exemplar dessas inovações é a aplicação de painéis solares em plataformas flutuantes, como em superfícies de lagos, rios e outros corpos d'água, resultando em um desempenho superior em comparação às usinas construídas em solo (Sales, 2023). Além disso, a introdução de sistemas de

rastreamento solar destaca-se como uma abordagem altamente eficiente. Esses dispositivos integram painéis fotovoltaicos a uma estrutura móvel que acompanha a trajetória solar, assegurando que os painéis permaneçam continuamente alinhados perpendicularmente à radiação solar (Motahhir *et al.*, 2019).

Neste contexto, o Brasil destaca-se como detentor de um vasto potencial para a geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos flutuantes instalados nos reservatórios de hidrelétricas (Strangueto, 2016). Este potencial é expressivo, alcançando até 750 GW médios, com uma produção anual estimada em 4.400 TWh. No entanto, sua implementação integral demandaria a cobertura de aproximadamente 80% da superfície total dos reservatórios. Vale ressaltar que uma fração significativa desse potencial é de particular interesse, representando a diferença entre a energia média atualmente gerada nas usinas e as potências outorgadas para suas operações. As potências outorgadas englobam as capacidades máximas das turbinas, as condições dos transformadores e subestações, além da disponibilidade para comercialização por meio de linhas de transmissão.

Com o menor incremento do estoque de água turbinável nas várias bacias hidrográficas brasileiras, houve um aumento na demanda das usinas já existentes e a consequente diminuição, em muitas delas, da água armazenada e da energia média injetada na rede. A Usina Hidrelétrica Belo Monte ilustra esse cenário, contando com uma garantia física de 11.000 MW, dos quais 4.571 MW médios são assegurados. Com isso, fica evidente que a geração de energia não é constante, mas sim notavelmente variável. Essa variação está diretamente associada aos ciclos de cheias e secas do rio Xingu, característicos da geração hidrelétrica a fio d'água, conforme ilustrado na Fig. 1.

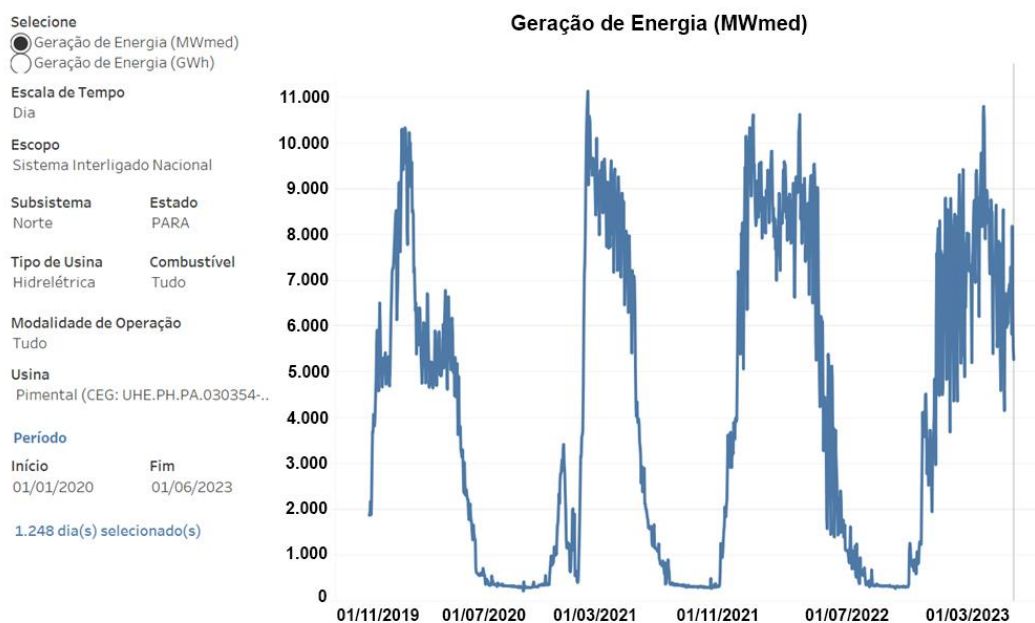


Figura 1 - Histórico da geração de energia elétrica na UHE Belo Monte. Fonte: ONS, 2023.

Essa flutuação resulta em uma potência média de operação consideravelmente abaixo da capacidade instalada de 11.000 MW. Tal cenário evidencia uma significativa subutilização do sistema como um todo, abrindo espaço para a integração de outras fontes de energia, especialmente as renováveis, de maneira híbrida. No contexto da UHE Belo Monte, a energia solar fotovoltaica se destaca como uma alternativa relevante, dada a ausência de um potencial eólico significativo na região da usina.

Nesse contexto, encontra-se em andamento um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) com o propósito de destacar o potencial de implementação de sistemas fotovoltaicos flutuantes com rastreadores no reservatório da Usina Hidrelétrica Belo Monte, dentro do escopo do Projeto de P&D ANEEL PD-07427-0122/2022, intitulado "Arranjos fotovoltaicos flutuantes com rastreador para geração de energia verde no Rio Xingu", que prevê a instalação de 1 MWp de geração solar fotovoltaica (Norte Energia S.A., 2023).

Na primeira fase do projeto, planeja-se instalar arranjos em solo e flutuantes, compostos por painéis monofaciais e bifaciais numa proporção de 50% cada. Cada arranjo será de 15 kWp, abrangendo os arranjos propostos com sistemas de rastreamento, além de três outras plantas denominadas plantas testemunhas. Estas incluem uma em solo com sistema de rastreamento e duas fixas (sem rastreamento), uma em ambiente aquático e outra em solo, totalizando 90 kWp. O intuito desse arranjo é determinar qual configuração apresenta a melhor relação custo-benefício na região. Assim, após a seleção desse arranjo, será integrado a uma planta principal de 910 kWp, completando a potência do empreendimento em 1 MWp.

Este estudo visa conduzir uma análise comparativa para quantificar desempenho teórico de dois sistemas fotovoltaicos implementados no solo, um utilizando painéis monofaciais e outro bifaciais, ambos integrados à rede elétrica. A metodologia emprega simulações computacionais para estimar a geração de energia elétrica e oferecer uma

referência para o Projeto de P&D ANEEL PD-07427-0122/2022, citado anteriormente. É importante destacar que, este trabalho é um estudo preliminar para comparar o desempenho das instalações propostas. As conclusões obtidas neste estudo servirão como uma referência comparativa com os dados operacionais reais que serão coletados após a finalização das plantas fotovoltaicas na Usina Hidrelétrica Belo Monte.

2. METODOLOGIA

Para realizar as simulações de geração de energia elétrica, o *software* PVsyst foi o escolhido. Essa escolha fundamenta-se em sua ampla adoção global por empresas do setor e, também por seu reconhecimento como uma ferramenta líder em simulação de usinas fotovoltaicas. A metodologia utilizada pode ser observada no fluxograma apresentado na Fig. 2.

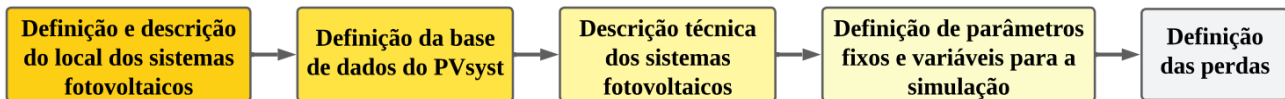


Figura 2 - Metodologia abordada. Fonte: Elaboração própria.

Os sistemas fotovoltaicos simulados terão seus resultados analisados por meio do indicador de performance, quantidade de energia gerada pelo sistema, fator de capacidade e ganho percentual de energia obtido.

2.1 Definição e descrição do local dos sistemas fotovoltaicos

Conforme acrescentado anteriormente, construída pela empresa Norte Energia S. A., a Usina Hidrelétrica Belo Monte localizada no rio Xingu, próximo ao município de Altamira, no Estado do Pará, é a maior hidrelétrica 100% brasileira. Com capacidade instalada de 11.000 MW e com 88 metros de altura, contém 18 unidades geradoras do tipo Francis na casa de força e média de geração de energia de 4.571 MW. Já a Usina Hidrelétrica Pimental é uma usina complementar à UHE Belo Monte, possui 36 metros de altura, 6 unidades geradoras equipadas com turbinas tipo Bulbo e capacidade instalada de 233,1 MW (Norte Energia S.A., 2019).

Designadas como uma usina a fio d'água, é composta por dois reservatórios. Conforme pode ser observado na Fig. 3, o Reservatório Principal que alimenta a UHE Pimental possui 359 km², sendo que 228 km² já eram a própria calha do rio Xingu. Já para alimentar a UHE Belo Monte, um Canal de Derivação que se estende por 20 km foi realizado para alimentar o Reservatório Intermediário que contempla uma área de 119 km², em que a UHE Belo Monte está situada (Norte Energia S.A., 2019).

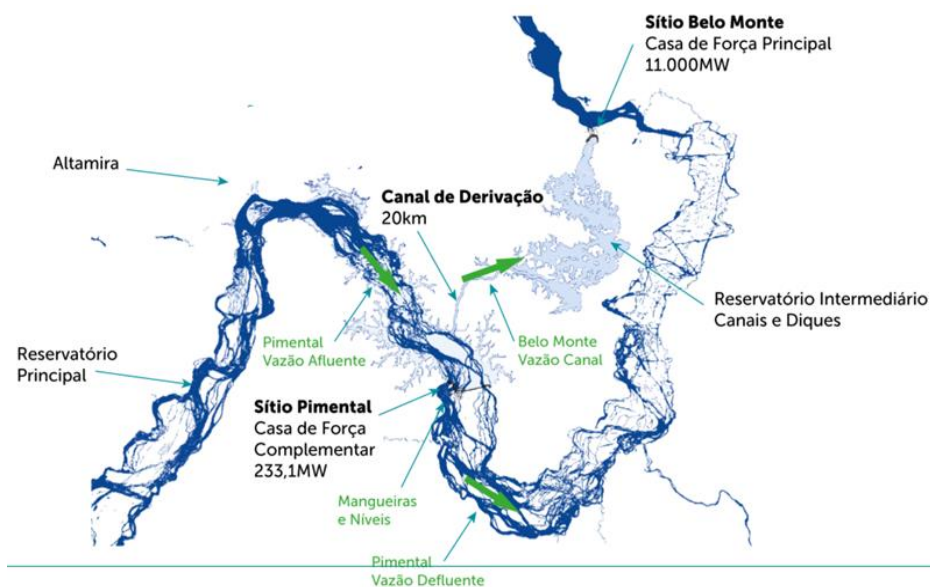


Figura 3 - Mapa esquemático do Complexo de Belo Monte. Fonte: Norte Energia S.A. (2022)

Para realizar as simulações dos sistemas fotovoltaicos no PVsyst é necessário inserir alguns dados sobre a localização sistemas fotovoltaicos. Assim, o local definido para a realização das simulações foi a UHE Pimental, com coordenadas geográficas de latitude -3,42778°, longitude -51,95833° e altitude de 99 m.

2.2 Definição da base de dados do PVsyst

A seleção de uma base de dados adequada dentro do PVsyst desempenha um papel fundamental na obtenção de simulações de sistemas solares que são verdadeiramente representativos da realidade. Ao oferecer informações minuciosas sobre o uma variedade de condições, desde a intensidade da irradiação solar até variações de temperatura e outros fatores ambientais, as bases de dados do PVsyst permitem uma análise mais completa e aprimorada. Portanto, a escolha criteriosa de uma base de dados dentro do PVsyst é importante para garantir que as projeções e análises realizadas sejam não apenas precisas, mas também confiáveis para orientar tomadas de decisões sobre a implementação de sistemas fotovoltaicos.

Assim, preliminarmente, foram analisadas algumas bases de dados solarimétricos, considerando a posição geográfica da UHE Pimental. Na Tab. 1 são apresentados os dados solarimétricos no plano horizontal para garantir uma comparação justa e imparcial.

A partir dos dados da Tab. 1, verificam-se os seguintes fatos:

- As bases disponibilizadas no PVsyst são as que se sobressaem com maiores valores mensais entre todas as bases consideradas (marcas azuis), o que resulta para essas bases nas maiores médias anuais, sendo a menor delas a NASA-SSE (4,86), superior a todas as outras bases não PVsyst de médias anuais;
- A base de dados disponibilizada pelo NREL (NREL-NSRDB) possui o maior número de meses com valores superiores (marcações azuis), o que resulta ser a base com maior média anual (5,31 kW/(m².dia)). Por outro lado, a base do Sundata do CRESESB é a de menor média anual (4,52 kW/(m².dia)), uma diferença da ordem de 15 % menor;
- A média de todas as bases (média das médias) é de $4,90 \pm 0,24$ kW/(m².dia). Portanto, o valor médio anual da irradiação no local dos painéis fotovoltaicos, segundo as bases de dados consideradas, deve se situar entre 4,66 e 5,14 kW/(m².dia). Nessa faixa de valores, encontram-se apenas as bases Meteonorm, NASA-SSE, Solcast e Pimental;
- Os valores experimentais da Estação Pimental referem-se a apenas um ano, enquanto os demais, em princípio, seriam médias de muitos anos. A média anual desses valores situa-se no limite inferior da faixa da média geral, sendo que a base de dados do PVsyst mais próxima é a NASA-SSE (4,6 % mais elevada), cujo mês de máxima irradiação, setembro, é o mesmo das medidas em Pimental.

Tabela 1 - Dados solarimétricos no plano horizontal em kW/(m².dia). Fonte: Elaborado pelo autor.

Mês	Bases de dados do PVsyst					Demais base de dados			
	Meteonorm	NASA-SSE	PVGIS TMY	NREL - NSRDB	Solcast TMY	CRESESB(Vit Xingu)	Atlas Brasileiro (Vit Xingu)	INMET(*) (Est Altamira-A253)	Pimental (Média IGH, Calibr INMET)
Jan	4,85	4,48	4,60	5,04	4,15	4,29	4,34	3,18	4,32
Fev	4,75	4,47	4,84	4,83	4,51	4,27	4,42	3,29	4,14
Mar	5,18	4,41	4,96	4,98	4,85	4,34	4,41		4,22
Abr	5,13	4,44	4,99	5,25	4,60	4,4	4,52		4,38
Mai	5,28	4,52	4,80	5,15	4,86	4,45	4,46		4,54
Jun	5,45	4,81	5,09	5,31	5,03	4,65	4,63	4,33	4,64
Jul	5,50	5,15	5,43	5,65	5,33	4,70	4,68	4,38	4,95
Ago	5,88	5,40	5,78	5,89	5,70	4,91	4,90		5,25
Set	5,45	5,60	5,91	5,81	5,67	4,76	4,93	4,53	5,50
Out	4,89	5,40	5,24	5,40	5,26	4,65	4,89	4,19	5,09
Nov	4,56	4,97	5,40	5,35	4,84	4,52	4,74	3,72	4,64
Dez	4,58	4,62	4,94	5,03	4,32	4,28	4,38	3,18	4,28
Média:	5,13	4,86	5,17	5,31	4,93	4,52	4,61	3,96	4,66

Nota (*): A base de dados do INMET não foi considerada, devido aos dados obtidos serem incompletos, além de apresentarem divergências com as demais bases, o que exige uma investigação mais apurada para examinar esse fato.

Dentre as bases de dados disponíveis do PVsyst e demais bases de dados, a base de dados da NASA-SSE superou todas as outras bases, exceto as demais bases do PVsyst, ou seja, os valores, referentes a irradiação no plano horizontal foram maiores para a base de dados da NASA-SSE. Portanto, com base nesta análise e considerando os demais aspectos

citados, podemos concluir que a escolha mais adequada para as simulações no PVsyst é utilizar a base de dados NASA-SSE, além de ser a mais próxima em comparação com os valores experimentais da Estação Pimental. Além disso, a base NASA-SSE engloba uma extensão temporal de várias décadas, o que é fundamental para considerar a variabilidade interanual e os padrões climáticos de longo prazo. Assim, com essa grande extensão temporal consistente de dados, podemos melhor identificar tendências climáticas de longa duração, as quais podem ter um impacto significativo no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Assim, apesar da Estação Pimental ter sua base de dados própria, que oferece informações específicas do local, possui uma limitação significativa quanto ao alcance temporal dos dados, abrangendo um período consideravelmente mais curto quando comparado à base de dados da NASA-SSE, justificando-se assim, a preferência pela consistência temporal da base da NASA-SSE.

Conforme a análise dos conjuntos de dados disponíveis nas diversas bases de dados consideradas, incluindo a da NASA-SSE e a estação local da UHE Pimental, identifica-se uma tendência: os picos de irradiação solar na região da UHE Pimental são mais expressivos nos meses de agosto e setembro, indicando que os períodos de maior geração fotovoltaica não ocorrerão durante o verão.

Assim, para comprovação disso, procedeu-se a uma pesquisa de dados mensais sobre insolação total e nebulosidade através da plataforma do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), na qual foi obtido um conjunto de dados meteorológicos referentes à estação convencional de Altamira (código 82353) no Pará (estação mais próxima disponível na base de dados). Foi selecionado o período de 1º de janeiro de 2000 a 31 de dezembro de 2023 para a extração dos dados mensais do INMET. Após baixar as séries temporais, os dados foram filtrados utilizando o *software* Microsoft Excel. Em seguida, calculou-se a média mensal dos índices de insolação total e nebulosidade, conforme apresentados nas Figs. 4 e 5 respectivamente, com base nos dados completos dos anos de 2000, 2003 a 2015 e 2023, totalizando 15 anos de observações. Vale salientar que, os anos em que houve falta de dados para algum mês foram excluídos desta análise, assegurando assim, uma avaliação consistente baseada apenas em conjuntos de dados anuais completos.

Conforme pode ser observado, a análise comparativa dos índices pluviométricos das Figs. 4 e 5, revela uma inversão nos parâmetros típicos de irradiação solar durante o verão da região em estudo. Observa-se uma diminuição na média da insolação total mensal, em paralelo com um incremento na média de nebulosidade mensal. Este fenômeno indica que os períodos de maior geração fotovoltaica não ocorrerão durante o verão no Hemisfério Sul, mas no final do inverno e início da primavera, o que é corroborado pelos índices de insolação total mensal mais elevados registrados nesses períodos, notadamente em julho, agosto e setembro, dentro do escopo temporal analisado.

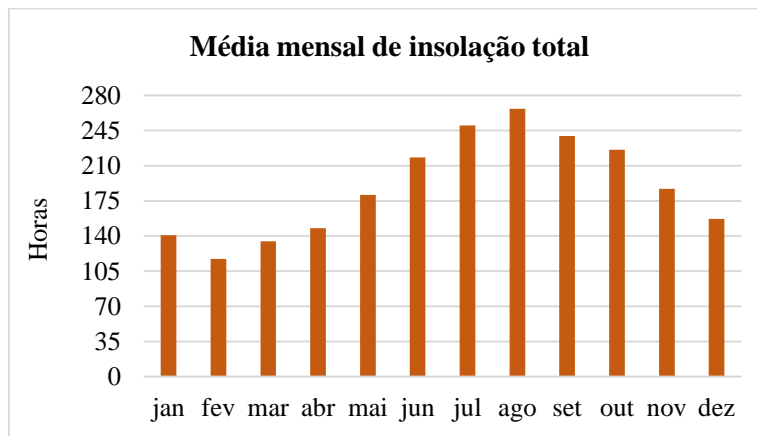


Figura 4 - Média de Insolação Total Mensal referentes a estação de Altamira (82353) no Pará. Fonte: INMET (2024)

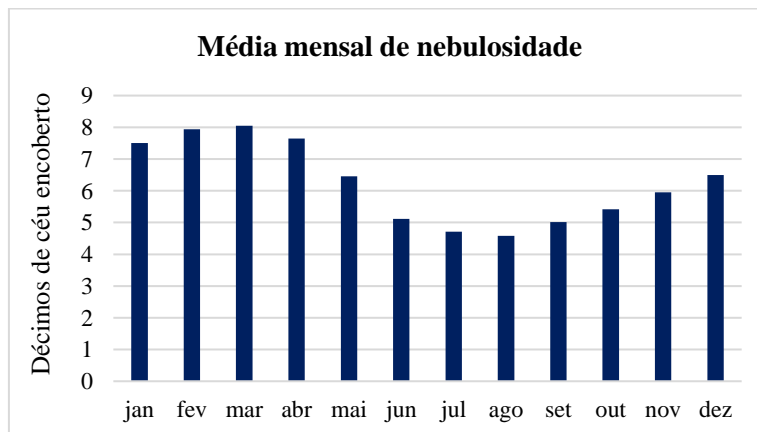


Figura 5 - Média de Nebulosidade Mensal referentes a estação de Altamira (82353) no Pará. Fonte: INMET (2024)

Por fim, é importante ressaltar que a análise da variabilidade sazonal da insolação total média, conforme demonstrado na Fig. 4, destaca-se pela notável semelhança de tendência com a variabilidade apresentada na base de dados da NASA-SSE, que se refere à irradiação. Esse alinhamento reforça a força da base de dados da NASA-SSE em capturar de forma precisa e representativa a variabilidade sazonal da irradiação solar na região da UHE Pimental, consolidando assim sua relevância como a escolha mais apropriada para embasar as simulações e projeções no contexto do estudo.

2.3 Descrição técnica dos sistemas fotovoltaicos

Para fins de comparação de desempenho, foram definidos dois sistemas fotovoltaicos de igual porte, cada um utilizando tecnologias diferentes: um sistema monofacial e outro bifacial. A Tab. 2 apresenta os 2 sistemas que serão simulados e as suas características. A área total de superfície ocupada pelos 48 módulos é de aproximadamente 150 m², sendo 75 m² para cada sistema. Para cada um desses sistemas fotovoltaicos, será utilizado 2 inversores da SMA Sunny Boy 6.0 com Smart Connected 6 kW.

Tabela 2 - Configuração e especificação dos 2 sistemas fotovoltaicos. Fonte: Elaborado pelo autor.

Sistema	Modelo dos módulos	Inclinação dos painéis	Nº de strings	Nº de módulos	Capacidade instalada
Monofacial	Trina Solar Vertex Monofacial Monocrystalline 660 Wp	8°	2	24	15,84 kWp
Bifacial	Trina Solar Vertex Bifacial Monocrystalline 660 Wp	8°	2	24	15,84 kWp

Como é possível observar, para ambos os sistemas fotovoltaicos de 15,84 kWp, a potência dos inversores está subdimensionada em 12 kW, ou seja, a geração de energia de pico de cada sistema fotovoltaico ultrapassa em aproximadamente 24,24% a potência total dos inversores.

Segundo Pinho e Galdino (2014), é uma prática recorrente no campo da energia solar dimensionar o sistema fotovoltaico de modo que sua potência nominal exceda a do inversor. Essa abordagem assume que os módulos operarão sob Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions* - STC); contudo, tais condições ideais raramente são replicadas no ambiente real, onde a incidência solar direta provoca aumento de temperatura, implicando uma consequente redução na potência dos módulos fotovoltaicos (EPE, 2020). Assim sendo, a potência efetiva gerada pelo arranjo fotovoltaico frequentemente não alcança o máximo de sua capacidade nominal. Entretanto, é importante considerar que fenômenos meteorológicos como a irradiação excessiva, desencadeados por efeito lente e reflexão especular em nuvens, podem elevar substancialmente a irradiação solar incidente além dos valores estimados em condições de céu claro (Almeida, 2014).

Assim, caso a geração de energia exceda a capacidade nominal do inversor, irá ocorrer o fenômeno denominado “clipping” (termo técnico utilizado para descrever a saturação operacional do inversor). Neste caso, o inversor alcança seu limite máximo de conversão de energia e se torna incapaz de transformar toda a potência recebida dos painéis em eletricidade útil para injeção na rede. Essa situação resulta em perdas energéticas, todavia, é importante notar que ao se optar por inversores dimensionados abaixo do pico de geração fotovoltaica, há uma redução significativa nos custos dos inversores, configurando um *trade-off* entre desempenho energético e economia de investimento inicial.

Por fim, é importante enfatizar que o dimensionamento mencionado não foi realizado por nossa equipe de pesquisadores, nossa atuação restringe-se apenas a análise e comparação de desempenho desses sistemas.

2.4 Definição de parâmetros fixos e variáveis para a simulação

A seguir, detalham-se os sistemas adotados neste estudo, incluindo os parâmetros fixos e variáveis escolhidos para as simulações. Ressalta-se a importância das especificações técnicas e das configurações de instalação, abrangendo a disposição dos sistemas fotovoltaicos, todas fornecidas pela equipe especializada encarregada do design da instalação.

Sistema Fotovoltaico Monofacial

Os parâmetros utilizados, como o albedo de 0,25, foram baseados na premissa de que a vegetação sob os módulos será composta por uma vegetação verde (gramíneas), cujos valores de albedo tipicamente se encontram na faixa entre 0,15 e 0,25, conforme indicado na tabela do PVsyst. As características geográficas e vegetativas adjacentes, como a presença de um corpo d’água e vegetação diversificada não foram levadas em consideração, pois o local exato da instalação dos sistemas em solo ainda não foi totalmente definido. Entretanto, conforme exigido e informado pelos projetistas, a grama irá ser o elemento primário sob a superfície do terreno.

A altura dos módulos em relação ao solo foi definida em 0,5 metros e o espaçamento entre as strings, por sua vez, foi delimitado em 3,5 metros. Esses valores também foram estipulados pelos projetistas considerando fatores como a

potencial influência na captação de radiação refletida, a ventilação dos módulos, além da otimização do aproveitamento do espaço e a minimização das perdas por sombreamento.

A quantidade de radiação refletida no solo é insignificante, representando menos de 3% da irradiância total efetiva para a maioria dos sistemas monofaciais e podendo chegar a menos de 1% quando o ângulo de inclinação da superfície é inferior a 25°. Em contraste, para a maioria dos sistemas bifaciais em todo o mundo, a radiação refletida contribui com cerca de 10% da irradiância efetiva recebida conforme indicado por Pelaez *et al.* (2019), Rodriguez-Gallegos *et al.* (2020) e Sun *et al.* (2018).

Durante o estudo, ao simular o comportamento do sistema fotovoltaico no PVsyst, foi observado que variações nesses parâmetros (albedo, altura e espaçamento) especialmente para módulos monofaciais não resultaram em ganhos significativos na geração de energia. Ou seja, o aumento no valor do albedo, altura e espaçamento resultou em incrementos mínimos na energia gerada, sugerindo que os valores escolhidos pelos projetistas, embora possam parecer conservadores a uma primeira análise, não comprometem substancialmente o desempenho do sistema.

Deve-se notar que a abordagem adotada para este estudo teve como premissa o uso de dados provenientes da planta baixa disponibilizada, com intuito de realizar uma comparação de desempenho energético entre os sistemas monofaciais e bifaciais. Portanto, a discussão acerca das limitações do estudo está atrelada aos valores de referência adotados.

Sistema Fotovoltaico Bifacial

Os sistemas fotovoltaicos bifaciais estão configurados para operar sob condições similares às dos sistemas monofaciais, aderindo à parâmetros predefinidos como albedo de 0,25, altura de instalação de 0,5 metros acima do solo e um espaçamento entre as *strings* de 3,5 metros. Estas configurações são os chamados “parâmetros fixos” e foram estabelecidos pela equipe de engenharia do projeto.

Entretanto, para o contexto de sistemas fotovoltaicos bifaciais, a variação dos parâmetros como albedo, altura da instalação e distância entre as *strings* ganha um peso consideravelmente maior no desempenho energético (Asgharzadeh, 2018; Jang e Lee, 2020).

Portanto, para fortalecer a pesquisa em progresso e desenvolver uma compreensão mais aprofundada sobre como essas variáveis afetam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos bifaciais, realizaram-se simulações adicionais com uma gama de parâmetros variáveis. Ajustou-se o albedo para 0,3 – valor típico do concreto, conforme especificado pelo PVsyst – simulando um terreno cinza, que poderia ser replicado com a aplicação de brita, e 0,8 – albedo de superfícies nevadas, segundo o PVsyst – para ilustrar o comportamento em ambientes com alta reflexão, como locais com brita branca ou materiais altamente reflexivos. Para examinar o impacto das diferentes alturas de instalação, as simulações incluíram painéis fotovoltaicos instalados a 1 metro, 1,5 metros, 2,5 metros e 3,5 metros acima do solo. Além disso, foram testadas variações nos espaçamentos entre as *strings*, explorando distâncias de 3,5m a 6,5m, para contribuir com insights sobre a influência desse parâmetro no desempenho energético global do sistema.

2.5 Definição das perdas

Para a maioria das perdas foram utilizadas as perdas predefinidas do programa (com base nas especificações dos sistemas), como também algumas perdas personalizadas definidas manualmente:

- Fator de perdas de sujeidade: valor de 3% para perdas anuais, conforme sugerido automaticamente pelo PVsyst, o qual toma por base as características específicas do local e do próprio sistema;
- Envelhecimento: para levar em conta o envelhecimento dos sistemas, as simulações geradas fornecerão resultados para o décimo ano de operação, a fim de contabilizar as perdas decorrentes desse processo;
- Indisponibilidade do sistema: Para considerar a indisponibilidade do sistema, foi assumido que os sistemas fotovoltaicos serão limpos quatro vezes por ano, resultando em quatro dias indisponíveis ao longo do ano para limpeza e possíveis manutenções;
- Perdas ôhmicas adicionais referentes a média tensão: para considerar as perdas ôhmicas adicionais relacionadas à média tensão, nas simulações foi assumido que seria necessário utilizar um transformador de média tensão para injetar a energia gerada na rede após a conversão nos inversores. Ao ativar essa opção, foram consideradas algumas perdas predefinidas para esse processo. É importante ressaltar que o projeto em questão não requer um transformador de média tensão devido à sua baixa potência. No entanto, seu uso foi considerado para fins de estudo e análise das perdas, semelhante ao que ocorre em sistemas de alta potência.

3. RESULTADOS

Após realizar as simulações no PVsyst, foi possível gerar um relatório que fornece informações sobre as características do projeto, as perdas detalhadas e a geração de energia mensal e anual. A Fig. 6 ilustra uma representação visual do fluxo de energia ao longo do sistema, nela é possível observar o percurso da radiação solar recebida, as etapas de conversão de energia e onde ocorrem as perdas, culminando na energia final injetada na rede.

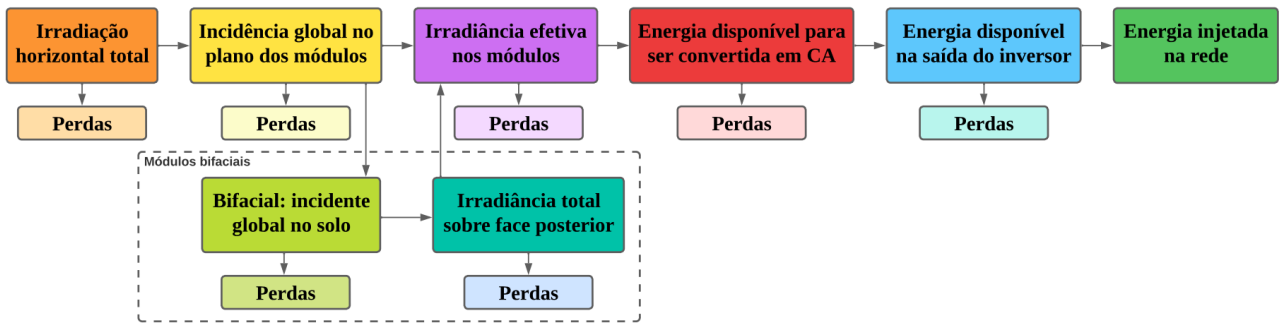


Figura 6 - Fluxograma de perdas na conversão da energia fotovoltaica no PVsyst. Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme pode ser observado, a Tab. 3 apresenta um conjunto de 25 simulações que foram realizadas. A primeira simulação é destinada ao sistema fotovoltaico monofacial, já as demais simulações são destinadas aos sistemas bifaciais, possibilitando assim uma comparação entre esses sistemas.

Tabela 3 - Parâmetros e resultados do desempenho das plantas fotovoltaicas. Fonte: Elaborado pelo autor.

Sistema	Superfície do Terreno	Albedo	Altura acima do solo (m)	Espaçamento (m)	PR	Energia Final (MWh/ano)	FC	Ganho Bifacial		
Monofacial	Gramma	0,25	0,5	3,5	72,38%	20,48	14,76%	-		
Bifacial	Gramma	0,25	0,5	3,5	75,32%	21,30	15,35%	4,00%		
				4,5	75,38%	21,32	15,36%	4,10%		
				5,5	75,42%	21,33	15,37%	4,15%		
				6,5	75,44%	21,34	15,38%	4,20%		
			3,5	1	76,81%	21,72	15,65%	6,05%		
				1,5	77,74%	21,99	15,85%	7,37%		
				2,5	78,54%	22,21	16,01%	8,45%		
				3,5	78,75%	22,27	16,05%	8,74%		
			Concreto	0,3	0,5	3,5	75,89%	21,47	15,47%	4,83%
						4,5	75,96%	21,49	15,49%	4,93%
						5,5	76,00%	21,50	15,49%	4,98%
						6,5	76,03%	21,51	15,50%	5,03%
	3,5	1			77,66%	21,97	15,83%	7,28%		
		1,5			78,76%	22,28	16,06%	8,79%		
		2,5			79,71%	22,55	16,25%	10,11%		
		3,5			79,94%	22,62	16,30%	10,45%		
	Flocos de neve	0,8	0,5	3,5	81,33%	23,06	16,62%	12,60%		
				4,5	81,50%	23,11	16,65%	12,84%		
				5,5	81,59%	23,14	16,68%	12,99%		
				6,5	81,67%	23,16	16,69%	13,09%		
			3,5	1	85,58%	24,27	17,49%	18,51%		
				1,5	88,03%	24,96	17,99%	21,88%		
				2,5	89,96%	25,51	18,38%	24,56%		
				3,5	90,38%	25,63	18,47%	25,15%		

Na Tab. 3, a coluna denominada “PR” (*Performance Ratio*), calculada pelo PVsyst, representa a relação entre a energia efetivamente produzida pelo sistema e a energia que seria gerada por um sistema ideal nas condições contínuas de teste padrão (STC). Ao analisar os valores dessa métrica, é evidente que eles aumentam ao longo das simulações, indicando um aumento de desempenho dos sistemas. Da mesma forma, a coluna denominada “Energia final”, também calculada pelo PVsyst, indica a quantidade de energia gerada pelo sistema que efetivamente é injetada na rede elétrica

após o incremento das perdas nos processos de conversão de energia. Já os valores referentes ao “Fator de Capacidade” (FC) de cada simulação, foram obtidos por meio de cálculos utilizando o Excel. E por fim, a coluna “Ganho Bifacial” representa o aumento de desempenho obtido na simulação do sistema bifacial em comparação com a simulação do sistema monofacial. Portanto, é possível observar que ao aumentar o albedo, a altura acima do solo e o espaçamento, os demais índices de desempenho também apresentam um aumento.

4. CONCLUSÃO

A realização deste trabalho evidenciou que a utilização de sistemas fotovoltaicos bifaciais apresenta vantagens significativas em comparação aos sistemas fotovoltaicos monofaciais. Os resultados das simulações demonstraram um aumento substancial na geração de energia ao se aumentar o albedo, mantendo os demais parâmetros iguais. Isso indica que alterar esse índice na prática por meio de uma outra cobertura na superfície pode ter um impacto relevante na eficiência dos sistemas fotovoltaicos bifaciais. Além disso, foi constatado que elevar a altura dos módulos em relação ao solo e ajustar a distância entre as *strings* são medidas essenciais para aumentar a irradiação na face posterior. Embora as variações na altura tenham mostrado um impacto mais significativo em comparação ao espaçamento, é fundamental considerar a disponibilidade de espaço ao planejar a instalação desses sistemas.

Uma das desvantagens das medidas propostas para aumentar a eficiência é o custo envolvido. A instalação de uma cobertura de pedras brancas para simular a neve, ou elevar a altura dos painéis em relação ao solo, acarretam maiores gastos. Além disso, os painéis bifaciais são mais caros que os convencionais. Assim, é essencial que todos esses custos adicionais sejam devidamente justificados pelos benefícios resultantes de uma maior geração de energia elétrica. Caso contrário, a adoção de painéis bifaciais não apresentaria vantagens significativas.

Essas descobertas enfatizam a importância de considerar os sistemas fotovoltaicos bifaciais como uma opção promissora para maximizar a geração de energia solar. E assim, por meio de simulações e de sua utilização, torna-se possível encontrar os parâmetros mais adequados relacionados ao projeto em estudo, resultando em ganhos significativos em eficiência e desempenho, levando a uma utilização mais eficiente da energia solar disponível, maximizando seu aproveitamento.

Cabe enfatizar que o presente estudo ainda não incorpora dados empíricos derivados de observações em campo, devido ao fato de que a implementação dos arranjos fotovoltaicos propostos ainda estão em andamento. Posteriormente, com a aquisição desses dados operacionais, será possível realizar uma avaliação mais aprofundada do desempenho real, identificação de desafios práticos, e demais nuances inerentes às operações que as simulações não contemplam. Assim sendo, à medida que o projeto avança, os dados que serão coletados esclarecerão a precisão das premissas adotadas durante as fases de simulação e definirão a viabilidade dos diferentes arranjos propostos. Por fim, após essa fase de coleta e análise de dados, será realizado a tomada de decisão sobre qual configuração de arranjo fotovoltaico será implementado para completar expansão da planta fotovoltaica até 1 MWp.

Agradecimentos

Agradecemos a Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Norte Energia S.A. e a Base Energia Sustentável, pelo apoio fornecido, tornando possível a realização deste estudo, todas as contribuições e ajudas foram fundamentais.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Infográfico. Site. 2022. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 16 out. 2023.
- Almeida, M. P. *et al.* Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. *Solar Energy*, São Paulo, v. 110, p. 168-173, dez. 2014. Elsevier BV.
- Asgharzadeh, A. *et al.* A sensitivity study of the impact of installation parameters and system configuration on the performance of bifacial PV arrays. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 8, n. 3, p. 798-805, 2018.
- CCST/LABREN/INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2 ed. São Paulo - SP, 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em jan. 2023.
- CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 30 set. 2023.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Expansão da Geração Solar Fotovoltaica Flutuante. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf>>. 2023. Acesso em: 24 jan. 2024.
- Fischer, M. *et al.* International technology roadmap for photovoltaics (ITRPV): 2022 Results. *Photovoltaic Equipment*, VDMA, abril 2023, ed. 14. Frankfurt am Main, Alemanha. Disponível em: <<https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic>>. Acesso em: 30 mai. 2023.

- INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. Banco de Dados Meteorológicos do INMET. 2024. Disponível em: <<https://bdmep.inmet.gov.br/>> Acesso em: 26 jan. 2024.
- INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. Sobre o INMET. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/sobre>>. Acesso em: 30 set. 2023.
- IRENA, International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2020. 2021. (IRENA), Abu Dhabi. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>>. Acesso em: 05 mai. 2023.
- Jang, J.; Lee, K. Practical performance analysis of a bifacial PV module and system. *Energies*, v. 13, n. 17, p. 4389, 2020.
- LABREN, Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2017 – Base de Dados Metadados, 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/projetos/atlas_2017/atlas_solar_2017_metadados.pdf> Acesso em jan. 2023.
- Motahhir, S. *et al.* Open hardware/software test bench for solar tracker with virtual instrumentation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 31, p. 9–16, 1 fev. 2019.
- Muniz Filho, G. C. Uma proposta de metodologia de cálculo para estimação de perdas horárias de uma usina fotovoltaica com módulos bifaciais. 2021. 106f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, Natal. 2021.
- Norte Energia. Arranjos fotovoltaicos flutuantes. Norte Energia SA. Site. 2023. Disponível em: <<https://www.norteenergiasa.com.br/pdi/arranjos-fotovoltaicos-flutuantes-18>>. Acesso em: 24 jan. 2024.
- Norte Energia. Relatório Vazões e Níveis. Norte Energia SA. Site. 2022. Disponível em: <https://www.norteenergiasa.com.br/assets/norteenergia-pt-br/vazoes-e-niveis/2022/2022-02/2022%2002%2001a28%20-%20Relat%C3%B3rio_Vaz%C3%B5es%20e%20N%C3%ADveis.pdf>. Acesso em: 01 jun. 2023.
- Norte Energia. UHE Belo Monte em números. Norte Energia SA. Site. 2019. Disponível em: <<https://www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/uhe-em-numeros>>. Acesso em: 01 jun. 2023.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico de operação. Site. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>>. Acesso em: 16 out. 2023.
- Pelaez, S. A. *et al.* Comparison of bifacial solar irradiance model predictions with field validation. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 9, n. 1, p. 82-88, 2018.
- Pinho, J. T.; Galdino, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPREL - CRESESB, 2014.
- Rodriguez-Gallegos, C. D. *et al.* Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems. *Joule*, v. 4, n. 7, p. 1514-1541, 2020.
- Sales, F. E. 2023. Influência da temperatura na geração de energia elétrica em uma usina solar fotovoltaica flutuante. 2023. Tese de Doutorado, PSE, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- Silva, E. P. Fontes renováveis de energia: produção de energia para um desenvolvimento sustentável. Campinas, SP: Editora Livraria da Física, c2014. 356 p., il. ISBN 9788578612566.
- Strangueto, K. M. 2016. Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas, Tese de Doutorado, PSE, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- Sun, X. *et al.* Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective. *Applied energy*, v. 212, p. 1601-1610, 2018.

PERFORMANCE COMPARISON OF FIXED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS AT THE PIMENTAL HYDROELECTRIC PLANT

Abstract. *As demand for the installation of solar photovoltaic systems as a source of renewable energy increases, it becomes essential to have an accurate estimate of the performance of these systems. In view of this, simulations play a crucial role in obtaining energy generation forecasts and are essential for analyzing, predicting and optimizing the energy that will be generated. This work therefore aims to compare the estimated power generation of two photovoltaic plants with different technologies connected to the grid (on-grid) by means of simulations carried out in the PVsyst software. The methodology used is to enter the technical data of the photovoltaic plants and the geographical data of the Pimental HPP into the software. To carry out the simulations, 2 photovoltaic systems were established: (i) fixed photovoltaic plant with monofacial modules; (ii) fixed photovoltaic plant with bifacial modules. For both simulations, the NASA database contained in the software will be used to generate two different reports for comparison. This comparative analysis of the estimated photovoltaic generation aims to predict the amount of energy that will be produced and then compare the experimental data to be measured with the plants that will be installed in the future. As a result, this work has shown significant advantages in the use of bifacial photovoltaic systems compared to monofacial photovoltaic systems.*

Keywords: *Monofacial and bifacial modules, Photovoltaic systems, Photovoltaic simulation.*