

USINAS FOTOVOLTAICAS BIFACIAIS: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO DESEMPENHO BIFACIAL NO NORDESTE BRASILEIRO

Thaís Cordeiro Prates – thaispratees@gmail.com

Conrado Augustus de Melo

Ricardo da Silva Benedito

Universidade Federal do ABC, Campus Santo André

Resumo. Módulos bifaciais e mecanismos de rastreamento solar vem sendo amplamente empregadas em usinas fotovoltaicas para melhorar seu desempenho, no entanto, a sensibilidade destes módulos em relação a fatores como albedo e altura de instalação, podem influenciar de diferentes maneiras a produtividade de uma usina fotovoltaica. Para determinar a influência destes fatores no desempenho bifacial, este estudo determinou a produção de energia em usina fotovoltaica de 30 MW a ser instalada na Bahia, Região nordeste do Brasil, para diferentes condições. Foram analisados cenários com instalações fotovoltaicas monofaciais, bifaciais, de inclinação fixa e com rastreadores. Através de simulações computacionais empregando o software SAM, foram calculados os ganhos devido ao rastreador, irradiância traseira e bifacialidade. O ganho médio anual devido ao rastreador foi de 9,5% para sistemas monofaciais e 8,7% para sistemas bifaciais. O ganho médio anual devido a bifacialidade foi de 6,3% para sistemas de inclinação fixa e 5,5% para sistemas móveis. A análise de sensibilidade demonstrou que, para a região de estudo o efeito do albedo tem maior influência no desempenho bifacial do que a altura de instalação, apesar da elevação dos módulos também refletir uma melhora no rendimento energético dos sistemas. Para maximizar o desempenho bifacial das usinas é sugerida a modificação da refletividade do solo e a elevação dos módulos. O revestimento do solo da usina com concreto e a elevação da altura de instalação dos módulos para 2,5 metros maximizaria os ganhos anuais bifaciais de 6,3 para 20% na planta de inclinação fixa e de 5,5 para 17,4% na planta móvel. Pintar esse concreto de branco e elevar a altura de instalação 2,75 metros, maximizaria os ganhos para 24% na planta de inclinação fixa e 21% na planta móvel. As conclusões deste estudo evidenciam o potencial de combinação entre a tecnologia bifacial e o rastreamento solar.

Palavras-chave: Rastreamento Solar, Módulos Bifaciais, Albedo.

1. INTRODUÇÃO

A indústria fotovoltaica passou por uma mudança radical na última década, elevando consideravelmente sua capacidade instalada no mundo. A geração desta fonte de energia atingiu a marca de 1.300 TWh produzidos em 2022 e demonstrou o maior crescimento absoluto de geração dentre todas as tecnologias renováveis no mundo, superando a geração eólica pela primeira vez na história (IEA, 2023). No Brasil, o incremento desta fonte foi por muito tempo algo distante da realidade nacional devido seu alto custo de investimento e baixa produtividade quando comparada a outras fontes renováveis de energia comumente empregadas no país como a hidroeletricidade. No entanto, graças à progressiva redução nos custos da tecnologia, aliada a criação de políticas públicas de incentivo, a energia solar fotovoltaica vem se tornando cada vez mais competitiva dentro do panorama energético brasileiro. Atualmente o país possui 24 GW instalados de energia fotovoltaica, que foram responsáveis por injetar na rede cerca de 14 TWh de energia elétrica em 2022 (ONS, 2023).

A conversão de energia nos sistemas fotovoltaicos é fortemente influenciada pelas condições climáticas e estruturais dos locais em que são instalados. Atualmente, a maior parte dos sistemas emprega módulos monofaciais montados em estruturas fixas inclinadas. No entanto, módulos bifaciais associados a estruturas de rastreamento solar (*trackers*) são a nova aposta do setor fotovoltaico (Chen *et al.*, 2021). A tecnologia bifacial é capaz de converter energia em ambos os lados da célula, captando a radiação que incide diretamente na sua face frontal e absorvendo também a radiação refletida pelo solo. Mecanismos de rastreamento solar são estruturas utilizadas para aumentar a interceptação dos raios solares sobre os módulos mantendo-o de forma perpendicular à radiação durante a maior parte do tempo.

Módulos bifaciais aumentam o rendimento dos sistemas devido a potência adicional de energia de saída proveniente da captação da parcela de irradiância traseira. A fração adicional de energia produzida por estes sistemas é expresso como ganho bifacial (Kopecek & Libal, 2018). Este ganho é sensível a fatores como o albedo da superfície e a altura de instalação dos módulos. Sun *et al.* (2018) verificaram que em condições de albedo de até 25%, o ganho bifacial em sistemas montados no solo é inferior a 10% em todo o mundo. No entanto, aumentar o valor do albedo e elevar a altura dos módulos tem o poder de maximizar o ganho bifacial. Ganesan *et al.* (2023) observaram que superfícies brancas e de alumínio, que possuem maior refletividade, geram um maior ganho bifacial e Wang *et al.* (2019) verificaram que elevar a altura de instalação dos módulos bifaciais tem o poder de diminuir o auto sombreamento e elevar a captação de irradiância traseira.

Os *trackers* são dispositivos responsáveis por manter a superfície dos módulos fotovoltaicos aproximadamente perpendicular à irradiância direta na maior parte do tempo, interceptando e convertendo uma parcela maior de radiação.

Sidek *et al.* (2017) analisaram os ganhos obtidos em um sistema fotovoltaico com rastreador de eixo duplo em comparação com um sistema fixo e observaram ganhos de geração de 26,9% e 12,8% em dias ensolarados e nublados, respectivamente. Hammoumi *et al.* (2018) também verificaram o rendimento de um sistema com rastreamento em eixo duplo e registraram um ganho médio de geração 36,26%.

No Brasil Melo *et al.* (2022) estimaram ganhos bifaciais, ganhos de rastreador e ganhos de rastreador bifacial para diversas localidades em condições padrão de albedo e altura e observaram que o ganho bifacial varia regionalmente de 3,78% a 8,16%, o ganho do rastreador varia de 13,40% a 18,20% e o ganho total com a aplicação de módulos bifaciais e rastreadores varia entre 19,39% e 27,39%.

Considerando que a associação dessas tecnologias pode aumentar a viabilidade técnica das usinas fotovoltaicas (Rodríguez-Gallegos, 2021), módulos bifaciais e estruturas de rastreamento solar se tornaram um padrão em grandes empreendimentos fotovoltaicos. No Brasil, segundo a empresa Greener (2021) todos os contratos mapeados em 2020 já utilizam ou irão utilizar esta tecnologia de módulos em suas usinas, assim como as estruturas de rastreamento solar em um eixo, que já estavam presentes em 95% dos empreendimentos brasileiros contratados no Leilão de Energia Nova de 2019 (MME/EPE, 2019).

Diversos fatores podem afetar o desempenho de um módulo bifacial, como sua inclinação, altura de instalação, albedo da superfície do solo, estrutura entre outros. Diante disto, buscando promover ainda mais essa fonte de energia no país e diminuir a dependência nacional acerca a hidroeletricidade, a pesquisa desenvolvida ao longo deste trabalho tem como objetivo:

- Investigar, através de simulações computacionais o ganho do rastreador, o ganho de irradiância traseira e ganho bifacial na região nordeste do Brasil.
- Determinar a influência do albedo e da altura de instalação dos módulos no desempenho bifacial.
- Sugerir propostas para otimizar rendimento do módulo bifacial.

2. METODOLOGIA

O desempenho dos módulos foi investigado através de simulações computacionais. Para verificar o rendimento e determinar a sensibilidade do desempenho bifacial em condições específicas locais projetou-se uma usina fotovoltaica de 30 MW. Para maximizar o rendimento das plantas simuladas, a região indicada para as simulações foi o Nordeste, região brasileira com a maior irradiação global horizontal. O município escolhido foi à cidade de Bom Jesus da Lapa (13°14'2" S e 43°24'53" O), Bahia, estado líder em capacidade instalada de geração centralizada. Os dados meteorológicos foram obtidos em formato TMY extraídos do banco de dados online Climate One Building derivado do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

As simulações consideraram quatro cenários específicos: instalação fotovoltaica monofacial com inclinação fixa (cenário 1), instalação monofacial com rastreador (cenário 2), instalação bifacial com inclinação fixa (cenário 3) e instalação bifacial com rastreador (cenário 4). O software empregado nas simulações foi o System Advisor Model (SAM) versão 2020.11.29, software gratuito desenvolvido pelo Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL).

Para uma avaliação apropriada dos diferentes cenários, os módulos considerados nas simulações são de mesma potência e fabricante, se diferindo apenas na tecnologia de célula: monofacial e bifacial. Nos cenários 1 e 2, correspondentes a usinas monofaciais, empregaram-se módulos do modelo LONGi LR4-72HIH-445M e nos cenários 3 e 4, usinas bifaciais, módulos do modelo LONGi LR4-72HBD-445M. Para os inversores utilizou-se o modelo SMA América Sunny Central SC-2200-US tipo *string* com potência de 2.079 kW. Em todos os cenários, a quantidade de módulos, inversores e demais especificações utilizadas foi à mesma, pois o objetivo foi analisar o ganho na geração de energia ao utilizar as diferentes tecnologias ou a combinação de ambas. As informações técnicas dos equipamentos utilizados nas simulações são provenientes do banco de dados do software.

As simulações consideraram um *subarray* com 67.428 módulos, distribuídos em 36 fileiras com 1.873 módulos e 13 inversores. O ângulo de inclinação utilizado nos cenários fixos 1 e 3 foi igual ao da latitude local (13°), conforme o indicado pelo Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Nos cenários móveis 2 e 4, foi adotado na opção de rastreamento em um eixo com ângulo de inclinação nulo. No hemisfério Sul a orientação ideal é o Norte. Assim, o ângulo de azimute utilizado para todos os cenários foi igual a 0° e para a taxa de cobertura de solo utilizou-se o valor de 3% em todas as simulações, conforme o recomendado pelo SAM.

Devido ao emprego de módulos bifaciais foi selecionado o modelo de auto sombreamento padrão. Devido as diferentes dimensões dos módulos, nos cenários monofaciais o espaçamento entre linhas recomendado pelo software para evitar o sombreamento na maior parte do dia foi de 7,23 metros. Já para os cenários bifaciais o espaçamento ideal foi de 7,03 metros. Sombreamentos externos foram desconsiderados em função de suas baixas probabilidades de ocorrência no local de instalação de plantas fotovoltaicas. Para o cálculo da irradiância frontal e traseira, os módulos foram configuração na geometria retrato, conforme recomendado pelo software durante o uso de tecnologia bifacial. Com relação às perdas, adotou-se o valor de 1,5% para perdas de irradiância na parte traseira dos módulos e, para as demais, utilizaram-se os valores recomendados pelo SAM.

Após introduzir no software todas as escolhas descritas acima foram realizadas as simulações. Primeiro realizou-se quatro simulações referentes a cada cenário. Nestas, o principal objetivo foi analisar a produtividade e o ganho na geração de energia ao utilizar a tecnologia bifacial e a tecnologia de rastreamento. Desta forma, foram considerados

valores padrão de albedo (20%) e altura de instalação dos módulos (1 metro). Destas simulações extraíram-se os valores da geração anual de energia e calcularam-se os ganhos. Todos esses ganhos foram avaliados para determinar o desempenho da usina.

O ganho do rastreador (G_R) foi analisado para usinas monofaciais e bifaciais, conforme a Eq. 1, onde $E_{cenário\ móvel}$ corresponde à energia total convertida nos cenários com rastreamento e $E_{cenário\ fixo}$ nos cenários fixos inclinados. Este ganho representa a fração adicional de energia que é convertida nas usinas com rastreamento quando comparadas a usinas fixas inclinadas (Shoukry *et al.*, 2016).

$$G_R = \frac{E_{cenário\ móvel} - E_{cenário\ fixo}}{E_{cenário\ móvel}} \times 100\% \quad (1)$$

O ganho de irradiância traseira (G_{IT}) é simplesmente o ganho óptico do módulo e corresponde a razão entre a irradiância traseira ($G_{traseira}$) e frontal ($G_{frontal}$). No entanto, como a parte traseira dos módulos bifaciais não são tão eficientes quanto a dianteira, o fator de bifacialidade do módulo (bf) limita este ganho conforme a Eq. 2 (Stein *et al.*, 2021). De acordo com a ficha técnica do módulo selecionado, seu fator de bifacialidade é de 70%.

$$G_{IT} = \frac{G_{traseira} \cdot bf}{G_{frontal}} \times 100\% \quad (2)$$

Comparando os sistemas monofaciais e bifaciais obtemos o ganho bifacial (G_B), calculado a partir da saída de energia total dos cenários monofaciais ($E_{cenário\ mono}$) e cenários bifaciais ($E_{cenário\ bifacial}$) conforme a Eq. 3 (Shoukry *et al.*, 2016).

$$G_B = \frac{E_{cenário\ bifacial} - E_{cenário\ mono}}{E_{cenário\ bifacial}} \times 100\% \quad (3)$$

Também foi calculado o ganho do rastreador bifacial (G_{RB}) que diz respeito à otimização do sistema quando módulos bifaciais e rastreadores são combinados. Esse ganho foi obtido através da comparação entre os cenários 1 e 4 e representa a fração adicional de energia que é convertida nas usinas bifaciais com seguimento em comparação a usinas monofaciais fixas inclinadas conforme apresentado na Eq. 4 (Shoukry *et al.*, 2016).

$$G_{RB} = \frac{E_{cenário\ 4} - E_{cenário\ 1}}{E_{cenário\ 4}} \times 100\% \quad (4)$$

Os módulos bifaciais recebem uma parcela significativa da irradiância traseira proveniente da parcela de irradiância refletida que depende da direção da luz incidente e da distribuição hemisférica da irradiância difusa. Além disso, depende fortemente da refletância ou albedo da superfície do solo. O albedo varia significativamente entre dias ensolarados e nublados. Superfícies brancas possuem maior albedo pois refletem parcelas maiores de irradiação, por outro lado, superfícies escuras refletem parcelas significativamente menores. Em condições de alto albedo, a parcela de irradiância refletida recebida pela parte traseira do módulo aumenta, assim, o ganho de irradiância traseira e o ganho bifacial variam conforme este parâmetro.

Tabela 1- Valores de albedo para algumas superfícies

SUPERFÍCIE	ALBEDO
Grama verde	23%
Concreto novo	55%
Concreto pintado de branco	70%
Cascalho branco	27%
Solo arenoso	30%

Fonte: Adaptado de SolarWorld (2017); Markvart & Castaner (2003).

Outro fator que pode impactar a irradiação refletida pelo solo é a altura de instalação dos módulos. Quanto menor a altura do módulo, menor será a reflexão da radiação sobre a superfície, e menor será a irradiância recebida pela parte traseira do módulo. Sistemas instalados alturas maiores recebem mais irradiância refletida e tendem a operar em temperaturas mais baixas devido a melhor circulação de ar entre os módulos. Assim, uma análise de sensibilidade foi realizada para investigar os efeitos do albedo e da altura de instalação no desempenho das usinas bifaciais. As superfícies e os valores de albedo considerados nessas simulações estão apresentados na Tab. 1 e as alturas investigadas estão compreendidas entre 0,75 e 5 metros.

Para melhor compreensão e avaliação, os resultados foram analisados estatisticamente. As abordagens estatísticas utilizadas neste artigo foram os coeficientes de correlação de Pearson e o quadrado do coeficiente de correlação de Pearson, chamado de coeficiente de determinação. A correlação de Pearson indica a relação estatística entre duas

variáveis. Quanto mais próximo de 1 (positivo), mais forte a relação proporcional, e quanto mais próximo de -1 (negativo), mais forte a relação inversa. Se estiver próximo de 0 não existe relação entre as variáveis. O coeficiente de determinação indica a proporção da variabilidade em uma variável que é explicada pela variabilidade da outra, variando entre 0 e 1 (Pestana & Velosa, 2010).

3. RESULTADOS

O rendimento energético dos cenários foi simulado ao longo de um ano e os resultados das simulações de desempenho estão apresentadas a seguir. A Fig.1 apresenta os ganhos do rastreador obtido frente a comparação entre as plantas fixas e as plantas móveis e relaciona-os com irradiância direta mensal do local de estudo. Os sistemas com rastreamento monofacial e bifacial superaram seus equivalentes sem rastreadores durante todo o período simulado. Na planta monofacial com rastreamento foram observados ganhos mensais no rendimento da usina (G_{Rmono}) entre 1 e 18%, com um ganho médio anual de 9,5% em relação ao sistema monofacial fixo inclinado. Na planta bifacial com rastreamento os ganhos mensais ($G_{Rbifacial}$) variaram entre 1 e 17%, com uma média anual de 8,7% em relação ao sistema bifacial fixo.

Para enfatizar, foram calculados os coeficientes de correlação de Pearson do rastreador em relação ao irradiância solar direta incidente no local. Os resultados ficaram entre 0,8425 e 0,8457 para sistemas monofaciais e bifaciais respectivamente. Isso indica uma forte correlação positiva entre os ganhos do rastreador e a irradiância direta. O quadrado do coeficiente de correlação de Pearson, coeficiente de determinação variou entre 0,7099 e 0,7153 para sistemas monofaciais e bifaciais respectivamente. Então cerca de 71% da variabilidade do ganho de rastreamento pode ser explicada pela variabilidade da parcela de irradiância direta.

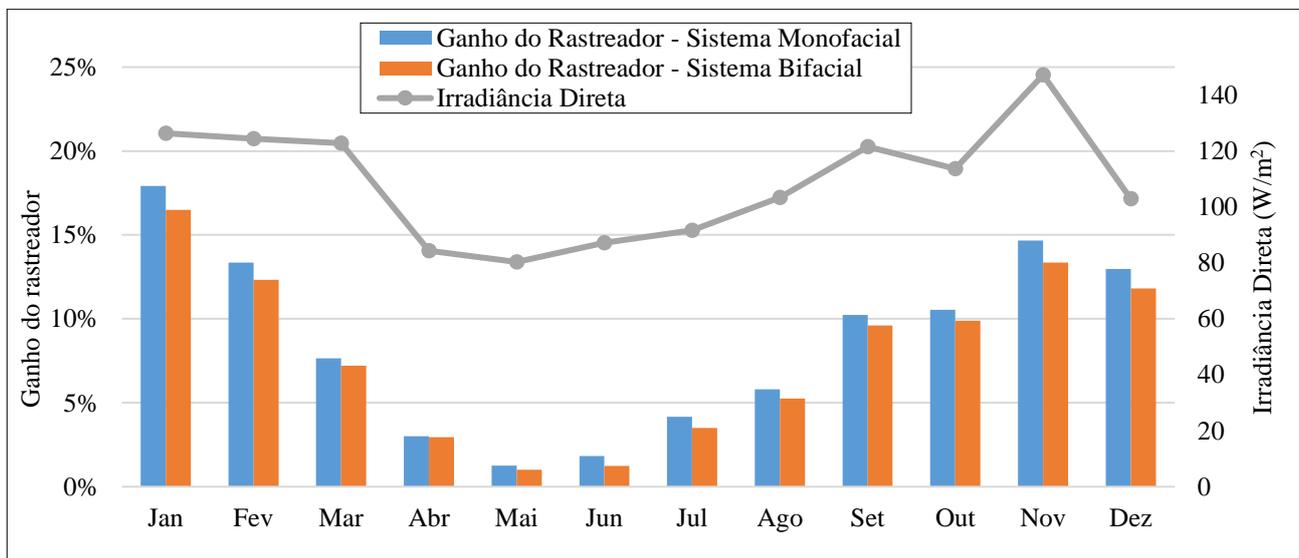


Figura 1 - Ganho mensais do Rastreador e Irradiância Direta

Fonte: Elaboração própria, 2023.

Os ganhos do rastreador são diretamente proporcionais às taxas de irradiância direta por isso são maiores entre a primavera e o verão, período em que os dias são mais longos, com mais horas de sol pleno. A Bahia situa-se em uma região relativamente de baixa latitude, fator que diminui a variação da duração dos dias entre as estações. No entanto, nesta região, os dias são mais curtos durante o outono e o inverno, diminuindo a incidência solar total. Entre o outono e o inverno, o ganho do rastreador é significativamente reduzido devido a diminuição do recurso solar conforme observar-se na Fig. 1. Outro fator que pode influenciar no ganho do rastreamento são as precipitações. Durante períodos chuvosos o ganho do rastreador também é reduzido devido ao acúmulo de nuvens que além de diminuir a parcela de irradiância direta, também interferem no mecanismo de rastreamento solar.

Também podemos verificar que o ganho do rastreamento é maior em sistemas monofaciais. Este ganho compara conversão entre um sistema fixo e outro móvel, para módulos monofaciais e bifaciais. O menor ganho de rastreamento observado em sistemas bifaciais se deve a maior produtividade do sistema bifacial fixo em relação ao monofacial de inclinação fixa que não emprega nenhuma tecnologia para otimizar sua produção. Assim, na comparação entre os sistemas monofaciais, a otimização atingida com o uso do rastreamento é maior que nos sistemas bifaciais, que já utilizam a tecnologia bifacial para otimização do sistema.

A Fig. 2 apresenta os ganhos bifaciais em condições padrões de albedo e altura de instalação e os relaciona com os ganhos de irradiância traseira. O ganho bifacial da planta de inclinação fixa (G_{Bfixo}) variou mensalmente entre 5,7% e 7,1%, com um ganho médio anual de 6,3%. Na planta com rastreamento os ganhos bifaciais mensais ($G_{Bmóvel}$) variaram entre 5,1% e 5,8%, com ganho médio anual de 5,5%. O ganho bifacial no sistema fixo superou o ganho do sistema com rastreamento em todos os meses. Isso ocorre porque nos sistemas fixos o ângulo de incidência da radiação solar varia ao

longo do dia, diminuindo a parcela de irradiação que atinge a face frontal dos módulos no início da manhã e no final da tarde tornando a influência da superfície traseira mais significativa no processo de conversão de energia. Por outro lado, nos sistemas móveis o rastreador permite que o módulo bifacial capture uma parcela maior de irradiação direta em sua face frontal, tornando a influência da superfície traseira menos significativa no processo de conversão de energia.

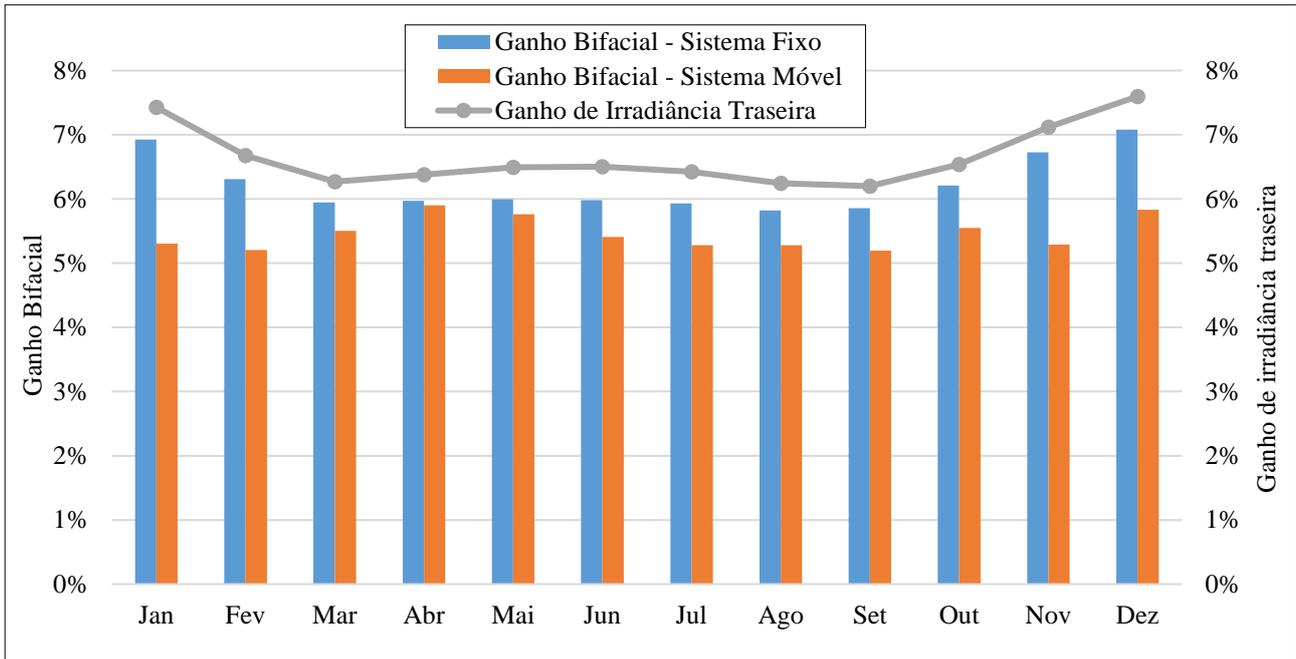


Figura 2 - Ganhos mensais bifaciais e de irradiação traseira.
Fonte: Elaboração própria, 2023.

A análise estatística demonstrou, através dos coeficientes de correlação de Pearson, uma forte correlação positiva entre o ganho de irradiação traseira e o ganho bifacial, resultando em 0,9882 e 0,9339 para sistemas fixo e móveis, respectivamente. Isso significa que os ganhos bifaciais são diretamente proporcionais ao ganho de irradiação traseira. A respeito do coeficiente de determinação, para a usina bifacial de inclinação fixa o resultado foi 0,9766, o que quer dizer que aproximadamente 98% do ganho bifacial obtido nestes sistemas é explicado pelo ganho de irradiação traseira. Para a usina bifacial móvel o coeficiente de determinação foi 0,8722, o que significa que 87% do ganho bifacial é explicado pelo ganho de irradiação traseira. A menor correlação entre o ganho bifacial e o ganho de irradiação traseira nos sistemas com rastreamento acontece porque a parcela de irradiação que atinge o solo atrás dos módulos é menor em sistemas rastreados do que em sistemas fixos, devido ao próprio movimento realizado pelos dispositivos de rastreamento. Os dados anuais demonstraram que o sistema bifacial fixo inclinado interceptou mais irradiação que o sistema móvel obtendo um ganho anual de irradiação traseira de 6,67%, já o sistema bifacial com rastreamento apresentou um ganho anual irradiação traseira de 5,66%.

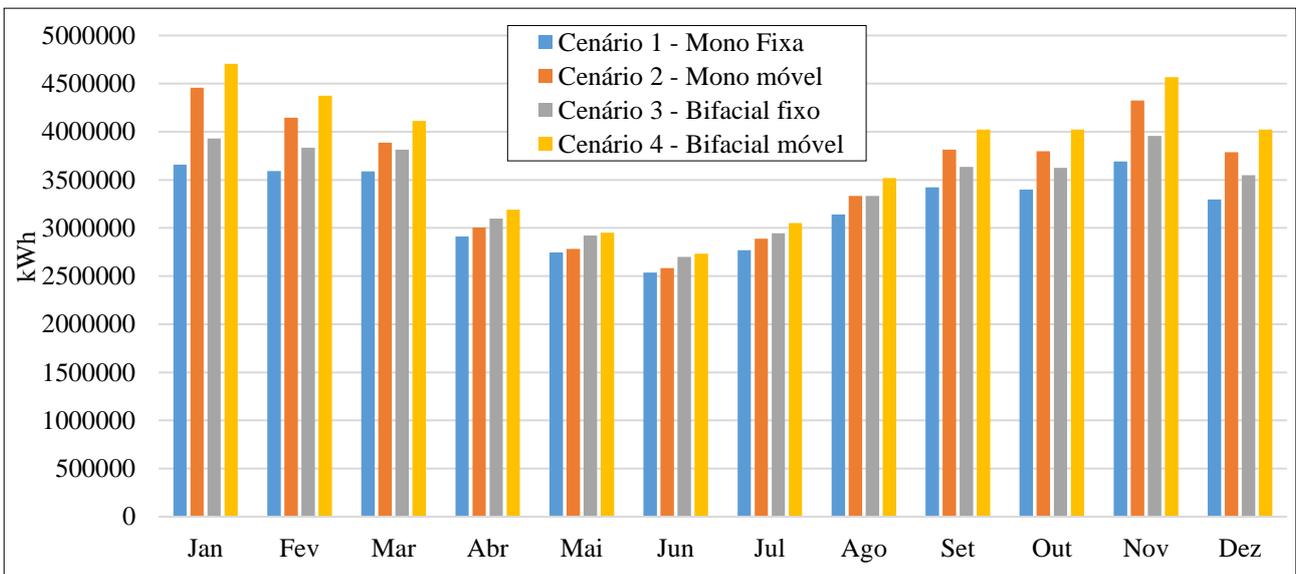


Figura 3 - Energia mensal nos cenários simulados
Fonte: Elaboração própria, 2023.

A Fig. 3 apresenta a produção mensal de energia em cada um dos cenários. Pode-se observar que, independentemente do mês, o sistema monofacial fixo inclinado converte menores quantidades de eletricidade, enquanto o sistema bifacial com rastreamento converte maiores quantidades de eletricidade. Além disso, o sistema bifacial fixo inclinado supera o sistema monofacial fixo inclinado devido sua capacidade de captação de radiação também em sua face traseira. Contudo, este sistema fixo bifacial converteu menos eletricidade que o sistema monofacial com sistema de rastreamento. No geral, a planta fotovoltaica monofacial com rastreamento superou o rendimento da planta fotovoltaica bifacial de inclinação fixa em aproximadamente 3,4% e a associação da tecnologia bifacial com o rastreamento superou em 14,38% o rendimento observado na planta fotovoltaica monofacial de inclinação fixa.

Os ganhos resultantes da associação entre módulos bifaciais e dispositivos de rastreamento, ganho do rastreador bifacial, variaram entre 7 e 22%, com uma média anual de 14%. A associação das tecnologias é de fato a configuração mais produtiva para essa fonte de energia, no entanto, de maneira individual e sob essas condições de albedo e altura, a produção de energia no sistema monofacial móvel supera a produção no sistema bifacial fixo na maior parte do ano, exceto entre abril e julho, período em que este ganho do rastreador é reduzido.

A análise de sensibilidade investigou a influência do albedo de superfície e da altura de instalação dos módulos na energia de saída das usinas bifaciais, uma vez que esses parâmetros não têm influência sobre a geração fotovoltaica em módulos monofaciais. A Fig. 4 apresenta a influência da refletividade do solo (albedo) na produção anual de energia e no ganho bifacial das usinas fixa e móvel. Nesta, considerou-se a altura de instalação padrão (1 metro) e variaram-se os valores de albedo. Em solos com baixa refletividade, como por exemplo 10%, a produção anual de energia das usinas atingiria 40,1 GWh e 44,3 GWh no sistema fixo e móvel, respectivamente, atingindo um ganho bifacial de apenas 3% em ambos os sistemas. Em superfícies com maior refletividade, como 50%, a produção anual das usinas aumentaria para 45,1 GWh e 48,0 GWh W no sistema fixo e móvel, respectivamente. Esse aumento representa um ganho de bifacial de 14% para a usina de inclinação fixa e 11% para a usina móvel. Para albedo muito altos alcançados somente em superfícies brancas, como 80%, a produção anual de energia das usinas atingiria 48,8 GWh e 50,7 GWh no sistema fixo e móvel, atingindo um ganho bifacial de 21% e 16% respectivamente.

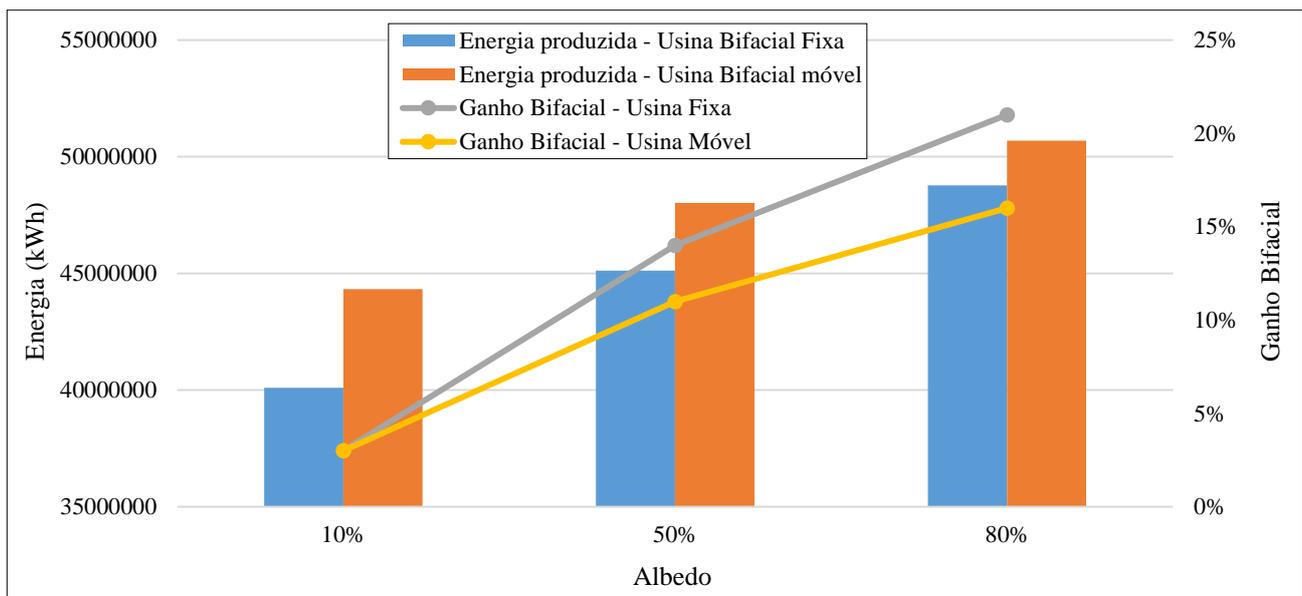


Figura 4 - influência do albedo na produção anual de energia e no ganho bifacial

Fonte: Elaboração própria, 2023.

O desempenho das usinas bifaciais depende da energia adicional produzida a partir da sua face traseira. O albedo é a propriedade da superfície de refletir de volta a irradiância solar e essa parcela de irradiância refletida pelo solo é a principal fonte de irradiância traseira do sistema. Como pode-se verificar na Fig. 4, o albedo tem efeito linearmente positivo sobre a produção de energia das usinas. Da mesma forma, o ganho bifacial também exibe o crescimento linear. O coeficiente de Pearson indica uma forte correlação positiva entre o albedo e a produção de energia, assim como entre o albedo e o ganho bifacial. Isso significa que quanto maior a refletividade do solo melhor será o desempenho bifacial das usinas.

Aumentar a altura de instalação dos módulos bifaciais também influencia o desempenho do sistema. Módulos instalados mais próximos ao solo sofrem uma redução na irradiância traseira devido ao efeito de auto sombreamento, quanto mais distante o módulo estiver do solo menor será esse efeito. A Fig. 5 apresenta a influência da altura de instalação na produção anual de energia e no ganho bifacial das usinas fixa e móvel para diferentes albedos. Observa-se que o rendimento energético e o ganho bifacial são maximizados conforme o aumento da altura devido a maior parcela de irradiância refletida do solo, especialmente no caso de alto albedo. Em condições de baixo albedo o desempenho dos sistemas é menos sensível à altura de instalação dos módulos.

Na Fig. 5 (a) é ilustrado a produção anual de energia e o ganho bifacial das usinas considerando uma condição de albedo baixa (20%) onde pode-se verificar que a produção anual de energia dos sistemas aumenta levemente com o aumento da altura de instalação, registrando ganhos bifaciais entre 5 e 9%. Na Fig. 5 (b) é ilustrado o comportamento desses parâmetros sob condições de alto albedo (50%), onde é possível observar um aumento mais acentuado da produção de energia em relação à elevação dos módulos. Nestas condições de albedo os ganhos bifaciais dos sistemas variaram entre 11 e 19%. A Fig. 5 (c) corresponde ao comportamento da produção de energia e do ganho bifacial em condições de albedo muito alto (70%), nesta pode-se observar um crescimento significativo da produção de energia e do ganho bifacial. Nestas condições o ganho bifacial dos sistemas variou entre 10 e 24%.

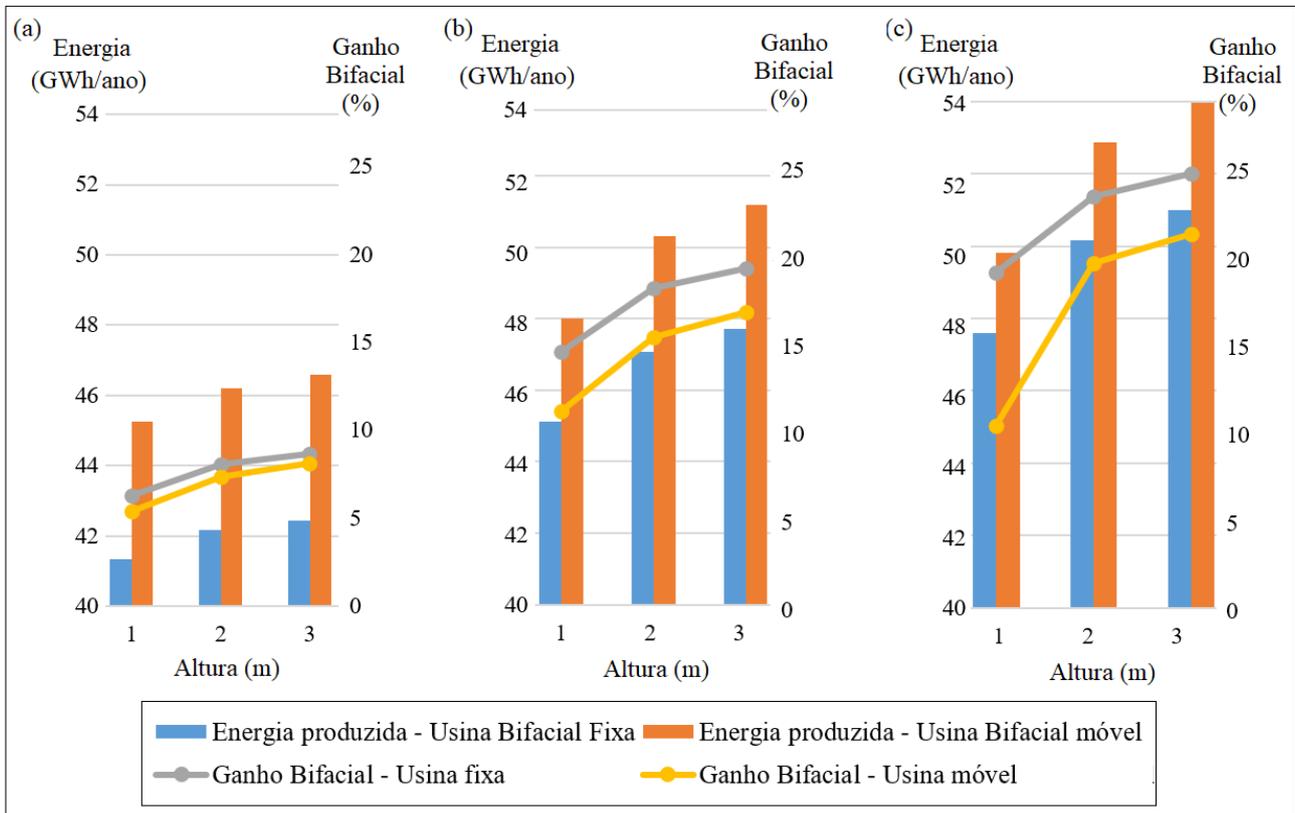


Figura 5 - Influência da altura de sobre a produção anual de energia e o ganho bifacial em diferentes condições (a) albedo de 20%, (b) albedo 50% e (c) albedo 70%

Fonte: Elaboração própria, 2023.

A análise estatística através do coeficiente de correlação de Pearson indicou uma forte correlação positiva entre os parâmetros variando entre 0,9504 e 0,9639 para todas as condições de albedo. O que indica que alturas maiores de instalação são mais favoráveis ao processo de produção de energia, assim como o ganho bifacial que também sofre aumento conforme a elevação da altura. No entanto, verifica-se na Fig. 6, onde apresenta-se a produtividade da usina bifacial de inclinação fixa em diferentes superfícies e alturas de instalação, que em uma determinada altura o ganho energético na produtividade do sistema atinge seu ponto de saturação. Além desse ponto, o rendimento adicional de energia aumenta apenas ligeiramente, embora a altura da instalação continue a aumentar de forma constante. Em locais com baixo albedo a altura de instalação tem pouco efeito na produtividade do sistema, como é possível observar em solos de grama. Nesta superfície o ganho bifacial é mais baixo. No entanto, o ponto de saturação para melhoria do rendimento de energia com aumento da altura de instalação do módulo é menor do que um sistema com albedo mais alto, gerando economia com estruturas de instalação.

O corte de elevação onde a produção de módulos bifaciais começa a saturar é valioso para instaladores minimizarem custos de instalação, preservando o rendimento suficiente de eletricidade. Para superfícies com baixo albedo, entre 20% e 30%, como é o caso da grama, cascalho branco e solo arenoso, esse efeito de saturação é observado entre 2,5 e 2,75 metros. Nestas superfícies, aumentar a altura de instalação dos módulos de 1 para 2,5 metros maximizaria a produção anual de energia em 3%. Já para superfícies com alto albedo, superiores a 50%, como o concreto novo e concreto pintado de branco, o efeito de saturação é observado entre 2,75 e 3,00 metros. Nestas superfícies, elevar a altura dos módulos de 1 para 2,75 metros aumentaria a geração anual de energia em 6%. Pode-se notar que, em condições de alto albedo, a influência da altura de instalação é mais significativa. O albedo mais alto aumenta a contribuição da irradiação refletida, tornando os módulos bifaciais mais suscetíveis ao auto sombreamento, assim a altura de instalação precisa aumentar para compensar a perda adicional de auto sombreamento.

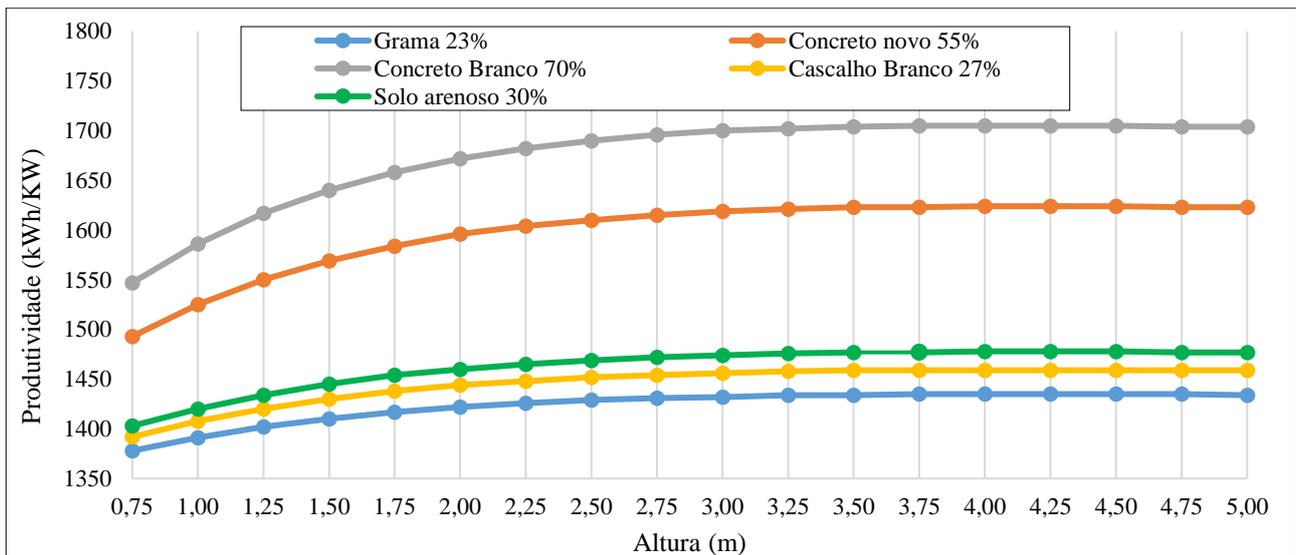


Figura 4 - Influência da altura de instalação sobre a produtividade em diferentes albedos de superfície (Cenário 3)
Fonte: Elaboração própria, 2023.

Considerando uma altura de instalação de 1 metro, aumentar a refletividade do solo a níveis de 55%, como por exemplo, pelo revestimento com concreto novo, aumentaria o ganho bifacial anual da usina de inclinação fixa de 6,3 para 15,3%. Já na usina móvel, essa mesma modificação elevaria a o ganho bifacial de 5,5 para 11,7%. Caso esse concreto fosse pintado de branco (albedo 70%) visando aumentar ainda mais sua refletividade, o ganho bifacial seria elevado de 6,3 para 18,6% nas usinas fixas e de 5,5 para 14,1% nas usinas com rastreamento. Pode-se notar que a melhoria no rendimento do sistema mediante a elevação dos módulos é menor que a melhoria verificada mediante ao aumento da refletividade do solo. Isso indica que o albedo é o parâmetro mais significativo tanto para a produção anual de energia quanto para o ganho bifacial. No entanto, o aumento da altura de instalação também reflete, em menor escala, uma melhora no rendimento energético anual dos sistemas.

Para maximizar ainda mais a produção de energia pode-se modificar ambos os parâmetros: albedo e altura de instalação. Caso fosse realizado o tratamento do solo com revestimento de concreto, modificando o albedo para 55% e se elevasse a altura de instalação dos módulos de 1 para 2,75 metros, no sistema fixo os ganhos médios anuais bifaciais saltariam para 20% e no sistema móvel para 17,4%. Caso esse concreto fosse pintado de branco e se elevasse ainda mais a altura de instalação de 1 para 2,75 metros, frente a essas condições de albedo e altura, os ganhos médios anuais bifaciais no sistema fixo atingiriam 24% e no sistema móvel 21%

4. CONCLUSÃO

Mediante as simulações de usinas fotovoltaicas com diferentes tecnologias no município de Bom Jesus da Lapa, Bahia, em condições padrão de albedo e altura de instalação, o ganho médio anual do rastreador para a planta fotovoltaica monofacial com seguimento sobre uma planta monofacial de inclinação fixa é de 9,5%, enquanto o ganho do rastreador para uma planta fotovoltaica bifacial com rastreador solar sobre uma planta fotovoltaica bifacial de inclinação fixa é de 8,7%. Os ganhos do rastreador estão fortemente correlacionados às taxas de irradiação direta, que explicam 71% da variabilidade do ganho de rastreamento. Como este ganho é proporcional a parcela direta de irradiação solar, eles são maiores entre o verão e a primavera, meses com maior incidência de radiação e mais horas de sol pleno. Entre o outono e o inverno, a incidência solar é reduzida e os dias apresentam menos horas de sol pleno, dessa forma, o ganho do rastreador é significativamente reduzido.

O ganho médio anual bifacial para a usina de inclinação fixa sobre um sistema monofacial fixo é de 6,3%, enquanto para uma usina bifacial com rastreador sobre uma usina monofacial com rastreador solar é de 5,5%. Ambos os resultados estão dentro do esperado conforme os estudos de Sun *et al.*, (2018) onde os autores concluíram que em um albedo baixo de até 25%, os ganhos bifaciais de sistemas montados no solo, como usinas fotovoltaicas, são inferior a 10% em todo o mundo. Também se aproxima de resultados relatados por Melo *et al.* (2022) no Brasil, de 5,5% a 9,12% em sistemas bifaciais fixos e de 3,26% a 5,01% em sistemas bifaciais móveis.

O ganho bifacial em um sistema móvel com rastreamento é menor do que em um sistema de inclinação fixa, porque à medida que o rastreador aumenta fortemente a irradiação na face frontal do módulo, ele reduz o impacto da contribuição da face traseira. O ganho bifacial é diretamente proporcional ao ganho de irradiação traseira e explica 98% do ganho obtido em sistemas fixos e 87% do ganho obtido em sistemas móveis. A correlação entre o ganho bifacial e o ganho de irradiação traseira nos sistemas móveis é menor que nos sistemas fixos devido ao próprio movimento dos módulos que reduz a parcela de irradiação que atinge o solo atrás dos módulos. O sistema de inclinação fixa apresentou um ganho anual de irradiação traseira de 6,67% e o sistema bifacial móvel 5,66%.

A associação das tecnologias no cenário quatro, referente a usina bifacial com rastreamento, se mostrou ser a configuração mais produtiva dentre os cenários estudados. Em média, este cenário produziu 14% mais energia que o cenário 1, referente a usina monofacial de inclinação fixa. A usina monofacial com rastreamento foi a segunda mais produtiva, superando o uso da tecnologia bifacial sem seguimento. No geral, a usina monofacial com seguimento em um eixo foi mais produtiva que a usina bifacial de inclinação fixa aproximadamente 3,4%. Isso acontece porque em locais com altas taxas de irradiação direta, como é o caso do Nordeste brasileiro, o ganho do rastreador é superior ao ganho bifacial. No entanto, este ganho pode ser maximizado a níveis superiores ao ganho do rastreador aumentando-se a refletividade do solo e a altura de instalação dos módulos.

O desempenho das usinas bifaciais é fortemente influenciado pela parcela de irradiância captada na face traseira do módulo, assim, o albedo, capacidade de refletividade do solo, tem efeito linearmente positivo sobre o ganho bifacial e a produção de energia nessas usinas. Quanto maior a refletividade do solo melhor será o desempenho bifacial. Em condições de baixo albedo os ganhos bifaciais anuais atingem apenas 3% em ambos os sistemas. Em condições de alto albedo os ganhos podem atingir 14% para a usina de inclinação fixa e 11% para a usina móvel. E para albedo muito altos os ganhos podem atingir 21% na usina de inclinação fixa e 16% na usina móvel.

A altura de instalação dos módulos também influencia o desempenho da usina bifacial. Módulos instalados mais próximos ao chão são mais suscetíveis ao efeito do auto sombreamento, responsável por reduzir a parcela de irradiância refletida pelo solo. Essa altura de instalação deve ser grande o suficiente para minimizar os efeitos do auto sombreamento e maximizar a captação da irradiância traseira. A produtividade das usinas e o ganho bifacial são maximizados conforme o aumento da altura de instalação. No entanto, essa influência é mais significativa em condições de alto albedo. Em condições de baixo albedo o rendimento da usina é menos sensível à altura de instalação. Frente a um albedo de 20%, a elevação dos módulos pode produzir ganhos bifaciais entre 5 e 9%. Sob um albedo de 50%, essa mesma elevação pode produzir ganhos 11 e 19% e em condições de albedo de 70 % esses ganhos podem variar entre 10 e 24%.

Maiores elevações melhoram o rendimento do sistema, contudo, existe uma determinada altura em que o desempenho do sistema atinge seu ponto de saturação. Neste ponto, o desempenho do sistema para de aumentar mesmo com a elevação da altura. O conhecimento deste ponto de saturação é importante para que os instaladores sejam capazes de reduzir os custos de instalação, elevando os módulos apenas até essa altura de saturação. Em condições de baixo albedo, como superfícies de grama, cascalho branco e solo arenoso, esse efeito de saturação é observado entre 2,5 e 2,75 metros. Para superfícies com alto albedo, como o concreto novo e concreto pintado de branco, o efeito de saturação é observado entre 2,75 e 3,00 metros. Sob baixo albedo, a elevação da altura até o nível de saturação maximiza 3% da produção anual de energia, já sob condições de alto albedo, a elevação da altura maximiza a produção anual de energia em 6%.

A análise de sensibilidade demonstrou que para a região o efeito do albedo tem maior influência no desempenho do sistema do que a altura de instalação, apesar de o aumento da altura de instalação também refletir uma melhora no rendimento energético dos sistemas. Para maximizar o desempenho bifacial das usinas é sugerido a modificação da refletividade do solo e a elevação dos módulos. Revestir o solo da usina com concreto e elevar a altura de instalação dos módulos para 2,5 metros maximizaria os ganhos anuais bifaciais de 6,3 para 20% na usina fixa. Na usina móvel a mesma modificação maximizaria os ganhos bifaciais anuais de 5,5 para 17,4%. Pintar esse concreto de branco e elevar a altura de instalação de 1 para 2,75 metros, maximizaria os ganhos para 24% no sistema fixo e 21% no sistema móvel.

Os resultados deste trabalho fornecem uma indicação sobre o resultado esperado da instalação de uma usina fotovoltaica bifacial fixa e móvel na região nordeste do Brasil, fornecendo aos investidores e formuladores de políticas, informações e subsídios técnicos que podem contribuir para acelerar o processo de diversificação da matriz elétrica nacional, além de capacitar os formuladores na construção de políticas deliberadas que ajudarão no desenvolvimento do setor. Contudo, um fator importante a ser analisado são as limitações das simulações realizadas. Durante as simulações o software considera dados climáticos locais para um ano típico, ou seja, esses valores podem ser significativamente alterados frente a eventos climáticos adversos. Além disso, os resultados consideram apenas o desempenho das tecnologias sem considerar outras variáveis importantes que devem ser observados no momento de projeto e dimensionamento de uma usina como a área disponível para a instalação dos sistemas e os custos envolvidos.

Outra limitação encontrada no desenvolvimento deste trabalho foi à indisponibilidade de dados financeiros relativos a esse tipo de planta fotovoltaica no Brasil, o que limitou a análise a verificar apenas o desempenho destes sistemas, no entanto, a análise de custo de implantação e manutenção de tais tecnologias, assim como os custos relativos às modificações de altura e solo, por vezes podem superar os ganhos energéticos obtidos e acabar não sendo de fato tão vantajoso. Assim, para trabalhos futuros é fundamental determinar a viabilidade econômica de cada um desses cenários no Brasil, uma vez que fatores econômicos podem afetar a tomada de decisão sobre a tecnologia ou as modificações mais adequadas.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e a Universidade Federal do ABC pelo apoio aos bolsistas do Programa de Pós-Graduação em Energia (PGENE).

REFERÊNCIAS

- Chen, M. *et al.*, 2021. Improvement of the electricity performance of bifacial PV module applied on the building envelope. *Energy Build* vol. 238.
- Ganesan, K.; Prince Winston, D.; Sugumar, S.; Jegan, S., 2023. Performance analysis of n-type PERT bifacial solar PV module under diverse albedo conditions. *Solar Energy*, Vol. 252, pág. 81-90.
- Greener, 2021. Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2021 – Mercado Livre e Regulado. Disponível em: https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/04/Estudo-Estrategico-Grandes-Usinas-Solares-2022.pdf?utm_campaign=estudo_gc_2021_fluxo&utm_medium=email&utm_source=RD+Station. Acesso em 15 de out. de 2022.
- Hammoumi, A. E., Motahhir, S., Ghzizal, A. E., Chalh, A., & Derouich, A., 2018. A simple and low-cost active dual-axis solar tracker. *Energy Science & Engineering* vol.6, Edição 5, pág. 607-620.
- IEA, 2023. Renewables: Solar PV. Paris, 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>>. Acesso em 11 de jul. de 2023.
- Kopecek, R. Libal, J., 2018. Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics. *Nature Energy* vol.3, pág. 443–446.
- Melo, B. K.; Silva, K. M.; Silva, S. L. J.; Costa, S. T.; Villalva, G., 2022. Study of energy improvement with the insertion of bifacial modules and solar trackers in photovoltaic installations in Brazil. *Renewable Energy Focus*, Vol. 41, pág. 179-187.
- MME/EPE, 2019. Expansão da Geração - Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia: Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019. Brasília: MME/EPE.
- ONS, 2023. Operador Nacional do Sistema Elétrico - Boletins da Operação. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>>. Acesso em 16 de jul. de 2023.
- Pestana, D., Velosa, S. 2010. Introdução à Probabilidade e à Estatística. Volume I, 4ª edição, Fundação Calouste Gulbenkian.
- Rodríguez-Gallegos, C. D., Liu, H., Gandhi, O., Singh, J. P., Krishnamurthy, V., Kumar, A., Stein, J. S., Wang, S., Li, L., Reindl, T., Peters, I. M., 2020. Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems. *Joule*, v. 4, n. 7, p. 1514-1541.
- Sidek, M. H. M., Azis, N., Hasan, W. Z. W., Ab Kadir, M. Z. A., Shafie, S., & Radzi, M. A. M., 2017. Automated positioning dual-axis solar tracking system with precision elevation and azimuth angle control. *Energy*, Vol. 124, pág. 160–170.
- Shoukry, I.; Libal, J.; Kopecek, R, *et al.* 2016. Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules. *Energy Procedia*, Volume 92, pág. 600–608.
- Stein, J. S., Reise, C., Castro, J. B., Friesen, G., Mauger, G., Urrejola, E., Ranta, & Samuli. 2021. Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications: Report IEA-PVPS T13-14:2021 (IEA PVPS Task 13, Ed.).
- Sun, X.; Khan, M.R.; Deline, C; *et al.*, 2018. Optimization and performance of bifacial solar modules: a global perspective. *Appl Energy* vol. 212, pág. 1601–1610.
- Wang, L.; Liu, F.; Yu, S.; Quan, P.; Zhang, Z., 2019. The Study on Micromismatch Losses of the Bifacial PV Modules Due to the Irradiance Nonuniformity on Its Backside Surface. *IEEE J. Photovolt*, vol.10, pág. 135–143.

BIFACIAL PHOTOVOLTAIC PLANTS: BIFACIAL PERFORMANCE SENSITIVITY ANALYSIS IN NORTHEASTERN BRAZIL

Abstract. *Bifacial modules and solar tracking mechanisms have been widely used in photovoltaic plants to improve their performance, however, the sensitivity of these modules in relation to factors such as albedo and installation height can influence the productivity of a photovoltaic plant in different ways. To determine the influence of these factors on bifacial performance, this study determined the energy production in a 30 MW photovoltaic plant to be installed in Bahia, northeastern Brazil, for different conditions. Scenarios with monofacial, bifacial, fixed-tilt and tracker photovoltaic installations were analyzed. Through computational simulations using SAM software, the gains due to the tracker, rear irradiance and bifaciality were calculated. The average annual gain due to the tracker was 9.5% for monofacial systems and 8.7% for bifacial systems. The average annual gain due to bifaciality was 6.3% for fixed-tilt systems and 5.5% for mobile systems. The sensitivity analysis demonstrated that, for the study region, the albedo effect has a greater influence on bifacial performance than the installation height, although the elevation of the modules also reflects an improvement in the energy efficiency of the systems. To maximize the bifacial performance of the plants, it is suggested to modify the soil reflectivity and elevate the modules. Lining the plant's floor with concrete and raising the installation height of the modules to 2.5 meters would maximize annual bifacial gains from 6.3 to 20% in the fixed-tilt plant and from 5.5 to 17.4% in the mobile plant. Painting this concrete white and raising the installation height 2.75 meters would maximize gains to 24% in the fixed-tilt plant and 21% in the mobile plant. The conclusions of this study highlight the potential for combining bifacial technology and solar tracking.*

Keywords: *Solar Tracking, Bifacial Modules, Albedo.*