

## ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO DESEMPENHO BIFACIAL EM USINAS FOTOVOLTAICAS NO NORDESTE DO BRASIL

Thais Prates<sup>1</sup>  
Conrado Augustus de Melo<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal do ABC

DOI: 10.47168/rbe.v30i1.851

### RESUMO

Módulos bifaciais e mecanismos de rastreamento solar vem sendo amplamente empregados em usinas fotovoltaicas para melhorar seu desempenho, no entanto, a falta de estudos relativos à sensibilidade destas tecnologias se configura como uma barreira para sua expansão no país. Neste estudo foi investigado o desempenho de uma usina fotovoltaica de 30 MW a ser instalada no estado da Bahia, Brasil. Foram analisados cenários com instalações monofaciais, bifaciais, de inclinação fixa e com rastreadores. Através de simulações computacionais empregando o software SAM, foram calculados os ganhos devido ao rastreador, irradiância solar traseira e bifacialidade. O ganho médio anual do rastreador foi de 9,5% para sistemas monofaciais e 8,7% para sistemas bifaciais. O ganho médio anual bifacial foi de 6,3% para sistemas de inclinação fixa e 5,5% para sistemas móveis. 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 da elevação dos módulos também refletir uma melhora no rendimento. 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 maximiza 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 o concreto na cor branco e elevar a altura de instalação para 2,75 metros, maximiza ainda mais o rendimento da usina, alcançando ganhos de 24% na planta de inclinação fixa e 21% na planta móvel.

Palavras-chave: Usinas fotovoltaica; Módulos bifaciais; Rastreamento solar; Albedo; Altura de instalação.

## ABSTRACT

Bifacial modules and solar tracking mechanisms have been widely used in photovoltaic plants to improve their performance, but the lack of studies on the sensitivity of these technologies is a barrier to their expansion in the country. This study investigated the performance of a 30 MW photovoltaic plant to be installed in the state of BA, Brazil. Scenarios with monofacial, bifacial, fixed tilt and tracker installations were analyzed. Through computer 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 bifacial gain was 6.3% for fixed-tilt systems and 5.5% for mobile systems. The sensitivity analysis showed that, for the region, the effect of albedo has a greater influence on system performance than installation height, although raising the modules also reflects an improvement in performance. In order to maximize the bifacial performance of the plants, it is suggested that the reflectivity of the soil and the elevation of the modules be modified. Covering the floor of the plant with concrete and raising the installation height of the modules to 2.5 metres would maximize the 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 the concrete white and raising the installation height to 2.75 meters would maximize the gains to 24% in the fixed tilt plant and 21% in the mobile plant.

Keywords: Photovoltaic plants; Bifacial modules; Solar tracking; Albedo; Installation height.

## 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 influenciada pelas condições climáticas e estruturais dos locais em que são instalados. Atualmente, a maior parte dos sistemas emprega módulos fotovoltaicos monofaciais montados em estruturas fixas inclinadas. No entanto, módulos bifaciais associados às 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 sua face frontal e traseira captando a irradiância solar refletida pelo solo e o rastreamento solar é uma maneira eficaz de aumentar a quantidade de irradiância interceptada pelos módulos fotovoltaicos.

Módulos bifaciais aumentam o rendimento dos sistemas devido à potência adicional de energia de saída proveniente da captação da parcela de irradiância solar traseira. A fração adicional de energia produzida por estes sistemas é expresso como ganho bifacial (KOPECEK & LIBAL, 2018). Este ganho é sensível à 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 instalação dos módulos bifaciais tem o poder de diminuir o auto-sombreamento e elevar a captação de irradiância solar traseira.

Os *trackers* são dispositivos responsáveis por manter a superfície dos módulos fotovoltaicos aproximadamente perpendicular à irradiância solar direta na maior parte do tempo, capturando assim uma quantidade mais significativa de irradiância. 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. Hammoui 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%. Dias & Rampinelli (2023) modelaram e simularam o desempenho de uma planta bifacial em diferentes tipos de solo e verificaram um ganho bifacial de 10,72% para brita branca, 9,60% para areia clara e 2,79% para brita preta.

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. A falta de estudos relativos à influência desses fatores na produtividade das usinas fotovoltaicas é uma barreira significativa para a expansão desta tecnologia. Diante disto, buscando promover ainda mais essa fonte de energia no país, a pesquisa desenvolvida ao longo deste trabalho tem como objetivo investigar, através de simulações computacionais o ganho do rastreador, o ganho de irradiância solar traseira e o ganho bifacial na região nordeste do Brasil, determinar a influência do albedo e da altura de instalação dos módulos no desempenho bifacial, e sugerir propostas para otimizar o rendimento do módulo bifacial.

## 2. METODOLOGIA

O procedimento metodológico empregado neste estudo está apresentado na Figura 1. 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 solar 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).

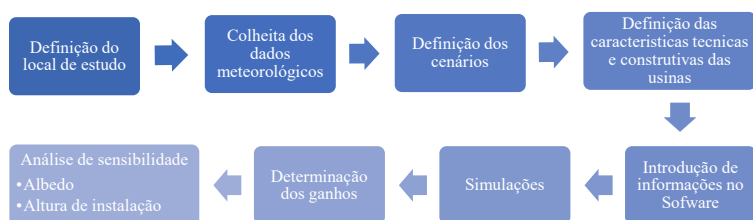


Figura 1 - Fluxograma das etapas metodológicas

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, ferramenta gratuita desenvolvida 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 às usinas monofaciais, empregaram-se módulos do modelo LONGi LR4-72HIH-445M com 445W de potência e eficiência nominal de 21,09%. Nos cenários 3 e 4, correspondentes às usinas bifaciais, empregaram-se o modelo LONGi LR4-72HBD-445M com 445W de potência e eficiência nominal de 20,50%.

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 a 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 arranjo 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, visto que sistemas com tecnologia de eixo móvel são configurados com um ângulo 0° de inclinação. 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 utili-

zou-se o valor de 3% em todas as simulações, conforme o recomendado pelo SAM.

Mediante o emprego de módulos bifaciais foi selecionado o modelo de auto sombreamento padrão. Devido às 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 solar frontal e traseira, os módulos foram configurados na geometria Retrato. Em relação às perdas 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 Equação 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 solar traseira ( $G_{IT}$ ) é simplesmente o ganho óptico do módulo e corresponde à razão entre a irradiância traseira ( $G_{traseira}$ ) e frontal ( $G_{frontal}$ ). A contribuição da irradiância solar captada pela face traseira dos módulos bifaciais é limitada pelo fator de bifacialidade do módulo ( $bf$ ) que atenua este ganho conforme a Equação 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 obtém-se o ganho bifacial ( $G_B$ ), calculado a partir da saída de energia total dos cenários monofaciais ( $E_{\text{cenário mono}}$ ) e cenários bifaciais ( $E_{\text{cenário bifacial}}$ ) conforme a Equação 3 (SHOUKRY et al., 2016).

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

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 Equação 4 (SHOUKRY et al., 2016).

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

Os módulos bifaciais interceptam uma parcela significativa de irradiância solar em sua face traseira proveniente da parcela de radiação refletida pelo solo e de radiação difusa. A radiação refletida pelo solo depende fortemente da refletividade ou albedo da superfície. O albedo varia significativamente entre dias ensolarados e nublados. Superfícies brancas possuem maior albedo pois refletem parcelas maiores de irradiância solar por outro 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.

Outro fator que pode impactar a irradiância solar 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 (WANG et al., 2019). 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 Tabela 1 (SOLARWORLD, 2017; MARKVART & CASTANER, 2003). Alturas entre 1 e 1,5 m foram consideradas ótimas (SOLARWORLD,

2017), contudo, para analisar de forma gradativa a melhoria atingida pela elevação dos módulos, e verificar qual altura é indicada para as plantas, as alturas consideradas neste estudo estão compreendidas entre 0,75 e 5 metros.

Tabela 1 - Valores de albedo para algumas superfícies

Superfície	Albedo
Gramma Verde	23%
Concreto novo	55%
Concreto pintado de branco	70%
Cascalho branco	27%
Solo arenoso	30%

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 aqui apresentadas. A Figura 2 corresponde a conversão mensal de energia para cada um dos cenários. Nesta, pode-se observar que, como o esperado, independentemente do mês, o sistema monofacial fixo inclinado (Cenário 1) tem menor geração de eletricidade, enquanto o sistema bifacial com rastreamento (Cenário 4) alcança a maior geração. Além disso, o sistema bifacial fixo inclinado (Cenário 3) supera o sistema monofacial fixo inclinado (Cenário 1) devido sua capacidade de captação de irradiância 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 (Cenário 1) superou o rendimento da planta fotovoltaica bifacial de inclinação fixa (Cenário 3) em aproximadamente 3,4% e a associação da tecnologia bifacial com o rastreamento (Cenário 4) superou em 14,4%



o rendimento observado na planta fotovoltaica monofacial de inclinação fixa (Cenário 1). 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.

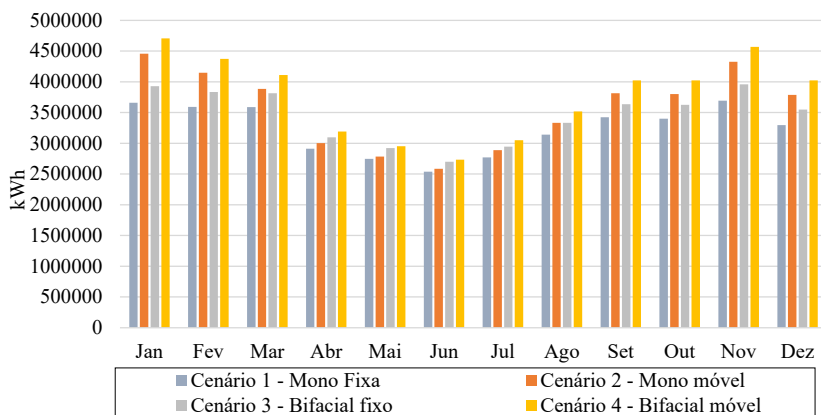


Figura 2 - Geração mensal nos cenários simulados

### 3.1 Análise dos ganhos

A Figura 3 apresenta os ganhos de rastreamento obtidos frente a comparação entre as plantas fixas e as plantas móveis e relaciona-os com irradiação direta mensal do local de estudo. Conforme o esperado, os sistemas com rastreamento monofacial e bifacial (Cenário 2 e 4) superaram seus equivalentes sem rastreadores (Cenário 1 e 3) durante todo o período simulado. Na planta monofacial com rastreamento foram observados ganhos mensais no rendimento da usina ( $G_{Rmono}$ ) entre 1,00 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.

Os ganhos do rastreador são diretamente proporcionais às taxas de irradiação direta por isso são maiores entre a primavera e o verão e menores entre o outono e inverno. No período compreendido de setembro a fevereiro (primavera/verão), os dias são mais longos e possuem mais horas de sol pleno, enquanto, no período compreendido

entre março e agosto (outono/inverno), os dias são mais curtos e apresentam incidência solar total reduzida. Isso acontece porque o estado da Bahia situa-se em uma região de relativamente baixa latitude, fator que diminui a variação da duração dos dias entre as estações.

Também pode-se 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.

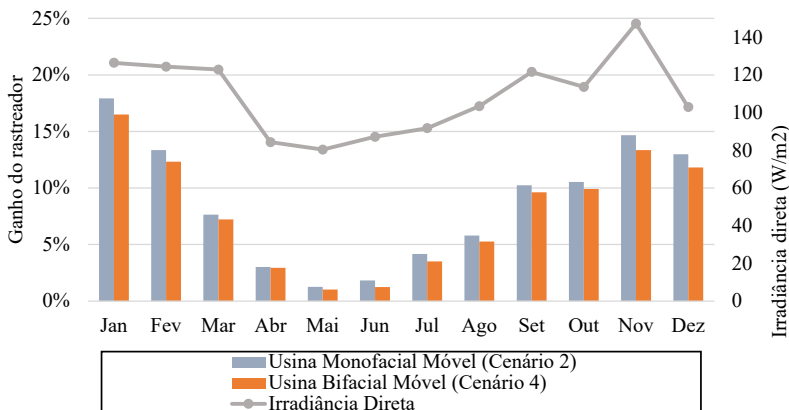


Figura 3 - Ganhos mensais do Rastreador e Irradiância Direta

A Figura 4 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%. Já na planta com rastreamento os ganhos bifaciais mensais ( $G_{Bmóvel}$ ) variaram entre 5,1% e 5,8%, com ganho médio anual de 5,5%. Os dados anuais ainda demonstraram que o sistema bifacial fixo inclinado interceptou mais irradiância que o sistema móvel obtendo um ganho anual de irradiância traseira de 6,7%, já o sistema bifacial com rastreamento apresentou um ganho anual de irradiância traseira de 5,7%.

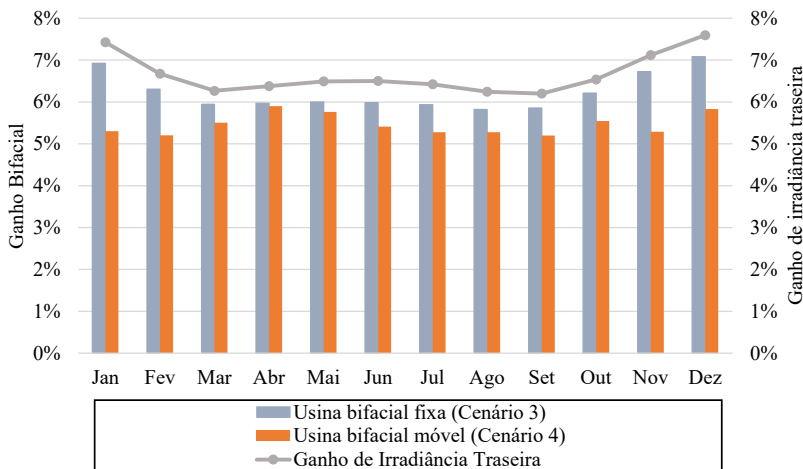


Figura 4 - Ganhos mensais bifaciais e de irradiância traseira

O ganho bifacial no sistema fixo (Cenário 3) superou o ganho do sistema com rastreamento (Cenário 4) em todos os meses. Isso ocorre porque nos sistemas móveis o rastreador permite que o módulo bifacial capture uma parcela maior de irradiância direta em sua face frontal, tornando a influência da superfície traseira menos significativa no processo de conversão de energia. Por outro lado, em sistemas fixos o ângulo de incidência da radiação solar varia ao longo do dia, pois o sistema não é capaz de acompanhar o movimento do Sol. Isso diminui a parcela de irradiância que atinge a face frontal dos módulos, principalmente no início da manhã e no final da tarde. Com uma menor captação de irradiância solar na face frontal, o incremento da irradiância solar captada pela face traseira se torna mais significativo no processo de conversão de energia.

A Tabela 2 traz um compilado acerca dos resultados obtidos na análise de ganhos de rastreamento e apresenta seus coeficientes de correlação de Pearson. A análise de estatística entre os ganhos do rastreador e a irradiância solar direta incidente no local, indicou uma correlação positiva forte entre os parâmetros, com resultados entre 0,8425 e 0,8457 para sistemas monofaciais e bifaciais, respectivamente. O quadrado do coeficiente de correlação de Pearson, coeficiente de determinação, variou entre 0,7099 e 0,7153 para sistemas monofaciais e bifaciais, respectivamente. Esse coeficiente revela cerca de 71% da variabilidade do ganho do rastreador pode ser explicada pela variabilidade da irradiância solar direta.

Tabela 2 - Resultados da análise de ganhos de rastreamento

Cenário	Usina monofacial móvel (Cenário 2)	Usina bifacial móvel (Cenário 4)
Ganho do rastreador	9,5%	8,7%
Coefficiente de correlação ( $\rho$ )	0,8425	0,8457
Coefficiente de determinação (R2)	0,7099	0,7153

A análise estatística entre ganhos bifaciais e a irradiância solar traseira estão apresentados na Tabela 3. Os resultados indicaram uma correlação positiva muito forte entre os parâmetros com resultados de 0,9882 e 0,9339 para sistemas fixo e móveis, respectivamente. Isso significa que os ganhos bifaciais são diretamente proporcionais ao ganho de irradiância traseira. A respeito do coeficiente de determinação, para a usina bifacial de inclinação fixa o resultado foi 0,9766, o que indica que aproximadamente 98% do ganho bifacial obtido nestes sistemas é explicado pelo ganho de irradiância 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 irradiância traseira.

Tabela 3 - Resultados da análise de ganhos bifaciais

Cenário	Usina bifacial fixa (Cenário 3)	Usina bifacial móvel (Cenário 4)
Ganho bifacial	6,3%	5,5%
Ganho de irradiância traseira	6,7%	5,7%
Coefficiente de correlação ( $\rho$ )	0,9882	0,9339
Coefficiente de determinação (R2)	0,9766	0,8722

A menor correlação entre o ganho bifacial e o ganho de irradiância traseira nos sistemas com rastreamento é explicada pelo fato da parcela de irradiância solar que atinge o solo atrás dos módulos ser menor em sistemas rastreados do que em sistemas fixos, devido ao próprio movimento realizado pelos dispositivos de rastreamento. Segundo o SAM, o sistema bifacial fixo recebeu 9,5% (197 kWh/m<sup>2</sup>) de irradiância solar em sua face traseira, enquanto o sistema bifacial móvel recebeu 8,5% (168 kWh/m<sup>2</sup>). O rastreador permite que o módulo capture uma proporção maior de irradiância direta em seu lado frontal, no entanto, torna a influência da superfície traseira menos significativa.

### 3.2 Análise de sensibilidade

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 (HUTCHINS, 2020).

A Figura 5 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 20%, a produção anual de energia das usinas atingiria 41,36 GWh e 44,33 GWh no sistema fixo e móvel, respectivamente, atingindo um ganho bifacial de 6,3% no sistema fixo e 5,5% no sistema móvel. Em superfícies com maior refletividade, como 55%, a produção anual das usinas aumentaria para 45,75 GWh e 48,01 GWh no sistema fixo e móvel, respectivamente. Esse aumento representa um ganho de bifacial de 15,3% para a usina de inclinação fixa e 11,7% para a usina móvel. Para albedo muito altos alcançados somente em superfícies brancas, como 70%, a produção anual de energia das usinas atingiria 47,59 GWh e 50,68 GWh no sistema fixo e móvel, atingindo um ganho bifacial de 18,6% e 16% respectivamente.

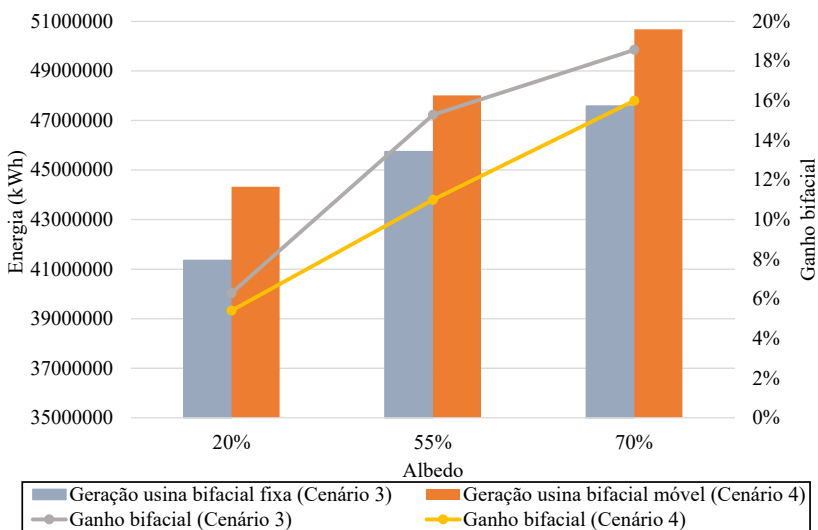


Figura 5 - influência do albedo na produção anual de energia e no ganho bifacial

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 Figura 5, o

albedo tem efeito linearmente positivo sobre a produção de energia das usinas. Da mesma forma, o ganho bifacial também exhibe o crescimento linear. A análise estatística da influência do albedo na produção anual de energia está apresentada na Tabela 4. Os coeficientes de Pearson indicam uma correlação positiva muito forte entre os parâmetros para todas as condições de albedo. Assim como os coeficientes de determinação, que se aproximam de 1. Através desses resultados pode-se concluir que o albedo é o fator determinante para produção de energia bifacial, o que significa que, quanto maior a refletividade do solo melhor será o desempenho bifacial das usinas.

Tabela 4 - Resultados da análise estatística da influência do albedo na produção anual de energia

Cenário	Usina monofacial móvel (Cenário 2)	Usina bifacial móvel (Cenário 4)
Coefficiente de correlação ( $\rho$ )	0,9999	0,9999
Coefficiente de determinação ( $R^2$ )	0,9999	0,9998

Aumentar a altura de instalação dos módulos bifaciais também influencia o desempenho do sistema (WANG et al., 2019). 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 Figura 6 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 Figura 6 (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 Figura 6 (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 Figura 6 (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%.

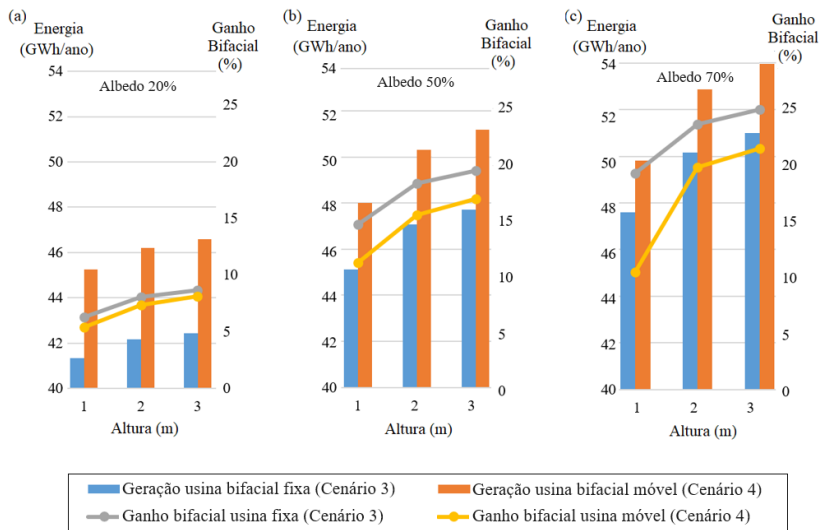


Figura 6 - Influência da altura sobre a produção anual de energia e o ganho bifacial em diferentes condições (a) albedo de 20%, (b) albedo 50% e (c) albedo 70%

Os resultados obtidos na análise estatística indicaram para superfícies de baixo albedo, 20%, coeficientes de Pearson resultantes em 0,9630 e 0,9696 para usinas fixas e móveis, respectivamente. Para superfícies de alto albedo, 50%, os coeficientes de Pearson resultaram em 0,9601 e 0,9665 para usinas fixas e móveis, respectivamente. E para superfícies com albedo muito alto, 70%, os coeficientes de Pearson resultaram em 0,9585 e 0,9641 para usinas fixas e móveis, respectivamente. Analisando esses resultados, apresentados na Tabela 5, pode-se verificar uma correlação positiva muito forte entre os parâmetros, o que indica que alturas maiores de instalação são mais favoráveis ao processo de produção de energia. No entanto, os coeficientes de determinação calculados para esse parâmetro são menores que os observados para o albedo, assim, pode-se concluir que 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.

Tabela 5 - Resultados da análise estatística da influência da altura sobre a produção anual de energia para diferentes condições de albedo

Albedo	20%		50%		70%	
Cenário	3	4	3	4	3	4
Coefficiente de correlação ( $\rho$ )	0,9630	0,9696	0,9601	0,9665	0,9685	0,9641
Coefficiente de determinação ( $R^2$ )	0,9273	0,9401	0,9218	0,9341	0,9187	0,9296

A Figura 7 apresenta a influência da altura de instalação sobre a produtividade da usina bifacial fixa (Cenário 3) para diferentes superfícies. Os resultados obtidos através dessa análise demonstraram que, para 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 na linha azul da Figura 7, referente a 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

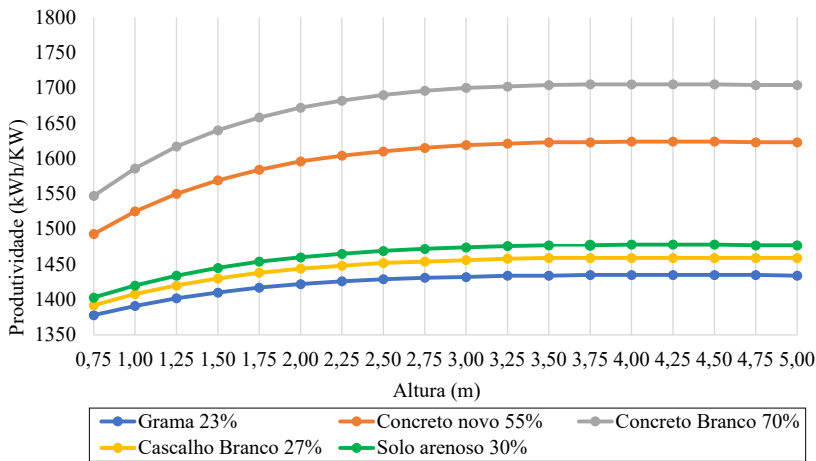


Figura 7- Influência da altura de instalação sobre a produtividade em diferentes superfícies (Cenário 3)

O corte de elevação onde a produção de módulos bifaciais começa a saturar é valioso para instaladores minimizarem custos de ins-



talação, preservando o rendimento suficiente de eletricidade. Analisando a Figura 7, é possível verificar que em superfícies com baixo albedo, entre 20% e 30%, como é o caso da grama, cascalho branco e solo arenoso, o efeito de saturação é observado entre 2,5 e 2,75 metros, sendo essa a faixa ótima de altura de instalação. Nestas superfícies, aumentar a altura de instalação dos módulos de 1 para 2,5 metros (altura ótima), 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, sendo essa a faixa ótima de altura de instalação. Nestas superfícies, elevar a altura dos módulos de 1 para 2,75 metros (altura ótima), aumentaria a geração anual de energia em 6%.

O albedo mais alto aumenta a contribuição da irradiância 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, por isso a faixa de altura ótima de instalação é maior para superfícies com maiores albedos. A análise estatística entre esses parâmetros está apresentada na Tabela 6, onde é possível verificar uma correlação positiva forte entre a altura de instalação e a produtividade da usina, para todas as superfícies estudadas. Os resultados indicaram que cerca de 70% da variabilidade da produtividade da usina é explicada pela elevação dos módulos também para todas as superfícies.

Tabela 6 - Resultados da análise estatística da influência da altura de instalação sobre a produtividade da usina para diferentes superfícies

Superfície/albedo	Grama (23%)	Cascalho branco (27%)	Solo arenoso (30%)	Concreto novo (55%)	Concreto branco (70%)
Coefficiente de correlação ( $\rho$ )	0,8459	0,8488	0,8514	0,8349	0,8488
Coefficiente de determinação ( $R^2$ )	0,7156	0,7204	0,7248	0,6970	0,7068

Para verificar a otimização atingida com a modificação do albedo do solo e a elevação dos módulos, extraiu-se do SAM os valores referentes a interceptação de irradiância traseira (IT) nos módulos e seus respectivos ganhos bifaciais (GB) para usinas fixas e móveis. Os resultados dessa análise estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Ganhos bifaciais ( $G_B$ ) e os ganhos de irradiância traseira ( $G_{IT}$ ) para usinas fixas e móveis em diferentes condições de albedo e altura de instalação

Condições/modificações		Usina bifacial fixa (Cenário 3)		Usina bifacial móvel (Cenário 4)	
Albedo	Altura (m)	$G_B$	$G_{IT}$	$G_B$	$G_{IT}$
20% (Grama)	1	6,3%	9,5%	5,5%	8,2%
20% (Grama)	2,5	8,4%	13,2%	7,9%	12,0%
55% (Concreto novo)	1	15,3%	25,6%	11,7%	18,5%
55% (Concreto novo)	2,5	20%	36,1%	17,4%	30,3%
70% (Concreto branco)	1	18,6%	32,5%	16%	23,1%
70% (Concreto branco)	2,75	24%	45%	21%	38%

Considerando a superfície padrão das simulações, com albedo de 20%, na hipótese de submeter à usina a reformas e elevar a altura de instalação dos módulos de 1 para 2,5 metros, altura ótima para este valor de albedo, o ganho bifacial médio anual seria aumentado de 6,3% para 8,4%, maximizando a interceptação de irradiância traseira de 9,5% para 13,2%. No sistema móvel essa modificação maximizaria o ganho médio anual bifacial de 5,5% para 7,9% e aumentaria de 8,2% para 12,0% a interceptação de irradiância traseira.

Por outro lado, desconsiderar a elevação dos módulos, mantendo-os a 1 metro do chão, e aumentar a refletividade do solo a níveis de 55%, como por exemplo, pelo seu revestimento com concreto novo, aumentaria o ganho bifacial anual da usina de inclinação fixa de 6,3% para 15,3%. Com o aumento do albedo a captação de irradiância traseira saltaria de 9,5% para 25,6%. Para a usina móvel, essa mesma modificação elevaria a o ganho bifacial de 5,5% para 11,7% e a captação da irradiância traseira aumentaria de 8,15% para 18,5%. Caso esse concreto fosse pintado de branco (albedo 70%) visando aumentar ainda mais sua refletividade, o ganho bifacial nas usinas fixas seria elevado de 6,3% para 18,6%, com 32,5% de captação de irradiância traseira. Nas usinas móveis o ganho bifacial aumentaria de 5,5% para 16% com 23,1% de captação de irradiância traseira.

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 comprova que o albedo é o parâmetro mais significativo no desempenho bifacial. No entanto, o aumento da altura de instalação também reflete, em menor escala, uma melhora no rendimento energético anual dos sistemas.

Assim, 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 concre-

to, modificando o albedo para 55% e se elevasse a altura de instalação dos módulos de 1 para 2,75 metros, altura ótima de instalação, no sistema fixo o ganho médio anual bifacial saltaria para 20% e a interceptação de irradiância traseira para 36,1%, já no sistema móvel essas modificações refletiram um aumento do ganho bifacial para 17,4% e o interceptação de irradiância traseira para 30,3%. Pintando esse concreto de branco e elevando ainda mais a altura de instalação, de 1 para 2,75 metros, os ganhos médios anuais bifaciais e a captação de irradiância traseira atingiriam 24% e 45%, respectivamente, no sistema de inclinação fixa. No sistema móvel seria alcançado um ganho bifacial de 21% e uma captação de irradiância traseira de 38%.

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

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 6,3% e 5,5% para sistemas fixos e móveis, respectivamente. Em condições de alto albedo os ganhos podem atingir 15,3% para a usina de inclinação fixa e 11,7% para a usina móvel. E para albedos muito altos os ganhos podem atingir 18,6% 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. 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 7,9% e 8,4%. Sob um albedo de 55%, essa mesma elevação pode produzir ganhos entre 17,4% e 20% e em condições de albedo de 70 % esses ganhos podem variar entre 21 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 ape-

nas 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.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHEN, M. et al. Improvement of the electricity performance of bifacial PV module applied on the building envelope. *Energy Build*, Vol. 238, 2021.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, CRESESB, 2004.

DIAS, L. D.; RAMPINELLI, A. G. Modelagem, simulação e análise de desempenho de uma planta solar com módulos mono e bifaciais em distintos tipos de solo. *Revista Brasileira de Energia | Vol. 29, Nº 4, 4º Trimestre de 2023.*

GANESAN, K.; PRINCE WINSTON, D.; SUGUMAR, S.; JEGAN, S. Performance analysis of n-type PERT bifacial solar PV module under diverse albedo conditions. *Solar Energy*, Vol. 252, pág. 81-90, 2023.

GREENER. Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2021 – Mercado Livre e Regulado, 2021. 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](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.; GHIZAL, A. E.; CHALH, A.; DE-ROUICH, A. A simple and low-cost active dual-axis solar tracker. *Energy Science & Engineering*, Vol.6, Edição 5, pág. 607-620, 2018.

HUTCHINS, M. The long read: All about albedo. *PV Magazine*, 25 de janeiro de 2020. Disponível em: <https://www.pv-magazine-india.com/2020/01/25/the-long-read-all-about-albedo/>. Acesso em 22 de novembro de 2023.

IEA. 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. Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics. *Nature Energy*, Vol.3, pág. 443–446, 2018.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). System Advisor Model. Disponível: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em 22 de outubro de 2023.

MELO, B. K.; SILVA, K. M.; SILVA, S. L. J.; COSTA, S. T.; VILLALVA, G. 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, 2022.

MME/EPE. Expansão da Geração - Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia: Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019. Brasília: MME/EPE.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico - Boletins da Operação, 2023. 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. Introdução à Probabilidade e à Estatística. Volume I, 4ª edição, Fundação Calouste Gulbenkian, 2010.

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. Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems. *Joule*, Vol. 4, n. 7, p. 1514-1541, 2020.

SIDEK, M. H. M.; AZIS, N.; HASAN, W. Z. W.; AB KADIR, M. Z. A.; SHAFIE, S.; RADZI, M. A. M. Automated positioning dual-axis solar tracking system with precision elevation and azimuth angle control. *Energy*, Vol. 124, pág. 160–170, 2017.

SHOUKRY, I.; LIBAL, J.; KOPECEK, R, et al. Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules. *Energy Procedia*, Vol. 92, pág. 600–608, 2016.

STEIN, J.; REISE, C.; CASTRO, J. B.; FRIESEN, G.; MAUGERI, G.; URREJOLA, E.; RANTA, S. 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.), 2021.

SUN, X.; KHAN, M. R.; DELINE, C. et al. Optimization and performance of bifacial solar modules: a global perspective. *Apply Energy*, Vol. 212, pág. 1601–1610, 2018.

WANG, L.; LIU, F.; YU, S.; QUAN, P.; ZHANG, Z. The Study on Mismatch Losses of the Bifacial PV Modules Due to the Irradiance Nonuniformity on Its Backside Surface. *IEEE J. Photovolt*, vol.10, pág. 135–143, 2019.