

# ANÁLISE DE DESEMPENHO ENERGÉTICO DE UMA PLANTA SOLAR COM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MONO E BIFACIAIS EM DISTINTOS TIPOS DE SOLO

**Douglas Lamas Dias** – douglaslamas@gmail.com

Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade

**Giuliano Arns Rampinelli**

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Energia e Sustentabilidade

**Resumo.** Os sistemas fotovoltaicos apresentam maturidade tecnológica, confiabilidade, competitividade econômica e sustentabilidade. Este artigo apresenta uma análise experimental do desempenho energético de uma planta solar com módulos fotovoltaicos mono e bifaciais em distintos tipos de solo (areia clara, brita branca e brita escura). A planta solar é composta por um sistema fotovoltaico bifacial de potência nominal de 6,36 kWp e por um sistema fotovoltaico monofacial de 5,52 kWp e está localizada no Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). A análise de desempenho energético é baseada em dados medidos e coletados a partir da plataforma de monitoramento da planta solar e do banco de dados de estação meteorológica da rede INMET. O período de análise está compreendido entre fevereiro de 2023 e janeiro de 2024. A partir dos dados meteorológicos da rede INMET, a irradiação solar global mensal no plano inclinado e o índice de cobertura de céu foram determinados para a cidade de Araranguá/SC. A partir dos dados elétricos da planta solar, as produtividades dos arranjos fotovoltaicos, a razão de desempenho e o ganho bifacial dos sistemas fotovoltaicos foram determinados. O sistema fotovoltaico com módulos bifaciais apresentou um desempenho energético superior em relação ao sistema fotovoltaico com módulos monofaciais. O ganho bifacial dos módulos bifaciais em diferentes tipos de solo foi determinado e verificou-se que o ganho bifacial médio foi 9,81%, de 7,34% e de 4,87%, respectivamente, para o solo de areia clara, de brita branca e de brita escura.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica, Sistemas Fotovoltaicos, Módulos Bifaciais.

## 1. INTRODUÇÃO

As emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) oriundas da combustão de energia e processos industriais em 2022 atingiu 36,8 gigatoneladas (Gt), pois houve a reutilização de fontes fósseis para evitar possíveis crises energéticas. Com intuito de evitar essa constante expansão, a utilização de energias renováveis, como solar e eólica, evitaram 465 megatoneladas (Mt) de emissão de CO<sub>2</sub> no setor energético em 2022 (IEA, 2023).

A energia solar fotovoltaica, a partir de materiais e dispositivos semicondutores chamados células fotovoltaicas, converte a energia solar em energia elétrica, sendo essa uma das fontes energéticas mais utilizadas na atualidade. De acordo com a análise do ciclo de vida (LCAs) que avalia os impactos ambientais das tecnologias elétricas ao longo de sua vida útil, a energia solar fotovoltaica produz 43 gramas de dióxido de carbono equivalente por kilowatt-hora (gCO<sub>2</sub>e/kWh), enquanto o gás natural, como uma fonte fóssil, produz 840 gCO<sub>2</sub>e/kWh. (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021).

A geração de energia elétrica, em âmbito mundial, a partir de sistemas e usinas fotovoltaicas atingiu 1300 terawatt-hora (TWh) em 2022 (IEA, 2023). No Brasil, até 2023, foram alcançados mais de 33 gigawatt (GW) de capacidade instalada de sistemas e usinas fotovoltaicas, representando 15% na matriz elétrica (ABSOLAR, 2023).

A partir de processos de desenvolvimento e inovação, novas tecnologias foram surgindo, como a tecnologia de módulos fotovoltaicos bifaciais que aproveita a radiação solar global que é a soma da radiação direta mais a radiação difusa na sua parte frontal, mas também absorve a radiação solar refletida no solo, conhecida como albedo, na parte traseira da placa. Isso diferencia os módulos bifaciais dos módulos convencionais chamados de monofaciais, que absorvem apenas radiação solar na parte frontal. Essa diferença de configuração gera o ganho bifacial que é a fração adicional de energia dos módulos bifaciais em relação aos monofaciais (IEA Photovoltaic Power Systems Programme, 2021). Em termos históricos, é previsto que essa tecnologia represente 60% do mercado mundial em 2029, enquanto em 2018 representava apenas 10% do mercado (Delline *et al.*, 2019).

Por se tratar de uma tecnologia relativamente nova, em termos comerciais, no mercado global e nacional, estudos ainda estão em desenvolvimento em várias partes do mundo para avaliar e comparar os módulos fotovoltaicos bifaciais com os módulos monofaciais, realizando análises experimentais e empíricas.

Um estudo de comparação entre módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais foi realizado por Jorge *et al.* (2002) no qual dois módulos bifaciais na vertical foram comparados com quatro módulos monofaciais com ângulos de 30° com ambos os módulos de 26 W, no Japão, com aproximadamente um ano de medições. Os resultados encontrados

demonstraram que a energia gerada pelos módulos bifaciais foi superior a 90% em relação aos módulos monofaciais com ângulo de 30° e mais de 100% superior para os módulos monofaciais verticais.

Yakubu *et al.* (2023) realizaram uma comparação entre sistemas fotovoltaicos bifaciais e monofaciais em terra e em água, integrados a uma usina hidrelétrica de 404 megawatts (MW) localizada em Gana. O estudo envolveu a modelagem no software SAM, comparando um sistema bifacial terrestre de 50 MW com um sistema fotovoltaico flutuante de 1 MW, ambos sendo comparados com sistemas fotovoltaicos monofaciais de mesma capacidade de geração elétrica. Os resultados mostraram ganhos bifaciais de 4,57% e 2,51% para os sistemas fotovoltaicos flutuantes e terrestres, respectivamente.

Alam *et al.* (2023) conduziram um estudo em Edimburgo, no período de 2021 a 2022, comparando o desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais. O estudo levou em consideração diferentes tipos de solo, incluindo concreto, seixos brancos, telhas brancas e superfícies de solo, com ângulo de inclinação de 45°, e alturas de montagem de 1 metro e 0,5 metros. Os resultados da análise revelaram que o ganho bifacial variou conforme os tipos de solo. No caso do solo com telhas brancas, o ganho variou de 14,3% a 25%, demonstrando o melhor desempenho. Já o solo de concreto apresentou variações de ganho entre 2,4% e 18,6%.

Mahmood *et al.* (2023) conduziram uma pesquisa experimental para avaliar o impacto do revestimento de dióxido de titânio (TiO<sub>2</sub>) em telhados frios no solo, com o objetivo de refletir a radiação solar de volta à atmosfera em sistemas fotovoltaicos mono e bifaciais com um ângulo de inclinação de 34° no Paquistão. Foi observado que os módulos com revestimento apresentaram uma redução na temperatura, e o ganho bifacial variou de 10% a 21%.

Por outro lado, Johnson *et al.* (2023) realizaram um experimento com três módulos bifaciais e um módulo monofacial de 200 watts pico (Wp) na Índia. Comparou-se os resultados com um modelo óptico chamado "fator de visão," que utiliza a regra Cross-string para estimar a potência de saída e o ganho bifacial de uma grande usina fotovoltaica bifacial em campo. Os resultados do ganho bifacial obtidos no experimento e no modelo variaram em 2,44%. Os ganhos bifaciais foram de 30% no início da manhã e no final da tarde, enquanto atingiram 15% ao meio-dia.

O objetivo do presente trabalho é medir e analisar experimentalmente o desempenho energético de uma planta solar fotovoltaica composta por módulos monofaciais e bifaciais em três tipos de solo: areia clara, brita escura e brita branca. O trabalho contempla a medição, quantificação e a análise do ganho bifacial dos módulos fotovoltaicos bifaciais em relação aos monofaciais. Para a análise, foram determinados indicadores de desempenho.

## 2. METODOLOGIA

### 2.1 Características da Planta Solar

A planta solar está instalada no Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), na cidade de Araranguá-SC. A planta solar possui 24 módulos fotovoltaicos, sendo composta por um sistema de 12 módulos bifaciais com uma potência nominal de 530 Wp cada e por outro sistema de 12 módulos monofaciais com uma potência nominal de 460 Wp cada. Os módulos monofaciais e bifaciais tem potências diferentes, uma vez que dependem da disponibilidade no mercado. No projeto da planta solar foram utilizados micro inversores que apresentam quatro entradas individuais na parte em corrente contínua. Desta forma, os efeitos de fator de dimensionamento de inversor no desempenho do sistema são mitigados.

Os módulos fotovoltaicos são conectados a seis micro inversores de potência nominal de saída de 2 kW, formando seis subsistemas de quatro módulos fotovoltaicos. Cada micro inversor possui quatro entradas individuais e para cada entrada está conectado um módulo fotovoltaico, formando assim 3 subsistemas com potência nominal de 2,12 kWp com módulos bifaciais e 3 subsistemas com potência nominal de 1,84 kWp com módulos monofaciais. Esta configuração permite a análise individual de desempenho energético dos módulos fotovoltaicos. Dois tipos de subsistemas foram instalados em três diferentes tipos de solo: areia clara, brita escura e brita branca, como mostrado na Fig.1. A configuração e as características elétricas da planta solar estão apresentadas na Tab. 1.



Figura 1 – Planta solar com módulos fotovoltaicos bifaciais e monofaciais.

Tabela 1 – Características da planta solar.

Parâmetro	Unidade	Bifacial	Monofacial
Número de Módulos		12	12
Módulo		JKM525-545M-72HL4	JKM460M-60HL4
Ângulo de inclinação	Grau	20°	20°
Ângulo de azimute		0°N	0°N
Inversor		SUN-2000G	SUN-2000G
Potência dos inversores	kW	6	6
Potência total do sistema fotovoltaico	kW	6,36	5,52

## 2.2 Irradiação Solar Global do Plano Inclinado

Os dados de radiação solar utilizados neste trabalho são provenientes da estação: ARARANGUA A867 que está na plataforma da rede INMET. A irradiância solar global horizontal  $G$  em ( $\text{kJ}\cdot\text{m}^{-2}$ ) foi então convertida para irradiação solar global horizontal  $H$ , pela integralização da irradiância calculada em ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ ). Esses dados abrangem o período entre fevereiro de 2023 e janeiro de 2024. Em seguida, com esses dados foi calculada a irradiação solar global do plano inclinado  $H_i$  em ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ ) considerando o ângulo de inclinação do sistema fotovoltaico analisado, por meio da equação de Stuart Bowden e Christiana Honsberg na Eq. (1) (Bowden; Honsberg, 2019):

$$H_i = \frac{H \sin(\alpha+\beta)}{\sin \alpha} \quad (1)$$

onde  $H_i$  ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ ) representa a irradiação global do plano inclinado,  $H$  ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ ) é a irradiação solar global horizontal,  $\alpha$  é o ângulo de elevação do sol e  $\beta$  é o ângulo de inclinação do módulo, medido a partir da horizontal. O ângulo de elevação  $\alpha$  é calculado utilizando a Eq. (2) (Bowden; Honsberg, 2019):

$$\alpha = 90 - \delta - \phi \quad (2)$$

o ângulo  $\phi$  representa a latitude do local analisado e  $\delta$  é o ângulo de declinação que é calculado como a Eq. (3) (Bowden; Honsberg, 2019):

$$\delta = 23,45^\circ \left[ \frac{360}{365} (284 + d) \right] \quad (3)$$

onde  $d$  é o número de dias do ano.

## 2.3 Índice de Claridade

A frequência de ocorrência de períodos de vários níveis de radiação, por exemplo, de dias bons e ruins é de grande interesse, pois ajuda a determinar a transparência atmosférica geral e a quantidade de radiação solar que pode ser efetivamente utilizada para várias aplicações, como geração de energia solar ou aquecimento. (Duffie e Beckman, 2013) O índice de claridade  $kt$  foi calculado a partir da razão entre a irradiação global do plano inclinado  $H_i$  em ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ ) e a irradiação global extraterrestre  $H$  em ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ ) como apresentado na Eq. (4).

$$kt = \frac{H_i}{H} \quad (4)$$

Os valores de  $kt$  variam de 0 a 1. Para diferenciar e classificar esses valores, eles foram divididos em quatro categorias por Escobedo *et al.* (2009), com uma pequena modificação. Valores de  $kt \leq 0,35$  indicam condição de céu nublado, enquanto valores de  $0,35 < kt \leq 0,65$  indicam condição parcialmente nublada e valores de  $0,65 < kt \leq 1$  indicam condição de céu limpo.

## 2.4 Indicadores de Desempenho

Para a análise de desempenho energético da planta solar, foram determinados indicadores de produtividade e desempenho com base nos estudos de Allouhi *et al.* (2016), Kymakis *et al.* (2009), Congedo *et al.* (2013), IEC 61724-1, (2022). Apesar de não ser possível calcular a produtividade e razão de performance bifacial de acordo com a norma IEC 61724-1, visto que não foi possível medir a irradiação da parte traseira do módulo fotovoltaico bifacial.

A Eq. (5) apresenta a produtividade de referência- $Y_r$  em (kWh.KW<sup>-1</sup>), que é definida como a razão entre a irradiação global do plano inclinado  $H_i$  em (kWh.m<sup>-2</sup>) no período analisado e a irradiância de referência  $G_{i,ref}$  que equivale a (1.000 W.m<sup>-2</sup>) na condição padrão de teste STC.

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \quad (5)$$

A produtividade de arranjo- $Y_A$  em (kWh/kW<sup>-1</sup>), é definida pela razão entre a energia elétrica de corrente contínua  $E_A$  em (kWh) e a potência instalada do sistema analisado  $P_0$  em (kW) na Eq. (6).

$$Y_A = \frac{E_A}{P_0} \quad (6)$$

A partir desta modelagem analítica é possível encontrar o real desempenho do sistema fotovoltaico em converter a energia solar disponível no plano inclinado em energia elétrica, que seria a razão de performance PR em corrente contínua. O indicador é definido como a razão entre a produtividade de arranjo- $Y_A$  e a produtividade de referência ( $Y_r$ ), como apresentado na Eq. (7).

$$PR = \frac{Y_A}{Y_r} \quad (7)$$

Além de verificar o desempenho do sistema fotovoltaico, foi encontrado o ganho bifacial do sistema fotovoltaico bifacial ( $G_B$ ) em relação ao monofacial, por meio da diferença entre a produtividade do sistema bifacial ( $Y_{AB}$ ) e monofacial ( $Y_{AM}$ ) menos um, como visto na Eq. (8).

$$G_B = \frac{Y_{AB}}{Y_{AM}} - 1 \quad (8)$$

## 2.5 Tratamento de Dados

O perfil e comportamento das variáveis elétricas da planta solar foram caracterizados. Os dados foram medidos, coletados, processados e analisados. Os dados foram obtidos a partir do sistema de monitoramento em tempo real que monitora e registra grandezas como tensão elétrica, corrente elétrica, potência elétrica, entre outras variáveis elétricas (Fig. 2).

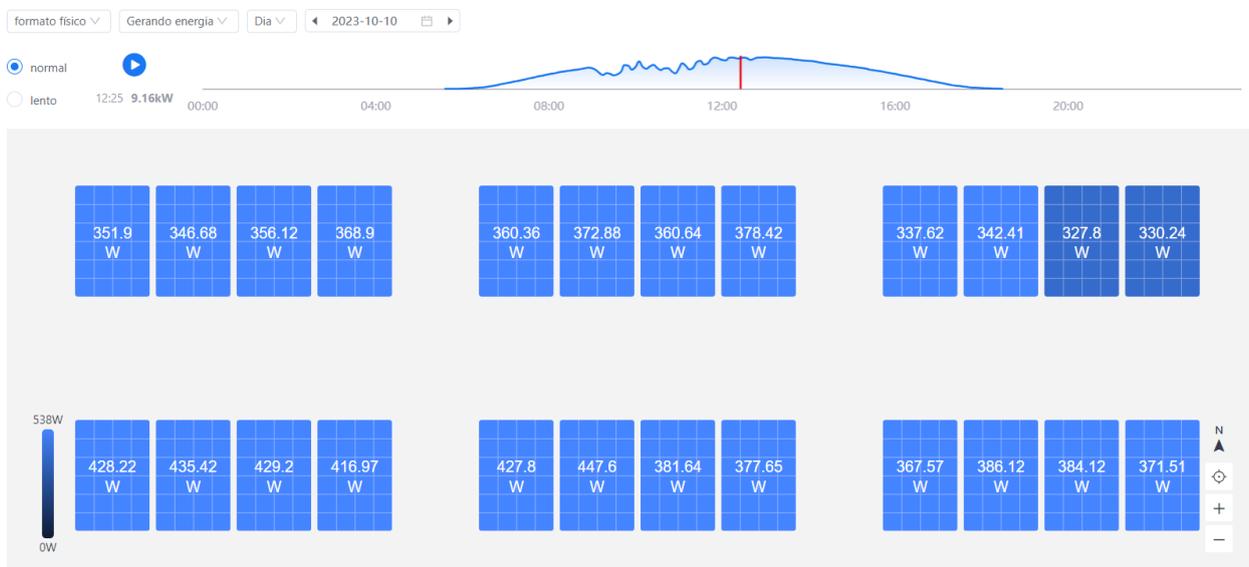


Figura 2 – Plataforma de monitoramento da planta solar.

## 2.6 Albedos dos Distintos Tipos de Solos

O albedo é a relação entre a quantidade de radiação solar refletida pela superfície de um objeto e o total de radiação sobre ele. O albedo depende das características da superfície, tais como temperatura, umidade etc.

Diante desse fator, são necessários instrumentos de medição de radiação solar, como pirômetros, para calcular o albedo dos solos. No entanto, a equipe de pesquisa não possuía esse equipamento.

Assim, foram realizadas pesquisas sobre medições internacionais dos tipos de solo, incluindo brita escura, branca e areia clara. Hays *et al.* (2001) conduziu medições de albedo de diferentes areias de praias ao redor do mundo, incluindo a costa da Austrália, Costa Rica e Estados Unidos. Foi observado que os albedos variaram em uma escala de 0 a 1, representando a refletância, onde 0 indica a pior refletância e 1 a melhor refletância. Os valores variaram de 0,45 a 0,85, demonstrando o potencial desse tipo de solo.

Por outro lado, a pesquisa sobre o solo de brita foi conduzida por Pisello *et al.* (2014) que analisou diferentes tipos de brita com alta refletância e diferentes tamanhos de grãos. Os albedos desses solos foram medidos, com medições de grãos de 22 mm para os maiores e de 4 mm para os menores. Foi observado que os maiores grãos têm um albedo de 0,36, enquanto os menores apresentaram um albedo de 0,44. Por fim, foi feita uma comparação com britas mais comuns, como a brita preta, cujos valores de albedo foram de 0,29.

## 3. RESULTADOS

### 3.1 Análise da Irradiação Solar Global do Plano Inclinado

Para o cálculo da Eq. (5), foi necessário determinar a irradiação solar global mensal no plano inclinado. Esse cálculo foi obtido usando a Eq. (1), que por sua vez utilizou dados de irradiação solar mensal global horizontal do INMET da cidade de Araranguá/SC entre fevereiro de 2023 a janeiro de 2024. Com esses dados e a irradiação solar global mensal no plano inclinado e irradiação extraterrestre mensal, foi possível calcular o índice de claridade conforme a Eq. (4). O objetivo desse processo foi identificar as condições atmosféricas nos meses analisados no presente trabalho.

Os valores obtidos estão apresentados na Fig. 3, onde é possível visualizar a irradiação solar mensal global horizontal em  $\text{kWh.m}^{-2}$ , a irradiação solar mensal global no plano inclinado e o índice de claridade mensal para os meses analisados. É notável que, para o ângulo de inclinação de  $20^\circ$  do sistema fotovoltaico instalado, houve um aumento na irradiação solar mensal do plano inclinado de mais de 3% em fevereiro e mais de 30% em junho. Apenas no mês de janeiro e dezembro, a irradiação solar mensal global horizontal foi 1% superior, com irradiações solares mensais variando de  $108 \text{ kWh.m}^{-2}$  em julho a  $199 \text{ kWh.m}^{-2}$  em janeiro no plano inclinado. Isso demonstra que o sistema fotovoltaico recebe mais irradiação solar, o que melhora o desempenho do sistema fotovoltaico. Com relação às condições de claridade, a média mensal dos meses analisados indicou condições de céu parcialmente nublado ao longo do período. Para os meses de agosto, maio e abril, foram identificadas condições de céu limpo, e houve registro de mês nublado na região durante o mês de outubro.

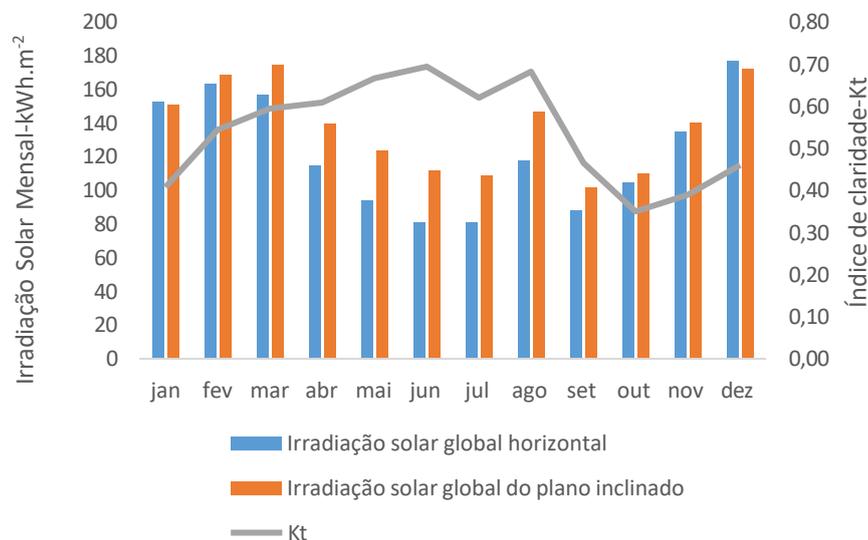


Figura 3 – Irradiação solar mensal global horizontal e do plano inclinado em conjunto com índice do céu claro.

### 3.2 Análise de Desempenho Energético da Planta Solar

Para a análise do desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos que compõem a planta solar, foram considerados os indicadores de desempenho e produtividade apresentados na metodologia. A Fig. 4 apresenta a produtividade em média diária do arranjo fotovoltaico ( $Y_A$ ) dos sistemas com módulos monofaciais e bifaciais durante o período de fevereiro 2023 e janeiro 2024, em função da irradiação solar global no plano inclinado.

Observa-se que o desempenho energético do sistema com módulos bifaciais foi superior em todos os meses analisados em comparação com o desempenho energético do sistema com módulos monofaciais. O valor mínimo de produtividade média diária do arranjo fotovoltaico com módulos bifaciais foi de  $2,34 \text{ kWh.kW}^{-1}$  para o solo com brita escura em outubro/23, enquanto para o arranjo fotovoltaico com módulos monofaciais, a menor produtividade média diária do arranjo foi de  $2,23 \text{ kWh.kW}^{-1}$ , também no solo de brita escura. Os maiores valores de produtividade foram medidos em fevereiro/23, com o bifacial e monofacial para a brita branca, apresentando desempenhos de  $5,6 \text{ kWh.kW}^{-1}$  e  $5,1 \text{ kWh.kW}^{-1}$ , respectivamente.

É notável que os valores de irradiação solar global no plano inclinado influenciam diretamente nos valores de produtividade, com valores mais altos de irradiação solar resultando em produtividades maiores. Além disso, de acordo com os índices de albedo, observa-se que o solo de brita escura apresenta o menor desempenho, enquanto os solos de brita branca e de areia clara, devido à sua maior refletância, proporcionam um melhor desempenho para os módulos bifaciais. A produtividade mensal dos arranjos fotovoltaicos ( $Y_A$ ) é apresentada na Fig. 5 e na Tab 2. É apresentada a produtividade de cada configuração de módulo fotovoltaico em função do tipo de solo.

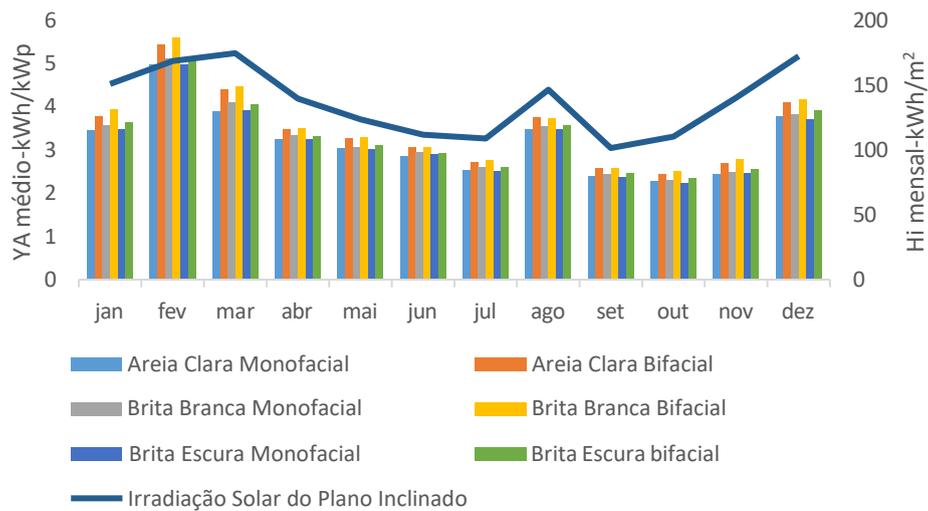


Figura 4 – Produtividade em média diária dos arranjos ( $Y_A$ ) dos sistemas fotovoltaicos.

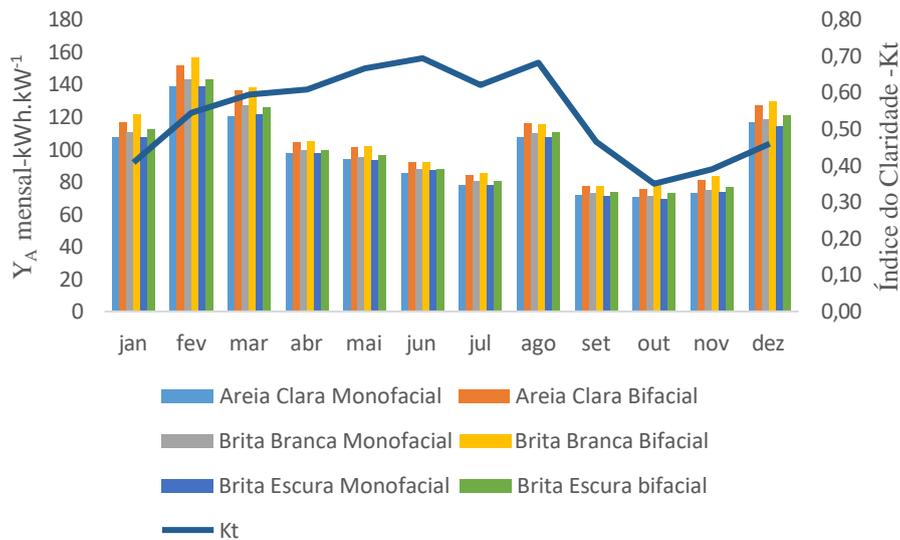


Figura 5 – Produtividade mensal dos arranjos fotovoltaicos ( $Y_A$ ) em diferentes tipos de solo.

Tabela 2 – Produtividade mensal dos arranjos fotovoltaicos ( $Y_A$ ) em kWh.kW<sup>-1</sup>.

	Areia Clara Monofacial	Areia Clara Bifacial	Brita Branca Monofacial	Brita Branca Bifacial	Brita Escura Monofacial	Brita Escura bifacial	Kt
jan/24	107,06	116,53	110,23	121,4	107,34	112,54	0,41
fev/23	138,69	151,74	142,83	156,76	138,88	142,79	0,54
mar/23	120,21	136,11	126,56	137,99	121,2	125,43	0,59
abr/23	97,46	104,23	99,56	104,66	97,19	99,03	0,61
mai/23	93,81	101,25	94,7	101,69	93,29	95,99	0,67
jun/23	85,33	91,96	87,93	91,61	86,96	87,72	0,69
jul/23	77,97	84,01	80,03	85,07	77,56	80,11	0,62
ago/23	107,46	115,97	109,69	115,35	107,43	110,23	0,68
set/23	71,74	77,31	73,09	77,35	70,94	73,49	0,47
out/23	70,3	75,49	70,84	77,6	69,19	72,54	0,35
nov/23	73,08	80,76	74,48	83,15	73,49	76,42	0,39
dez/23	116,61	126,94	118,21	129,22	114,24	120,7	0,46
Média	96,64	105,19	99,01	106,82	96,48	99,75	0,54

Considerando o céu parcialmente nublado com valor kt de 0,54 o mês de fevereiro/23 apresentou o melhor desempenho para os módulos mono e bifaciais com valores de produtividade entre 138 kWh.kW<sup>-1</sup> e 143 kWh.kW<sup>-1</sup> para módulos monofaciais e valores de produtividade entre 143 kWh.kW<sup>-1</sup> e 156 kWh.kW<sup>-1</sup> para os módulos bifaciais. Os menores valores de produtividade, foram verificados no mês de outubro/23, com valores de 70 kWh.kW<sup>-1</sup> para os módulos monofaciais e máximos de 75 kWh.kW<sup>-1</sup> para os módulos bifaciais.

Na Fig. 6, está representada a razão de desempenho, que indica a porcentagem de energia obtida em relação à energia teoricamente disponível. Os resultados de produtividade do sistema mensal  $Y_A$  são comparados com a produtividade de referência mensal  $Y_R$  em função da irradiação solar mensal global no plano inclinado. Os maiores valores de PR foram determinados nos meses de setembro e fevereiro, com valores de 91% e 90%, respectivamente, para a areia clara; valores de 91% e 87%, respectivamente, para a brita branca; e valores de 87% e 85% para a brita escura, considerando módulos bifaciais. Isso demonstra que o desempenho energético foi maior nos melhores meses, o que pode ter ocorrido devido à contribuição do albedo do solo para uma maior refletância da irradiação solar. Já nos outros meses, as médias são similares, considerando todos os tipos de solos considerados no estudo. A menor média foi de 54% em novembro/23, e a maior média foi de 86% em fevereiro/23. Vale destacar que para este indicador, razão de performance, os dados de irradiação solar são provenientes da estação meteorológica da rede INMET da cidade de Araranguá/SC.

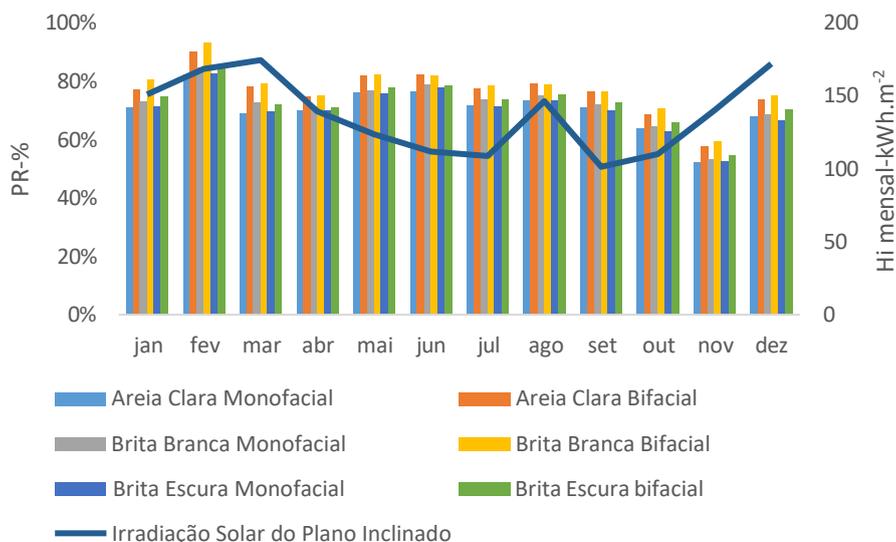


Figura 6 – Razão de performance-PR dos arranjos fotovoltaicos em cada tipo de solo.

Por fim, o ganho bifacial de cada sistema com módulo bifacial em função dos distintos tipos de solos foi determinado. Esse ganho representa a diferença de energia elétrica dos sistemas com módulos bifaciais em relação aos sistemas com módulos monofaciais (Fig. 7 e na Tab 3). Foi medido e determinado que há ganho bifacial em todos os meses analisados no escopo deste trabalho, com valores médios nos meses analisados, entre fevereiro/23 e janeiro de 2024, de ganho bifacial de 9,81% para o solo com areia clara, ganho bifacial de 8,34% para o solo com brita branca e ganho bifacial de 4,87% para o solo com brita escura. É possível identificar que os valores de ganho bifacial dos módulos fotovoltaicos que estão no solo de areia clara são superiores na maioria dos meses. Apenas nos meses de jan/24 e fev/23 foi verificado melhor desempenho dos módulos fotovoltaicos que estão no solo de brita branca. É possível identificar que os melhores meses de ganho bifacial dos arranjos fotovoltaicos foram os meses de primavera e verão.

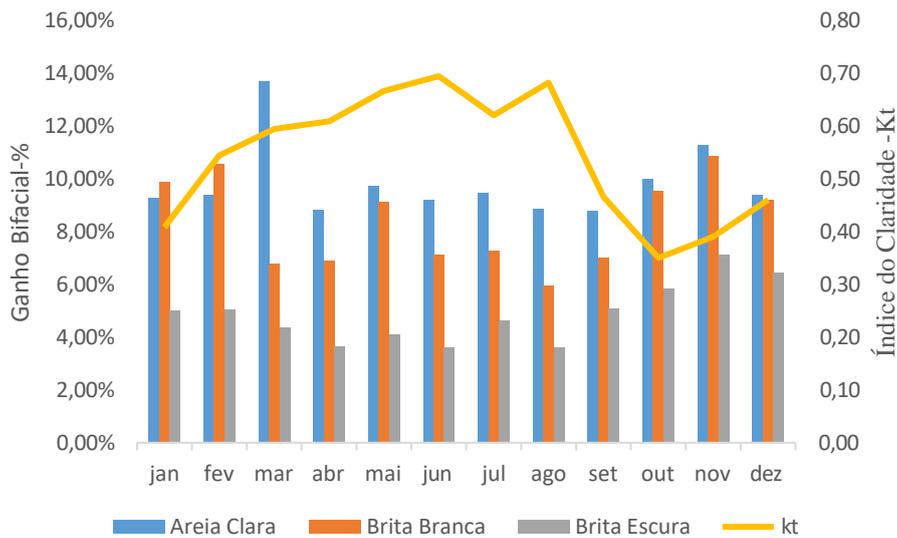


Figura 7 – Ganho Bifacial médio dos arranjos fotovoltaicos em diferentes tipos de solo.

Tabela 3 – Ganho bifacial médio em função do tipo de solo do sistema fotovoltaico.

Mês	Areia Clara	Brita Branca	Brita Escura	Kt
jan/24	9,26%	9,86%	5,01%	0,41
fev/23	9,38%	10,55%	5,03%	0,54
mar/23	13,69%	6,79%	4,34%	0,59
abr/23	8,81%	6,90%	3,65%	0,61
mai/23	9,73%	9,12%	4,10%	0,67
jun/23	9,2%	7,12%	3,59%	0,69
jul/23	9,44%	7,27%	4,64%	0,62
ago/23	8,85%	5,95%	3,62%	0,68
set/23	8,78%	6,99%	5,09%	0,47
out/23	9,99%	9,55%	5,81%	0,35
nov/23	11,27%	10,86%	7,11%	0,39
dez/23	9,39%	9,18%	6,44%	0,46
Média	9,81%	8,34%	4,87%	0,54

#### 4. CONCLUSÃO

A transição energética é uma das estratégias para a mitigação das mudanças climáticas, umas das agendas mais desafiadoras da sociedade contemporânea. As energias renováveis destacam-se no cenário do desenvolvimento sustentável e são protagonistas da transição energética. Os sistemas fotovoltaicos apresentam maturidade tecnológica, confiabilidade, competitividade econômica e sustentabilidade. Os módulos fotovoltaicos bifaciais destacam-se como uma alternativa competitiva técnica e economicamente para sistemas instalados em solo.

Este artigo científico apresentou uma análise experimental preliminar do desempenho energético de uma planta solar com módulos fotovoltaicos mono e bifaciais em distintos tipos de solo (areia clara, brita branca e brita escura). A planta solar é composta por um sistema fotovoltaico bifacial de potência nominal de 6,36 kWp e por um sistema fotovoltaico monofacial de 5,52 kWp e está localizada no Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

A análise preliminar de desempenho energético foi baseada em dados medidos e coletados a partir da plataforma de monitoramento da planta solar e no banco de dados de estação meteorológica da rede INMET. O período de análise foi compreendido entre fevereiro de 2023 e janeiro de 2024. A partir dos dados meteorológicos da rede INMET, a irradiação solar global mensal no plano inclinado e o índice de claridade de céu foram determinados para a cidade de Araranguá/SC no período de análise. A partir dos dados elétricos da planta solar, as produtividades dos arranjos fotovoltaicos, as produtividades dos sistemas fotovoltaicos, a razão de desempenho e o ganho bifacial dos sistemas fotovoltaicos foram determinados.

O sistema fotovoltaico com módulos bifaciais apresentou um desempenho energético superior em relação ao sistema fotovoltaico com módulos monofaciais. O ganho bifacial dos módulos bifaciais em diferentes tipos de solo foi determinado e verificou-se que o ganho bifacial médio, entre fevereiro e outubro de 2023, foi de 9,81%, de 8,34% e de 4,87%, respectivamente, para o solo de areia clara, de brita branca e de brita escura, demonstrando que os módulos bifaciais apresentam um ganho bifacial que tem relação direta com o albedo do solo.

Por fim, este estudo destaca o impacto positivo de diferentes tipos de solo e da utilização de sistemas fotovoltaicos bifaciais para sistemas instalados em solo. Para trabalhos futuros, o período de análise de desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos mono e bifaciais será ampliado e serão consideradas outras análises, relacionadas à temperatura, aspectos econômicos e ambientais.

#### *Agradecimentos*

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) financiador do projeto de pesquisa, ao Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica (NTEEL) e à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

#### REFERÊNCIAS

- ABSOLAR, 2023. Infográfico ABSOLAR, <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.
- A. Allouhi, R. Saadani, T. Kousksou, R. Saidur, A. Jamil, M. Rahmoune, 2016. Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance, *Energy and Buildings*, Volume 130, Pages 188-201, ISSN 0378-7788, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.08.054>.
- Blasques, L. C. M., Vale, S. B., Pinho, J. T., 2007. Sistema Solar Fotovoltaico para Geração de Eletricidade na Estação Científica Ferreira Penna do Museu Paraense Emílio Goeldi, Caxiuana – Pará, I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.
- Burger, B., Rüther, R., 2006. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature, *Solar Energy*, vol. 80, n. 1, pp. 32-45.
- Chris Deline, Silvana Ayala Peláez, Bill Marion, Bill Sekulic, Michael Woodhouse, and Josh Stein, 2019. Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction, National Renewable Energy Laboratory (NREL), <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74090.pdf>.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 1991. *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons.
- Emmanuel Kymakis, Sofoklis Kalykakis, Thales M. Papazoglou, 2009. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete, *Energy Conversion and Management*, Volume 50, Issue 3, Pages 433-438, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.12.009>.
- Hays, G.C., Ashworth, J.S., Barnsley, M.J., Broderick, A.C., Emery, D.R., Godley, B.J., Henwood, A. and Jones, E.L. (2001), The importance of sand albedo for the thermal conditions on sea turtle nesting beaches. *Oikos*, 93: 87-94. <https://doi.org/10.1034/j.1600-0706.2001.930109.x>
- IEA (2023). CO2 Emissions in 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>, License: CC BY 4.0.
- IEA (2023), Tracking Clean Energy Progress 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>, Licença: CC BY 4.0.
- IEA Photovoltaic Power Systems Programme, 2021. Bifacial Photovoltaic : Two Sides are Better than One, <https://iea-pvps.org/events/bifacial-photovoltaic-two-sides-are-better-than-one/>.

- João F. Escobedo, Eduardo N. Gomes, Amauri P. Oliveira, Jacyra Soares, Modeling hourly and daily fractions of UV, PAR and NIR to global solar radiation under various sky conditions at Botucatu, Brazil, 2009. Applied Energy, Volume 86, Issue 3, Pages 299-309, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.04.013>.
- Joji Johnson, S. Manikandan, 2023. Experimental study and model development of bifacial photovoltaic power plants for Indian climatic zones, Energy, Volume 284, 128693, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128693>.
- Marzia Alam, Mehreen Saleem Gul, Tariq Muneer, 2023. Performance analysis and comparison between bifacial and monofacial solar photovoltaic at various ground albedo conditions, Renewable Energy Focus, Volume 44, Pages 295-316, ISSN 1755-0084, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.01.005>.
- Mahmood K, Hussain A, Arslan M, Tariq B, 2023. Experimental Investigation of Impact of Cool Roof Coating on Bifacial and Monofacial Photovoltaic Modules. Eng. Proc; 45(1):38. <https://doi.org/10.3390/engproc2023045038>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update, [https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html?qls=QMM\\_12345678.0123456789](https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html?qls=QMM_12345678.0123456789).
- Oliveski, R. C., 2000. Análise Numérica e Experimental dos Campos de Temperatura e Velocidade em Armazenadores Térmicos, Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.
- Pisello AL, Pignatta G, Castaldo VL, Cotana F. Experimental Analysis of Natural Gravel Covering as Cool Roofing and Cool Pavement. Sustainability. 2014; 6(8):4706-4722. <https://doi.org/10.3390/su6084706>.
- P.M. Congedo, M. Malvoni, M. Mele, M.G. De Giorgi, 2013. Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy, Energy Conversion and Management, Volume 68, Pages 1-10, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.12.017>.
- Photovoltaic System Performance–Part 1: Monitoring, 2021, [online] Available: <https://webstore.iec.ch/publication/65561>.
- Rahimat O. Yakubu, David A. Quansah, Lena D. Mensah, Wisdom Ahiataku-Togobo, Peter Acheampong, Muiyiwa S. Adaramola, 2023. Comparison of ground-based and floating solar photovoltaic systems performance based on monofacial and bifacial modules in Ghana., Energy Nexus, 100245, ISSN 2772-4271, <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2023.100245>.
- Solar Energy Technologies Office. Solar Photovoltaic Technology Basics, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-technology-basics>.
- Solar Radiation on a Tilted Surface, 2019. Stuart Bowden e Christiana Honsberg.. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-a-tilted-surface>.
- Silva, Jorge Luiz de Castro e. Estatística e Probabilidade / Jorge Luiz de Castro e Silva, Maria Wilda Fernandes, Rosa Lívia Freitas de Almeida . – 3. ed. – Fortaleza: EdUECE, 2015. 125 p. : il. ; 20,0cm x 25,5cm. (Computação) Inclui bibliografia. ISBN: 978-85-7826-439-0 1. Estatística. 2. Matemática – Probabilidade I. Fernandes, Maria Wilda. II. Almeida, Rosa Lívia de. III. Título. CDD 519
- T. Joge, Y. Eguchi, Y. Imazu, I. Araki, T. Uematsu and K. Matsukuma, "Applications and field tests of bifacial solar modules," Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002., New Orleans, LA, USA, 2002, pp. 1549-1552, doi: 10.1109/PVSC.2002.1190908.

## ENERGY PERFORMANCE ANALYSIS OF A SOLAR PLANT WITH MONO AND BIFACIAL PHOTOVOLTAIC MODULES UNDER DIFFERENT TYPES OF GROUND

**Abstract.** Photovoltaic systems are technologically mature, reliable, economically competitive and sustainable. This paper presents an experimental analysis of the energy performance of a solar plant with mono- and bifacial photovoltaic modules on different types of ground (white sand, white gravel and dark gravel). The solar plant consists of a bifacial photovoltaic system with a nominal power of 6.36 kWp and a monofacial photovoltaic system of 5.52 kWp and is located at the Centre for Science, Technology and Health (CTS) of the Federal University of Santa Catarina (UFSC). The energy performance analysis is based on data measured and collected from the solar plant's monitoring platform and the INMET weather station database. The analysis period runs from February/23 to January/24. Using meteorological data from the INMET, the monthly global solar irradiation on the tilted plane and the clearness index were determined for the city of Araranguá/SC. From the solar plant's electrical data, the yields of the photovoltaic arrays, the performance ratio and the bifacial gain of the photovoltaic systems were determined. The photovoltaic system with bifacial modules showed superior energy performance compared to the photovoltaic system with monofacial modules. The bifacial gain of the bifacial modules on different types of ground was determined and it was found that the average bifacial gain was 9.81%, 8.34% and 4.87% respectively for white sand, white gravel and dark gravel.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy, Photovoltaic Systems, Bifacial Modules.