

ANÁLISE DE DESEMPENHO E SIMULAÇÃO DE MÓDULOS BIFACIAIS INSTALADOS EM ESTRUTURA DE SOLO MODULAR EM ALUMÍNIO

Samuel Argenton Pas – argentonpas@gmail.com

Bruno de Marco – brdemarco@gmail.com

Vinícius Vago Cantú – viniciuszac@gmail.com

Marília Braga – mbraga.ufsc@gmail.com

Anelise Medeiros Pires – anelisepires@gmail.com

Lucas Nascimento – nascimento.ufsc@gmail.com

Ricardo Rütther – ricardo.ruther@ufsc.br

Universidade Federal da Santa Catarina - UFSC

Resumo: O presente trabalho visa realizar um estudo de produtividade e taxa de desempenho de módulos bifaciais instalados em estrutura fixa de solo na cidade de Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O). As análises foram realizadas utilizando dados coletados dos inversores dos sistemas e da estação solarimétrica do laboratório Fotovoltaica-UFSC. Um estudo comparativo entre desempenho medido e simulado utilizando o software PVsyst também é apresentado. Além disso, o trabalho tem como objetivo verificar o desempenho de sistemas instalados no tipo de estrutura utilizada para a fixação dos módulos dos sistemas em questão, denominado pelo fabricante de EcoGround. A estrutura mencionada é modular e de fácil instalação, além de minimizar o uso de alumínio em seu design, contudo, ainda não é convencionalmente adotada no mercado fotovoltaico. Os resultados do estudo apontam que o desempenho final dos sistemas analisados se mostra bastante adequado para o clima local, com uma PR média de 90,9% para o período de um ano analisado. Apesar da inclinação da estrutura selecionada ser padronizada, o sistema apresentou uma produtividade elevada, com média de 1358,6 kWh/kWp.ano para o período avaliado.

Palavras-chave: Módulos bifaciais; simulação de sistemas fotovoltaicos; estruturas de fixação.

1. INTRODUÇÃO

O presente estudo tem como objetivo apresentar uma análise de produtividade (*yield*) e de taxa de desempenho (PR - *Performance Ratio*) de um sistema composto por módulos bifaciais instalados em estrutura denominada de EcoGround, uma solução de rápida instalação fabricada pela empresa IBRAP (indústria brasileira de alumínio e plástico). O estudo visa ainda avaliar o modelo de simulação construído para o sistema em questão através de uma comparação direta entre os resultados obtidos a partir de dados medidos em campo e os resultados de simulação realizada no software PVsyst versão 7.1 a partir de dados ambientais medidos para o mesmo período de avaliação.

A solução EcoGround (Figura 1) visa ser uma estrutura padronizada, compacta, de rápida instalação, e ideal para todos os tipos de terrenos ou superfícies, podendo ser instalada em solo ou em coberturas planas. A fixação das estruturas à superfície pode ser realizada em vigas, estacas ou blocos de concreto, a serem dimensionados de acordo com as características ambientais e climáticas do local de instalação. Segundo o fabricante, a estrutura suporta ventos de até 180 km/h e possui garantia de 20 anos.



Figura 1 - Estrutura EcoGround produzida pela empresa IBRAP.

Por ser uma estrutura padronizada, é importante ressaltar que sistemas que utilizam esta solução nem sempre possuem inclinação otimizada para a sua localidade, sendo que a inclinação da estrutura é sempre de 15°. A utilização de um ângulo fixo e não adaptável à localidade onde é instalado o sistema pode ser vista como uma possível fonte de limitação da geração de energia. Portolan dos Santos e Rütther (2014) avaliaram o impacto do posicionamento dos módulos fotovoltaicos na geração de energia em todas as 27 capitais dos estados brasileiros. O ábaco de irradiação solar apresentado no estudo mencionado aponta que a utilização de um ângulo de 15° para um sistema FV em Florianópolis-SC resulta em uma perda menor que 5% em relação ao valor máximo de irradiação para o local, obtido para uma inclinação ótima de aproximadamente 27°. O ábaco de irradiação solar do estudo de Portolan dos Santos e Rütther (2014) é reproduzido na Figura 2, onde a escala de cores representa a disponibilidade de radiação solar para uma dada orientação em relação ao máximo possível para um plano fixo na localidade. O eixo inferior representa o azimute em que está

posicionado o plano FV, variando de -180° a 180° em relação ao Norte verdadeiro (0°), enquanto o eixo vertical representa a inclinação do plano, de 0° (horizontal) a 90° (vertical). Observa-se que, para a um plano voltado ao norte (azimute de 0°), inclinações entre 5° e 40° apresentam exposição solar de pelo menos 95% da disponibilidade local, mostrando que o ângulo do sistema solar pode ser variado sem perdas significativas para o sistema.

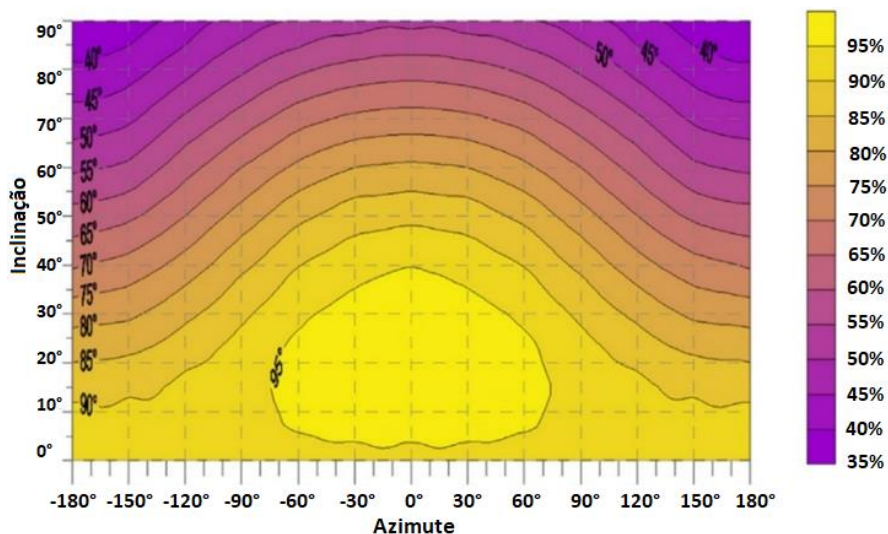


Figura 2 - Ábaco solar da cidade de Florianópolis-SC ($27,4^\circ\text{S}$, $48,4^\circ\text{O}$): disponibilidade de radiação solar para uma dada orientação em relação ao máximo possível para um plano fixo na localidade. Fonte: Portolan dos Santos e Rütther, 2014.

Em função da natureza dos métodos de fixação utilizados para a estrutura EcoGround, é usual que quando aplicada esta solução os módulos fotovoltaicos (FV) fiquem bastante próximos ao chão, uma característica que dificulta a instalação e manutenção do sistema, e pode reduzir a incidência de irradiação na parte de trás dos módulos, diminuindo os ganhos associados à bifacialidade de módulos FV. Esta característica pode ser contornada com o uso de bases para fixação das estruturas elevada em relação à superfície, tendo esta estratégia como contrapontos o possível aumento de custos e a maior carga de vento a ser recebida pela estrutura.

Com relação ao aproveitamento do solo, a estrutura de fixação EcoGround possui um distanciamento fixo entre fileiras pequeno quando comparado com estruturas metálicas tradicionais utilizadas em usinas. O espaçamento pequeno entre fileiras possui impacto pouco significativo no sombreamento entre fileiras em função do baixo ângulo de inclinação da estrutura e seu *layout* com apenas um módulo em paisagem no sentido vertical, o que minimiza a diferença de altura entre o ponto mais baixo e alto das fileiras.

O pequeno distanciamento entre as fileiras permite que em uma área de um hectare ($100\text{ m} \times 100\text{ m}$) seja possível instalar 3087 módulos iguais aos utilizados nesse estudo (potência 375 Wp; largura 992 mm; comprimento 2022 mm), considerando a configuração de fileiras com apenas 1 módulo na vertical, afastadas em um passo de 1,48 m, totalizando 1,16 MWp (considera-se passo como o espaçamento compreendido entre um módulo e o mesmo ponto no módulo da fileira seguinte, conforme é apresentado na Figura 4). Em uma estrutura metálica de solo tradicional, na mesma área seria possível instalar 2772 unidades do mesmo módulo, considerando fileiras com dois módulos na vertical, afastadas em um passo de 7 metros, totalizando 1,04 MWp. Observa-se que no exemplo empregado, o uso da solução EcoGround permite uma densidade de potência instalada 11,4% maior do que estruturas tradicionais.

2. METODOLOGIA

O sistema fotovoltaico analisado no estudo está instalado no laboratório Fotovoltaica-UFSC (www.fotovoltaica.ufsc.br), na cidade de Florianópolis-SC ($27,4^\circ\text{S}$, $48,4^\circ\text{O}$). Os módulos fotovoltaicos estão orientados ao norte, com uma inclinação de 15° . Na Figura 3 é apresentada uma visão panorâmica do laboratório e o posicionamento do sistema analisado é destacado na cor laranja.



Figura 3 - Vista panorâmica do laboratório Fotovoltaica UFSC (a) e imagem do sistema EcoGround (b).

A estrutura utilizada para instalação dos módulos, foco da análise desse trabalho, é construída com perfis de alumínio conformados, em três modelos padronizados, cada um utilizado em um ponto da estrutura, conforme mostra a Figura 4. Os módulos ficam montados nos perfis através de fixadores de alumínio (*clamps*) e parafusos de inox. A estrutura é fixada com parafusos em blocos de concreto individuais, que são apoiados diretamente sobre o solo. Os módulos ficam posicionados em um ângulo de 15° e a uma altura de 0,412 m em relação ao solo e a uma distância horizontal entre si de 581mm, conforme é apresentado na Figura 4. Sobre o solo, diretamente abaixo do sistema, foram adicionadas telhas metálicas de alumínio, com objetivo de aumentar o albedo do solo e prevenir o crescimento de vegetação. O valor de albedo estimado para as telhas metálicas e utilizado como referência para as simulações é 0,85 (PVsyst, 7.1).

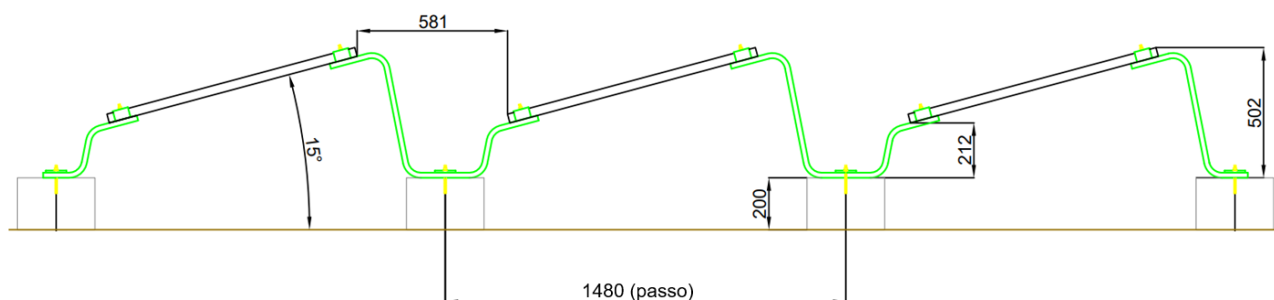


Figura 4 - Vista lateral do sistema EcoGround com dimensões do sistema de fixação apresentadas em milímetros. A distância entre os pontos de fixação é dada em função do parâmetro "L", que denomina a largura do módulo.

O sistema fotovoltaico é composto por 12 módulos bifaciais de 375 Wp, modelo Canadian Solar CS3U-375MB-AG. Os parâmetros elétricos dos módulos são encontrados na Tabela 1. O sistema é subdividido em 3 *strings* com 4 módulos cada. Cada *string* é conectada a um inversor de 1200 W, modelo SMA Sunny Boy 1200, cujas características são apresentadas na Tabela 2. Todos os sistemas possuem configuração elétrica, módulos e inversores idênticos, dessa forma, reduzindo as incertezas associadas às análises.

As grandezas elétricas empregadas na avaliação dos sistemas FV foram adquiridas através de medidores do fabricante Carlo Gavazzi, instalados no lado CC dos sistemas, portanto, não são consideradas as perdas associadas ao inversor nesse processo, reduzindo ainda mais as incertezas. Os dados analisados compreendem o período de agosto de 2020 até julho de 2021 e possuem resolução temporal de 1 minuto. O desempenho das *strings* do sistema foi avaliado de forma individual, de modo a verificar possíveis diferenças no desempenho de módulos instalados na fileira norte (inversor 1), intermediária (inversor 2) e sul (inversor 3) de um sistema EcoGround; dessa maneira, cada *string* com seu inversor configura um sistema independente.

Tabela 1 - Principais características elétricas do módulo Canadian Solar CS3U-375MB-AG para STC (Fonte: Canadian Solar INC., 2015)

CARACTERÍSTICA	VALOR
Máxima Potência	375W
Tensão de Máxima Potência	39,8 V
Corrente de Máxima Potência	9,43 A
Tensão de Circuito Aberto	47,6 V
Corrente de Curto-Circuito	9,93 A
Fator de Bifacialidade	70%
Coefficiente de Temperatura	-0,36% / °C

Tabela 2 - Principais características elétricas do módulo Canadian Solar CS3U-375MB-AG para STC (Fonte: Canadian Solar INC., 2015)

CARACTERÍSTICA	VALOR
Máxima Potência CC	1320 W
Máxima Tensão CC	400 V
Máxima Corrente CC	12,6 A
Máxima Potência CA	1200 W
Tensão de Saída CA	265 V
Máxima Corrente CA	6,1 A
Máxima Eficiência / Eficiência Europeia	92,1% / 90,9%

Para a análise de desempenho do sistema FV, foram utilizados dados de irradiância de uma célula de referência do fabricante IMT modelo Si-02-PT100 instalada com inclinação de 16° na estação solarimétrica do laboratório Fotovoltaica-UFSC (Figura 5). Os dados de irradiância também foram obtidos com uma resolução temporal de 1 minuto. Como já mencionado na seção 1, o sistema EcoGround possui uma inclinação de 15° , contudo, os dados utilizados são para uma inclinação de 16° , resultando em uma pequena incerteza associada a esse fator, mas o erro agregado nesse processo é muito baixo e, portanto, não será levado em consideração. Para as simulações realizadas no *software* PVsyst, foram utilizados dados de irradiância global horizontal de um piranômetro do fabricante Kipp & Zonen modelo SMP22 e dados de temperatura ambiente de um sensor Lufft WS600, ambos também localizados na estação solarimétrica do laboratório Fotovoltaica-UFSC.



Figura 5 - Estação solarimétrica do laboratório Fotovoltaica-UFSC, onde estão localizados os sensores solarimétricos e ambientais cujos dados são utilizados para nas análises apresentadas neste estudo.

2.1 Análise de dados medidos

Em função de elementos construtivos presentes no entorno dos sistemas, se faz necessária uma análise do impacto do sombreamento destes objetos na irradiação recebida pelos sistemas FV. Conforme metodologia descrita em Zomer e Rüther (2017), foi utilizado o *software* Ecotect para calcular e quantificar o sombreamento dos sistemas avaliados, sendo que os resultados dessa análise podem ser encontrados na Figura 6 e na Figura 7. É perceptível que os três sub-sistemas EcoGround, representados pela cor verde claro na Figura 6, são sombreados pelas estruturas e sistemas fotovoltaicos adjacentes. De modo a minimizar o impacto do sombreamento não uniforme de estruturas adjacentes na avaliação da taxa de desempenho dos sistemas, foi aplicado um filtro horário para desconsiderar da análise momentos em que um ou mais dos sub-sistemas estivesse sombreado. Nesse caso, foram utilizados dados apenas dos horários entre 10:00 e 16:00, janela na qual o sombreamento dos sistemas avaliados é nulo ou desprezível em todos os meses do ano, como mostra a Figura 7. A partir da Figura 7a e da Figura 7b, é possível observar que para os meses de junho e julho, meses de inverno nos quais a altitude solar é reduzida, há um sombreamento próximo ao meio dia para os sub-sistemas 1 (norte) e 2 (intermediário), ocasionado pela turbina eólica situada ao norte dos sistemas.

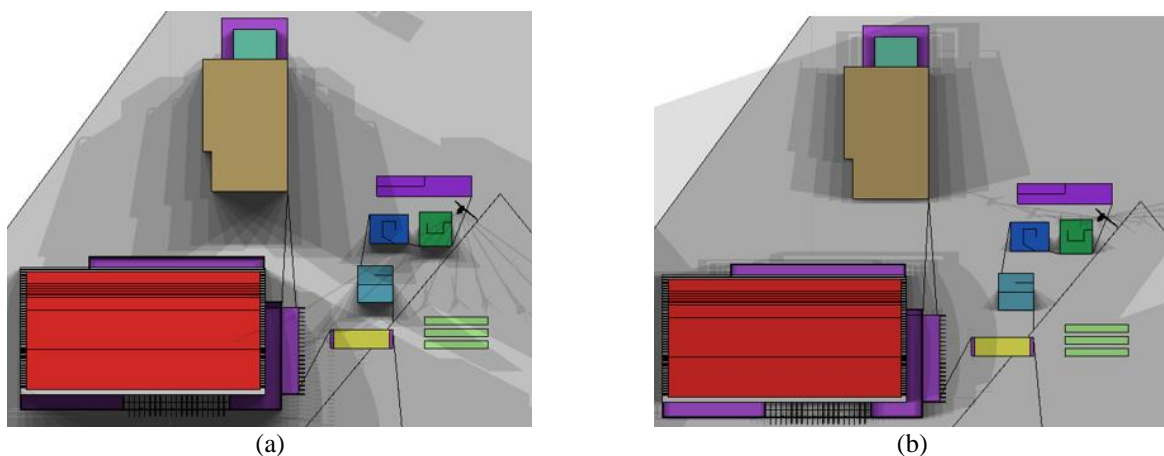


Figura 6 - Modelagem 3D e sombreamento projetado para um dia no mês de junho (a) e um dia no mês de dezembro (b). Modelagem realizada utilizando o *software* Ecotect.

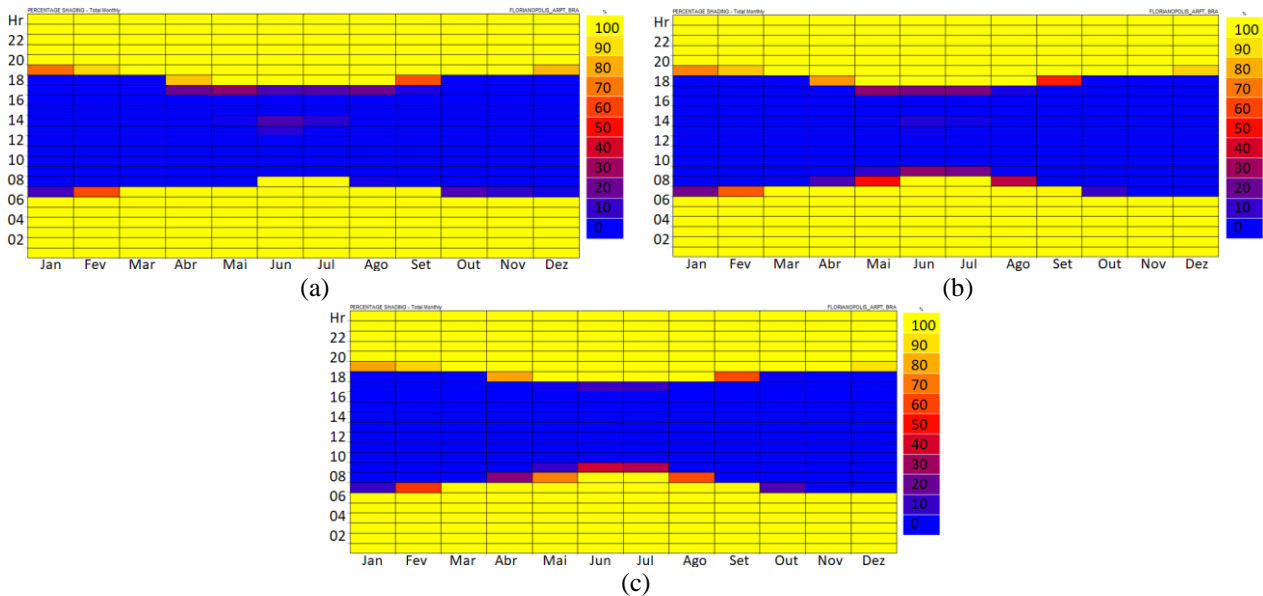


Figura 7 - Horários e percentuais de sombreamento ao longo do ano para os três sub-sistemas avaliados: (a) sub-sistema 1 (norte), (b) sub-sistema 2 (intermediário) e (c) sub-sistema 3 (sul).

Os dados obtidos foram submetidos ainda a um filtro para retirada de dados repetidos e travados, ou seja, no caso em que há mais de um dado para o mesmo horário, só é aceito um deles na análise; e no caso em que o dado subsequente é igual ao anterior, só é aceito um deles. Dessa maneira, busca-se uma análise mais fidedigna, não utilizando dados adquiridos em momentos de falha do sistema de aquisição. Adicionalmente, foi aplicado um filtro para a simultaneidade de dados para cada minuto do período analisado, ou seja, foram considerados válidos apenas minutos nos quais todos os três sub-sistemas e a célula de irradiância de 16° possuíam dados válidos, fazendo com que nenhum sistema apresente desempenho maior que o outro apenas pelo simples fato de um deles não possuir dado. Ao final, para a análise de produtividade foram desconsiderados dias com menos de 75% de dados válidos em relação ao número de pontos de medição esperados para o inversor, e para PR esse número foi de 60% de dados válidos para o inversor e a célula de 16° . A Figura 8 apresenta o percentual de dias válidos em cada mês do período analisado para a análise de produtividade e de PR após a aplicação dos filtros descritos. Foram considerados dados representativos para o mês apenas aqueles calculados com base em ao menos metade dos dias válidos para o respectivo mês. É possível observar na Figura 8 que o mês de outubro de 2020 é marcado com um “*” em função de apresentar menos de 50% de seus dias considerados como válidos de acordo com a metodologia aqui descrita, tanto para a análise de PR, quanto para a análise de produtividade.

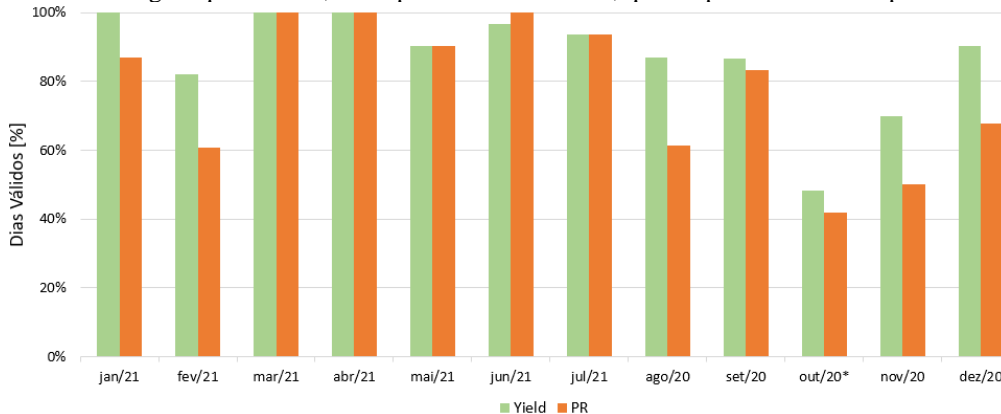


Figura 8 - Percentual de dias válidos para cada mês do período analisado, rótulos marcados com “*” indicam meses com menos de 50% dos dias válidos.

Para quantificar o desempenho dos sistemas, a primeira análise realizada foi a produtividade mensal, segundo a IEC 61724-3:2016 (IEC,2016), temos que ela é dada pela relação entre a energia produzida pelo sistema dentro do período de um mês (E , em kWh) e sua potência nominal (P_{nom} , em kWp), conforme apresentado na Eq. (1). Considerando que os sistemas estão no mesmo local e possuem a mesma orientação, recebendo assim a mesma quantidade de irradiação solar, a produtividade é uma ótima métrica para comparação entre os sistemas. De modo a se obter um valor de produtividade compatível com valores esperados de acordo com estudos realizados anteriormente, para meses incompletos – ou seja, meses com menos de 100% dos dias válidos – a produtividade mensal calculada foi extrapolada através de uma aproximação linear, dividindo-se o valor de produtividade do mês pelo valor percentual de dia válidos do respectivo mês. Apesar da extrapolação, são considerados dados representativos para o mês apenas aqueles calculados a partir de ao menos metade dos dias esperados para aquele mês, conforme apresentado anteriormente. Importante ressaltar que foram

utilizados os dados do dia todo para essa análise, o filtro realizado para retirar os horários de sombreamento, foi aplicado apenas na análise de PR.

$$Yield = \frac{E}{P_{nom}} \quad (1)$$

A segunda análise realizada – cálculo da PR – fornece o percentual de desempenho que corresponde à parcela de energia que foi entregue em relação ao máximo valor possível. A Eq. (2) apresenta o equacionamento para o cálculo da PR, uma relação entre a energia produzida pelo sistema (E , em kWh), a irradiância global de referência (G , padrão de 1000 W/ m²), a potência nominal do sistema (P_{nom} , em kWp) e a irradiação no plano dos módulos (H_{poa} , em kWh/ m²).

$$PR = \frac{E \times G}{P_{nom} \times H_{poa}} \quad (2)$$

2.2 Simulação do sistema

Para a avaliação do modelo de simulação do sistema apresentado, foram realizadas duas simulações para o mesmo sistema. Na primeira simulação, foram considerados como entrada dados de irradiação global horizontal e temperatura ambiente obtidos da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (E. Pereira et al., 2006), com o objetivo de se obter valores previstos de PR e produtividade, calculados a partir de um banco de dados consolidado baseado em série histórica de dados satélite, verificados através de medições em solo. Já na segunda simulação, foram considerados dados ambientais de entrada medidos em campo para o respectivo período de avaliação, obtendo-se a PR e produtividade esperadas com base nas condições reais de operação daquele ano. Em ambas simulações, o período de análise considerado foi o mesmo mencionado na seção anterior (01 de agosto de 2020 até 31 de julho de 2021). As simulações foram divididas em duas variantes cada, referentes às inclinações de 15° (inclinação real do sistema) e 27° (inclinação otimizada para a cidade de Florianópolis-SC). Em ambas as variantes, os parâmetros utilizados para a simulação foram idênticos. A configuração elétrica do sistema de cada variante considerou os três subsistemas em uma única simulação, ou seja, a análise de PR e produtividade será dada para um sistema contendo três inversores, doze módulos e três *strings*.

O modelo 3D utilizado para análise de sombreamento considerou os elementos construtivos que causam sombreamento no sistema e por esta razão os dados utilizados na comparação entre resultados medidos e simulados não são filtrados para horários de sombreamento, pois o mesmo é presente em ambos os cenários (medido e simulado).

A partir da inclusão do modelo 3D do sistema, é possível utilizar o modelo 2D para fileiras ilimitadas para o cálculo de parâmetros relevantes para análise de bifacialidade, sendo que foi considerada uma altura do sistema de 0,41 m em relação ao solo (Figura 4) e um albedo de 0,85, em função do uso de telhas metálicas sob o sistema conforme apresentado anteriormente. Considerando que o *backsheet* deste módulo é transparente, o fator de transparência do sistema foi calculado com base em dados construtivos dos módulos FV, considerando-se a área total do módulo e a área das células FV e da moldura (Canadian Solar inc., 2015), resultando em um valor de 2,6%. O albedo geral do sistema, utilizado para o cálculo da radiação refletida pelo solo e incidente na parte frontal dos módulos FV, foi mantido como 0,20, em função das telhas metálicas estarem localizadas apenas diretamente abaixo dos sistemas, sendo que o entorno ainda é composto por grama (Figura 5).

Para a modelagem térmica do sistema, foram utilizados os valores padrão para um sistema montado sobre estrutura com circulação livre de ar: constante padrão de 29 W/m²K e fator de vento de 0 W/m²K m/s. A perda por degradação induzida pela luz (LID - *Light Induced Degradation*) foi considerada como 2,5%, obtida com base no *datasheet* do fabricante (Canadian Solar inc., 2015). As perdas por sujeira foram consideradas como constantes ao longo do ano, com um valor de 2,0%, pois trata-se de um sistema próximo ao solo, com fácil exposição à sujeira proveniente de vegetação e do entorno. Os demais parâmetros de perda de simulação, não mencionados nesta seção, foram considerados como os valores padrão do *software*.

Conforme mencionado anteriormente, a segunda simulação utilizou como dados medidos em campo para determinar o desempenho esperado do sistema, foram usados dados de irradiância global horizontal do sensor Kipp and Zonen SMP 22 e temperatura ambiente do sensor temp Lufft WS600 medidos da estação solarimétrica. Neste caso também foi aplicado um filtro para retirada de dados repetidos e travados, ou seja, no caso em que há mais de um dado para o mesmo horário, só é aceito um deles na análise; e no caso em que o dado subsequente é igual ao anterior, só é aceito um deles. Os dados foram submetidos ainda a um filtro para a simultaneidade de dados para cada minuto do período analisado, ou seja, foram considerados válidos apenas minutos em que irradiância e temperatura possuíam dados válidos. Ao final, para esta análise foram desconsiderados dias com menos de 60% de dados válidos em relação ao número de pontos de medição esperados para ambos os sensores. A Figura 9 representa o percentual de dias válidos em cada mês do período analisado para a análise de produtividade e de PR, a partir da simulação.

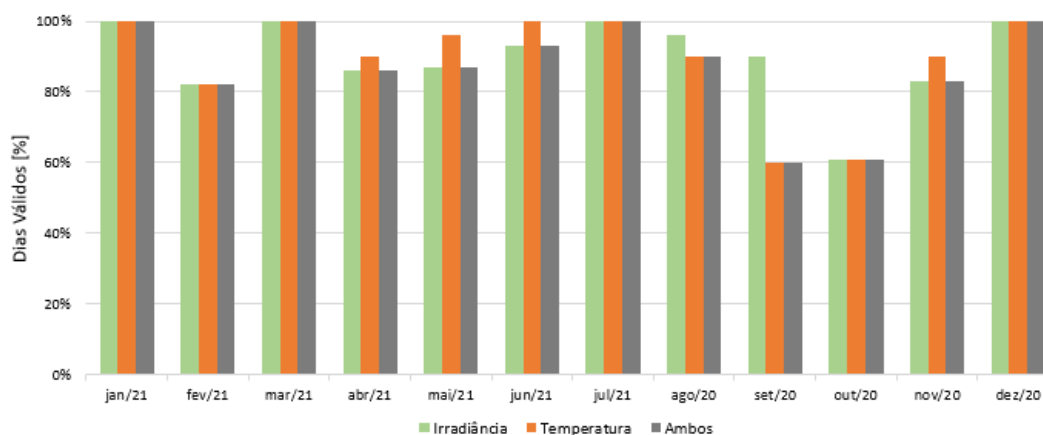


Figura 9 - Percentual de dias válidos para cada mês do período analisado.

3. RESULTADOS OU DISCUSSÕES

3.1 Análise de dados medidos

Utilizando a metodologia já detalhada e a Eq. (1), foram calculados os valores de produtividade para todos os meses do período avaliado, os resultados são apresentados na Figura 10. A irradiação global horizontal média diária, representada no eixo secundário, foi utilizada apenas como um fator de comparação, visto que os dados da célula de 16° instalada no laboratório Fotovoltaica – UFSC (Figura 5), estava apresentando uma quantidade inferior de dados válidos por dia. Para os meses de agosto e novembro a irradiação global horizontal não é apresentada, pois esses meses não atingiram uma quantidade mínima de dados. Apesar do período da análise se iniciar em agosto de 2020 e terminar em julho de 2021, foi optado por apresentar os resultados no formato janeiro a dezembro, de modo a melhor visualizar a sazonalidade. A indicação do ano de origem dos dados de cada mês é feita nos rótulos do eixo x. O valor anual de produtividade para os sistemas foi de 1369,9 kWh/kWp.ano, 1334,7 kWh/kWp.ano, e 1371,1 kWh/kWp.ano, para os subsistemas 1 (norte), 2 (intermediário) e 3 (sul), respectivamente.

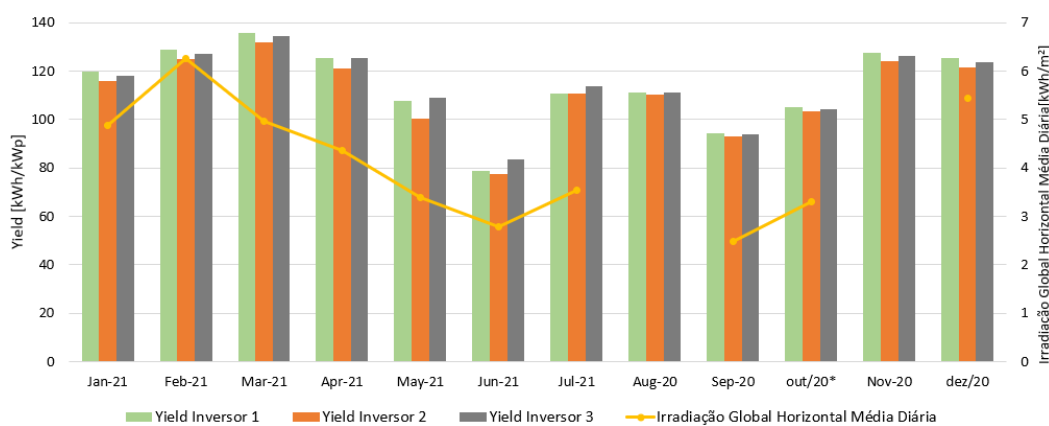


Figura 10 - Produtividade mensal medida para os subsistemas 1 (norte), 2 (intermediário) e 3 (sul) para o período avaliado.

É notório que o mês de junho apresenta uma produtividade expressivamente menor que os demais meses, o que pode ser explicado pelo fato do mês de junho ter sido o período que apresentou mais dias nublados. De acordo com a análise de sombreamento, os subsistemas 1 e 2 são bastante afetados por sombreamento no período das 13:00 hrs até 14:00 hrs (Figura 7) durante o mês de junho e, portanto, espera-se um menor desempenho destes sistemas para este mês. Contudo, nota-se que o sistema 3 também apresentou um desempenho reduzido, o que pode estar atrelado ao fato de que de junho de 2021 foi um mês com dias muito nublados e irradiação muito baixa.

Utilizando a metodologia já detalhada e a Eq. (2), foram calculados os valores de PR para todos os meses do período avaliado, os resultados são apresentados na Figura 11 juntamente com a temperatura ambiente média mensal. Os valores de PR médios anuais foram de 91,5%, 89,6% e 91,5%, para os subsistemas 1 (norte), 2 (intermediário) e 3 (sul), respectivamente. Observa-se que, apesar do sombreamento externo não uniforme afetar de forma mais acentuada o subsistema 1, o subsistema 2 é o que apresenta desempenho inferior, possivelmente em função deste sistema possuir obstrução pela parte da frente (em função da fileira do subsistema 1) e pela parte de trás (em função da fileira do subsistema 3), reduzindo sua irradiação incidente na parte de trás do módulo. É importante destacar que em sistemas de maior porte, a grande maioria das *strings* se encontraria em uma situação similar a apresentada para o subsistema 2, sendo

este valor de PR mais representativo para sistemas utilizando este tipo de configuração de módulo bifacial em estrutura EcoGround com solo de alta refletividade.

Como já mencionado, há um sombreamento significativo no mês de junho e um sombreamento mais ameno no mês de julho para os subsistemas 1 (norte) e 2 (intermediário), sendo que o subsistema mais ao norte é mais afetado por este sombreamento, como pode ser observado na Figura 7. Este sombreamento gera um impacto na taxa de desempenho desses subsistemas para estes meses, sendo que a PR do subsistema 1 é superior à dos demais na maior parte do ano, se tornando inferior apenas nestes dois meses nos quais há sombreamento parcial do sistema, como pode ser observado na Figura 11. A variação abrupta de PR entre os meses de julho e agosto pode estar associada ao fato de que o mês de agosto apresentado (ago/20) é anterior ao mês de julho (jul/21), podendo haver uma redução de PR ao longo do período avaliado em função do acúmulo de sujeira sobre as telhas metalizadas instaladas sob o sistema, reduzindo o albedo das mesmas e, portanto, a PR dos sistemas.

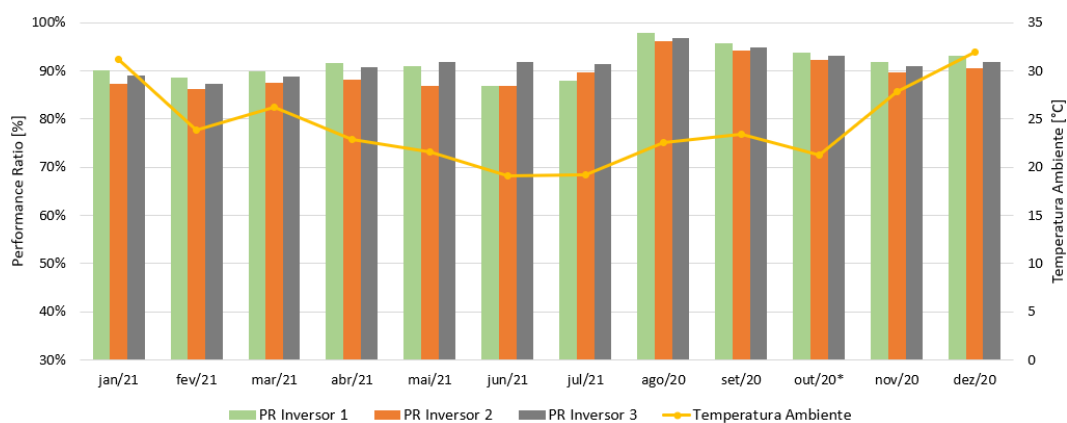


Figura 11 - Taxa de desempenho mensal medida para os subsistemas 1 (norte), 2 (intermediário) e 3 (sul) para o período avaliado.

3.2 Comparação entre resultados previstos, esperados e medidos

Para motivos de comparação e melhor entendimento dos resultados obtidos nas simulações, temos a Figura 12 que apresenta os valores de irradiação média diária medida e prevista e também os valores de temperatura ambiente média medida e prevista.

A partir da simulação do sistema com inclinação de 15°, é possível observar e comparar a produtividade (Figura 13) e a PR (Figura 14) com dados obtidos do Atlas solarimétrico e do piranômetro SMP22, além disso, temos a comparação com os valores medidos. É perceptível que há uma diferença maior na comparação para os meses entre agosto e novembro, onde a produtividade esperada ficou muito abaixo das demais, como pode ser observado na Figura 13. Tal diferença pode ser justificada pela indisponibilidade de dados mais acentuada para esses meses, como pôde ser observado na Figura 9. De modo geral, a irradiação média medida foi maior do que a prevista, isso resulta em valores de produtividade maiores do que as previstas, como pode ser observado na Figura 13. Outros fatores que podem contribuir para esse fato são as incertezas associadas ao coeficiente de albedo, pois sabe-se que houve certa variação de tal coeficiente ao longo do período de análise, devido à sujeira nas telhas de alumínio, por exemplo. Por fim, pode-se citar que estes resultados podem estar associados ao modelo de simulação, uma vez que se trata de um sistema não convencional para módulos bifaciais e relativamente próximo ao solo, tal modelo de simulação pode não ser o mais adequado para a análise.

Analisando os resultados da Figura 14, é possível observar que os resultados obtidos foram muito próximos. O valor de PR prevista (utilizando os dados do Atlas) obteve um resultado maior na grande parte do ano, exceto no mês de agosto, esse resultado pode estar associado ao fato de que nesse mês foi colocado a telha de alumínio embaixo do sistema para resultar em um maior albedo e esse valor foi decaindo com o passar dos meses devido ao acúmulo de sujeira nas telhas de alumínio e opacidade gerada com a exposição a intempéries. Adicionalmente o fato da PR prevista ser superior pode ser decorrente da temperatura média prevista apresentar valores menores do que a temperatura média medida em todo o período analisado, dessa forma, a PR medida apresenta maiores perdas por causa de temperaturas mais elevadas, no entanto, a diferença média entre PR prevista e PR medida foi de cerca de 3%, demonstrando então, que a simulação atingiu um grande nível de representatividade para a situação real.

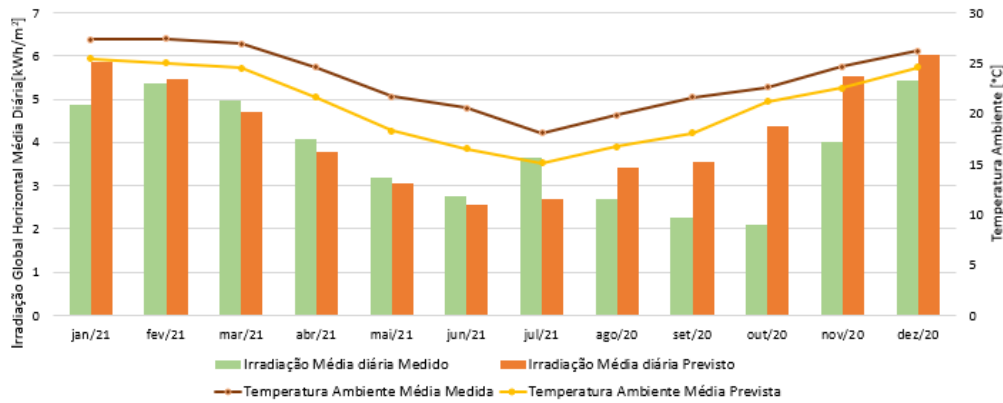


Figura 12 – Comparativo entre irradiação média diária medida e prevista e temperatura ambiente média prevista e medida.

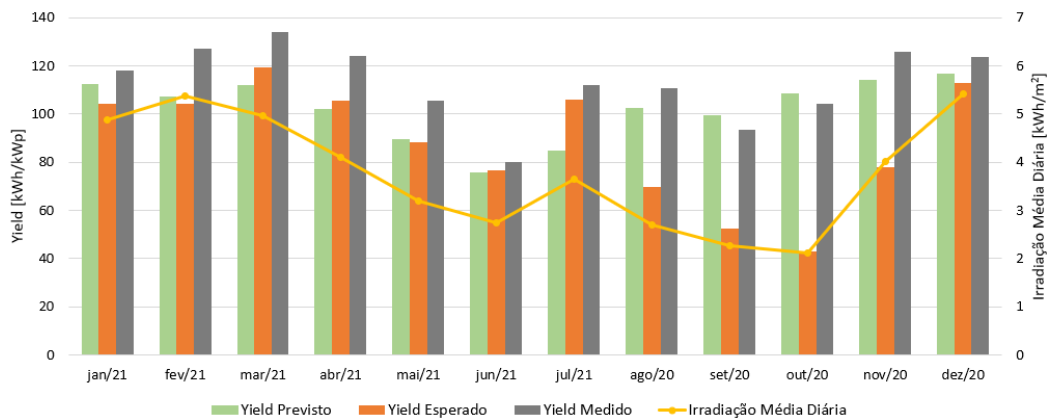


Figura 13 – Comparação entre os resultados de produtividade obtidos a partir da simulação no PVsyst com ângulo de 15° e a produtividade medida.

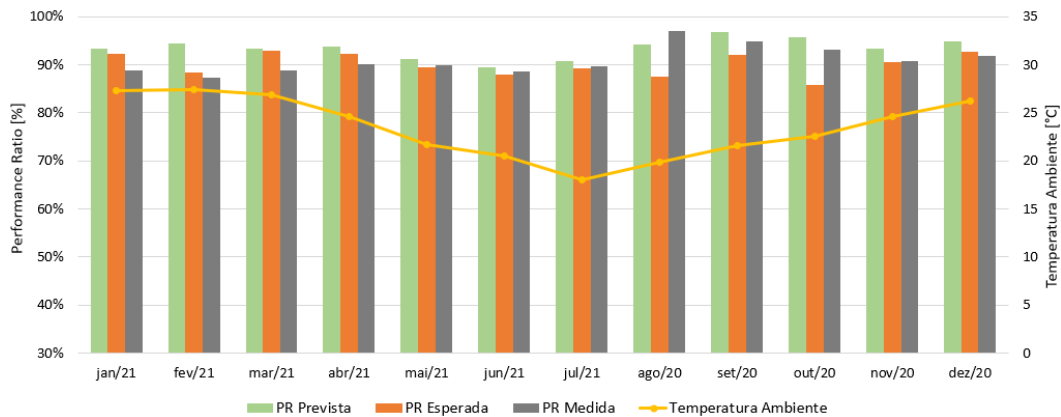


Figura 14 – Comparação entre os resultados de PR obtidos a partir da simulação no PVsyst com ângulo de 15° e a PR medida.

4. CONCLUSÃO

Observando os resultados obtidos utilizando os dados coletados no Laboratório Fotovoltaica – UFSC, é perceptível que a produtividade do sistema se encontra dentro do esperado para a cidade de Florianópolis, desconsiderando o mês de junho pois, como já detalhado, o sistema apresentou uma baixa produtividade resultante de períodos de sombreamento. A produtividade média mensal para o período analisado foi de 113,2 kWh/kWp. Além disso, é perceptível que a PR atingiu altos valores para todos os meses analisados e nas simulações realizadas. Esse alto valor de PR é justificado pela característica bifacial dos módulos analisados, pois, toda a energia produzida pela irradiação refletida nas costas do módulo é um bônus para a geração e, dessa maneira, resulta em um valor de PR maior do que o visto para módulos convencionais.

Para as simulações realizadas foi observada uma produtividade média mensal de 88,3 kWh/kWp (esperada) e 102,1 kWh/kWp (prevista), sendo que a produtividade medida foi de 113,2 kWh/kWp. Em alguns meses foi observada uma diferença significativa entre os valores previsto, esperado e medido. Estas diferenças podem ser justificadas pela indisponibilidade de dados mais acentuada para esses meses que apresentaram grande discrepância. Além disso, de modo

geral, a irradiação média medida foi, de fato, maior do que a prevista, justificando valores de produtividade medidos maiores do que os previstos. Outros fatores que podem contribuir para as discrepâncias nos resultados são as incertezas associadas ao coeficiente de albedo, pois sabe-se que houve certa variação de tal coeficiente ao longo do período de análise, devido à sujeira nas telhas de alumínio ou até mesmo opacidade da telha devido a exposição a intempéries. Por fim, pode-se citar que estes resultados podem estar associados ao modelo de simulação, uma vez que se trata de um sistema não convencional para módulos bifaciais e relativamente próximo ao solo.

Para a PR medida foi obtida uma média de 90,9%, sendo que os valores de PR apresentados pela simulação foram de 90,1% para a PR esperada e de 93,4% para PR prevista. A diferença associada ao valor mais alto da PR prevista pode estar ligada ao fato da temperatura média prevista ser menor que a temperatura média medida, os sistemas fotovoltaicos apresentam maiores perdas quando sujeitos a maiores temperaturas, portanto, justificando o fato da PR prevista ser maior. Contudo, a diferença entre a simulação realizada com os dados do Atlas (PR prevista) apresentou somente cerca de 2,5% de diferença, demonstrando que os resultados obtidos na simulação foram bem próximos da situação real e quando utilizados o valor de PR esperado (utilizou como entrada dados medidos) essa diferença cai para 0,8%.

Por fim, é importante ressaltar que o sistema FV em estrutura EcoGround com módulos bifaciais apresentou um bom desempenho, mostrando que a solução de estrutura metálica avaliada apresenta vantagens construtivas para aplicações onde seja necessária a otimização do espaço ou que haja limitação de altura no sistema, podendo ainda ser empregada em sistemas em solo em substituição a estruturas metálicas tradicionais.

Em trabalho futuro o desempenho do sistema aqui avaliado deve ser comparado ao de um sistema similar instalado em estrutura estruturas convencionais.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Canadian Solar e a IBRAP pela doação de equipamentos que possibilitaram a elaboração deste estudo. Os autores gostariam de agradecer também seus colegas Clarissa Zomer, Álvaro Della Justina do Nascimento e Isadora Pauli Custódio pelo seu trabalho na análise de sombreamento do sistema fotovoltaico, por compartilhar informações construtivas usuais para usinas fotovoltaicas e pela modelagem 3D usados neste estudo, respectivamente. Os autores gostariam de agradecer também seus colegas do laboratório de pesquisa Fotovoltaica-UFSC, nos quais não participaram diretamente nesta pesquisa, porém ajudaram a instalar e manter os sistemas e sensores fotovoltaicos utilizados neste estudo e, também, pelas diversas discussões frutíferas sobre os assuntos abordados neste artigo.

REFERÊNCIAS

- Canadian Solar INC. (2015). Biku module new generation bifacial module cs3u-375|380|385|390|395|400mb-ag. 1, 40–41. Canadian solar inc.%0awww.canadiansolar.com
- SMA sunny boy 1200. (2010). Sunny Boy 1200 / 1700 / 2500 / 3000 Beproofde techniek voor veilige investeringen.
- E. Pereira et al. (2006). Atlas brasileiro de energia solar (Vol. 1). 80. <http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>
- IEC. (2016) IEC 61724-3:2016 photovoltaic system performance— part 3: energy evaluation method.
- Portolan dos Santos, Í., & Rütther, R. (2014). Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. *Renewable Energy*, 63, 116–124. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.008>
- PVsyst. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/help/albedo.htm>>. Acesso em 23 de dezembro de 2021.
- Zomer, C. and R. Rütther, Simplified method for shading-loss analysis in BIPV systems – part 1: Theoretical study. *Energy and Buildings*, 2017. 141: p. 69-82.

Performance analysis and simulation of bifacial modules installed in unconventional support structure

Abstract: *The present work aims to carry out a study of productivity and performance ratio of bifacial modules installed in a fixed soil structure in the city of Florianópolis-SC (27.4°S, 48.4°W). The analyzes were performed using data collected from the systems inverters and from the solarimetric station of the Fotovoltaica-UFSC laboratory. A comparative study between measured and simulated performance using the PVsyst software is also presented. In addition, the work aims to verify the performance of systems installed in the type of structure used for fixing the modules of the systems in question, called by the manufacturer EcoGround. The mentioned structure is modular and easy to install, in addition to minimizing the use of aluminum in its design, however, it is still not conventionally adopted in the photovoltaic market. The results of the study indicate that the final performance of the analyzed systems is quite adequate for the local climate, with an average PR of 90.9% for the period of one year analyzed. Despite the slope of the selected structure being standardized and, therefore, not being optimized for the city of Florianópolis-SC, the system presented a high productivity, with an average of 1358.6 kWh/kWp.year for the evaluated period.*

Key words: *Bifacial modules; simulation; fixing structures.*