

Um estudo baseado em simulação sobre o desempenho de usinas solares fotovoltaicas com dados reais

A comprehensive simulation-based study on photovoltaic solar plant performance with real-world input data

Un estudio integral basado en simulación sobre el desempeño de plantas solares fotovoltaicas con datos reales

Maria Erislândia de Moura Santos¹
Raquel Xavier da Silva²
Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho³

Resumo: Este trabalho apresenta os resultados de um estudo experimental sobre a análise de desempenho de duas usinas fotovoltaicas (UFV) comparando produtividade, taxa de desempenho e índice de desempenho energético a partir de valores simulados de energia em corrente alternada com os valores reais medidos. Para isto, em uma das UFV foram instalados sensores para irradiância global horizontal e inclinada, e temperatura, sendo definidos quatro cenários para análise. Os dados medidos pelos sensores foram utilizados em um programa para simular as UFV. Como resultados, as figuras de mérito revelaram problemas operacionais e limitações de potência. As simulações utilizando diferentes combinações de sensores mostraram diferenças inferiores a 3%, indicando que sensores únicos de irradiância e temperatura ambiente são suficientes para as análises.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos. Fator de desempenho. Produtividade. Desempenho Energético.

Abstract: This paper presents the results of an experimental study on the performance analysis of two photovoltaic plants (PV plants), comparing productivity, performance ratio, and energy performance index using simulated alternate current energy values with actual measured values. For this purpose, sensors were installed in one of the PV plants to measure global horizontal and tilted irradiance, and temperature, with four scenarios defined for analysis. The data measured by the sensors were used in a program to simulate the PV plants. As results, the figures of merit revealed operational problems and power limitations. The simulations using different combinations of sensors showed differences of less than 3%, indicating that single sensors for irradiance and ambient temperature are sufficient for the analyses.

Keywords: Photovoltaic Systems. Performance Ratio. Yield. Energy Performance.

¹ Estudante graduação. IFPE Campus Pesqueira. ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-6075-9826>. E-mail: memo@discente.ifpe.edu.br

² Estudante Mestrado. UFPB Campus João Pessoa. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3302-2487>. E-mail: raquelqxa@gmail.com

³ Doutor. IFPE Campus Pesqueira. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6575-7448>. E-mail: manoel@pesqueira.ifpe.edu.br

Resumen: Este trabajo presenta los resultados de un estudio experimental sobre el análisis del desempeño de dos plantas fotovoltaicas (UFV), comparando productividad, factor de rendimiento e índice de desempeño energético a partir de valores simulados de energía corriente alterna con los valores reales medidos. Para ello, se instalaron sensores en una de las UFV para medir la irradiancia global horizontal e inclinada, y la temperatura, definiendo cuatro escenarios para el análisis. Los datos medidos se utilizaron en un programa para simular las UFV. Como resultados, las figuras de mérito revelaron problemas operacionales y limitaciones de potencia. Las simulaciones utilizando diferentes combinaciones de sensores mostraron diferencias inferiores al 3%, lo que indica que sensores únicos de irradiancia y temperatura ambiente son suficientes para los análisis.

Palabras-clave: Sistemas Fotovoltaicos. Índice de Desempeño. Productividad. Desempeño Energético.

Submetido 06/01/2025

Aceito 10/04/2025

Publicado 30/04/2025

Considerações iniciais

O setor de energia solar fotovoltaica (FV) no Brasil experimentou um crescimento significativo nos últimos anos, impulsionado principalmente pelas regulamentações normativas que permitiram a injeção de energia na rede elétrica das concessionárias. Este desenvolvimento não só contribui para a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE), como também diversifica a matriz energética e oferece benefícios econômicos. A capacidade instalada de energia solar no Brasil aumentou dramaticamente, de 2 MW em 2010 para 2.485 MW em 2019 (EPE, 2023), graças à queda nos preços dos insumos, avanços tecnológicos e o vasto potencial técnico disponível.

O barateamento e o aumento da eficiência dos equipamentos solares têm promovido a adoção de energia solar em residências, beneficiando a indústria nacional através do aumento de escala e concorrência no mercado. Apesar das dificuldades causadas pela crise da COVID-19 em 2020, as energias renováveis continuaram a crescer, alcançando um aumento recorde na capacidade instalada global de 760 GW, demonstrando a sensibilidade do setor às políticas governamentais e sua capacidade de crescimento mesmo em tempos de crise.

A matriz energética brasileira, conjunto de todas as usinas de geração de energia elétrica no país, tem mostrado uma expansão das energias renováveis (eólica, hidráulica e solar) nos últimos anos, conforme indicado pelo Balanço Nacional de Energia. Dentro dessa tendência, a geração solar fotovoltaica tem sido o principal motor, especialmente em termos de geração distribuída a partir de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), que têm desempenhado um papel significativo (EPE, 2023). De acordo com dados fornecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023), os empreendimentos de energia solar FV representaram 5,53% dos projetos de geração operacional, o que equivale a 10,7 GW.

Além disso, há 187 projetos de energia solar FV em construção com uma capacidade combinada de 7,6 GW. O número total de projetos solares fotovoltaicos contratados, mas cuja construção ainda não começou, é de 2.863, com uma capacidade total de 126,2 GW. Além desses números, há 25 GW instalados de forma distribuída em 2,2 milhões de unidades consumidoras, conforme os Regulamentos 482/12 e 687/15 e, mais recentemente, a lei 14.300/2022.

As usinas FV apresentam perdas esperadas durante seu período operacional, impactando seu desempenho geral. As perdas ôhmicas são levadas em conta durante o período de geração

dos SFCR, resultantes da degradação dos cabos de conexão do sistema (Saeed e Zohaib, 2021). Outra perda considerada durante a operação é a Degradação Induzida pela Luz (LID), um processo que ocorre nos módulos fotovoltaicos a partir do momento da exposição à luz solar (Yeo *et al.*, 2022).

Também é importante destacar que os módulos fotovoltaicos vêm com uma garantia de desempenho do fabricante de 25 anos, com uma taxa de degradação de aproximadamente 20% durante esse período, resultando em uma perda de desempenho esperada de menos de 1% ao ano (Aghaei *et al.*, 2022).

Durante o processo de geração, podem ocorrer perdas no inversor, especialmente durante a conversão de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA) (Monisha; Sridhar; Manojnar, 2021). Consequentemente, as instalações fotovoltaicas precisarão de avaliações periódicas do desempenho do sistema ao longo do tempo para identificar quedas repentinas na eficiência, associadas a perdas esperadas, assim como outros fatores operacionais que possam resultar em um desempenho abaixo dos níveis esperados na usina fotovoltaica.

Dados medidos na planta fotovoltaica, como o de energia gerada, e dados ambientais, como: valores de temperatura ambiente e dos módulos, Irradiância Global Horizontal (GHI), Irradiância Global sobre o plano do gerador (G_{loA}), auxiliam na obtenção das figuras de mérito. O adequado registro dos dados de operação deste tipo de instalação, por meio dos sistemas de monitoramento, permite analisar o desempenho e possibilita detectar problemas na instalação, como defeitos ou a ação da sujeira, e assim indica a necessidade de realizar manutenção (Zilles *et al.*, 2012).

As figuras de mérito permitem a análise dos SFCR com base em seus balanços energéticos. Assim, é possível descrever a eficiência desses sistemas considerando os processos envolvidos na conversão FV. A norma IEC (International Electrotechnical Commission) TS (Technical Specification) 16724:2016 indica que os SFCR podem ser monitorados por meio de métricas como a Taxa de Desempenho (PR) e a Produtividade (Y).

Na literatura, a grande maioria dos trabalhos apresenta resultados e análises dessas métricas, como Phinikarides *et al.* (2014) e Aghaei *et al.* (2022). Em um levantamento nos Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), realizado pela Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS), foram encontrados 11 trabalhos que tratam do tema e utilizam as métricas citadas: Almerão *et al.*, 2022; Barboza *et al.*, 2022; Neta *et al.*, 2022; Paula

et al., 2022; Pas *et al.*, 2022; Ramos *et al.*, 2022; Rodrigues e Melo, 2022; Rosso *et al.*, 2022; Santos *et al.* (2022) e Romaneli *et al.* (2022). Todos eles empregam a produtividade (Y) e a taxa de desempenho (PR) para avaliar SFCR ou comparar dados medidos e simulados.

A norma IEC TS 16724-3:2016 define, além dessas métricas, uma que é pouco explorada na comunidade científica: o Índice de Desempenho Energético (EPI). Os trabalhos de Kim *et al.* (2023) e Mokri e Cunningham (2014) comentam sobre esta métrica, apresentando procedimentos para seu cálculo e valores obtidos. Segundo os citados autores, a vantagem do EPI é que ele não depende das condições sazonais, principalmente da temperatura do ar, que não está perfeitamente relacionada com a irradiância solar. O PR considera apenas a dependência da irradiância solar, não a temperatura, que tem uma influência importante no desempenho dos sistemas fotovoltaicos, em geral.

No presente trabalho, foi realizado um estudo experimental sobre a análise de desempenho de duas usinas fotovoltaicas em relação à comparação dos valores simulados de energia do lado CA com os valores reais observados na planta. As métricas típicas (Y e PR) também foram utilizadas. As usinas fotovoltaicas estão a 500 metros de distância uma da outra, o que nos levou a avaliar se essa separação influencia os resultados. A quantidade e a combinação de sensores necessários para as análises foram avaliadas visando verificar a sua quantidade mínima.

A principal contribuição deste trabalho é apresentar uma aplicação da análise de desempenho de usinas FV utilizando a métrica EPI calculada a partir de dados medidos, pouco utilizada pelas empresas, demonstrando assim, a importância e viabilidade de se utilizar esta metodologia em conjunto com as métricas tradicionais.

Metodologia

Para o desenvolvimento deste trabalho, foi empregada uma abordagem quantitativa, realizando-se medições de irradiância e temperatura, simulações e cálculo de indicadores de desempenho. Como foram avaliadas usinas fotovoltaicas em operação comercial, considera-se a natureza do trabalho como aplicada, a partir de procedimentos experimentais.

No seu desenvolvimento, foram realizadas quatro etapas: instalação de sensores e levantamento de dados das configurações das usinas, simulação das usinas a partir dos dados

dos sensores, cálculo dos indicadores de desempenho das usinas e análise dos cenários definidos.

As duas usinas fotovoltaicas são mostradas na Figura 1. A usina fotovoltaica A (PV PLANT A) (lat: $-8,328812^\circ$ e long: $-36,623558^\circ$) foi equipada com todos os sensores (irradiância e temperatura). A usina fotovoltaica B (PV PLANT B) (lat: $-8,333600^\circ$ e long: $-36,623322^\circ$) está a 500 metros de distância da primeira e foi utilizada para avaliação de desempenho.

Ambas as usinas fotovoltaicas têm a mesma configuração: 208 módulos de silício monocristalino, de potência nominal 405 Wp. Elas dispõem de dois inversores: inversor de 60 kW e inversor de 15 kW, totalizando 75 kW, ambos interligados à rede trifásica. A obtenção das figuras de mérito dos sistemas considerou os dados do período de outubro de 2021 a maio de 2022. Embora a usina B apresente mesma configuração da usina A, contudo, foi somente considerado para este estudo o inversor de 60 kW trifásico e 168 módulos de silício monocristalino, o inversor de 15 kW não foi utilizado, visto a indisponibilidade de dados de operação. Para a usina B, foram considerados os dados de energia medida na saída dos inversores de novembro de 2021 a maio de 2022, não foi considerado o mesmo período da usina A, pois houve falta de dados no mês de outubro.

Figura 1 - Localização da usina fotovoltaica. A usina fotovoltaica A é o local onde os sensores foram instalados. A usina fotovoltaica B foi avaliada quanto à influência da distância



Fonte: Os autores (2024)

A energia e os dados de potência do lado CA estão disponíveis de outubro de 2021 a maio de 2022. Exceto pela usina fotovoltaica B, que apresentou falta de dados em outubro de 2021, não sendo utilizada neste período.

Em relação à instalação dos sensores, foram utilizados quatro sensores para o desenvolvimento deste trabalho:

- 2 piranômetros solares FV SP lite 2 (Kipp&Zonen, 2023): medições de Irradiância Global Horizontal (GHI) e Irradiância Global sobre o plano do gerador (G_{loA}). Ambos foram calibrados em relação a um CMP21 de referência.

- 2 sensores de temperatura LM35 (Texas Instruments, 2023): um instalado dentro de uma proteção para medições de temperatura do ar (T_{amb}). O outro LM35 foi fixado na parte traseira de um dos módulos fotovoltaicos (T_{mod}).

Todos os sensores estavam conectados a um datalogger Campbell CR300, que registrava com frequência de 1 minuto todos os valores de GHI, G_{loA}, T_{amb} e T_{mod}.

As seguintes métricas de análise foram utilizadas neste trabalho:

A produtividade (Y) indica a quantidade de energia produzida por 1 kWp de módulos fotovoltaicos (Wang *et al.*, 2022). Em outras palavras, é a razão entre a energia do lado CA ao longo de um intervalo de tempo (E_t) e a potência nominal do gerador (P_{stc}) (Equação 1). É útil para comparações locais entre usinas fotovoltaicas devido à sua dependência das condições climáticas.

$$Y_t = \frac{E_t}{P_{stc}} \quad (1)$$

Em relação à Taxa de Desempenho (PR), Herteleer *et al.* (2017) discutiram a sua definição, a razão entre a produtividade (Y) e a produtividade de referência (Y_{ref}). Ou, de forma simples, como a razão entre a energia CA injetada pelo inversor e a radiação solar que atinge os módulos fotovoltaicos com a potência nominal do gerador (P_{stc}) (Equação 2). Essa métrica reflete as perdas totais do sistema fotovoltaico. É usada para comparar usinas fotovoltaicas em relação às suas perdas, mesmo que estejam localizadas em diferentes lugares.

$$PR_t = \frac{Y}{Y_{ref}} = \frac{\frac{1}{P_{stc}} \cdot E_t}{\frac{1}{G_{stc}} \cdot H_t} = \frac{E_t}{P_{stc} \cdot H_t} \quad (2)$$

A avaliação de usinas fotovoltaicas normalmente calcula essas duas métricas, conforme apresentado por Phinikarides *et al.* (2014), Wang *et al.* (2022), Sawangsri, Kongcharoen e Boonnam (2022) e Agrawal, Kapoor e Gupta (2022). Todos esses autores analisam o desempenho normalmente usando a produtividade e o PR.

O Índice de Desempenho Energético (EPI) é calculado pela Equação 3.

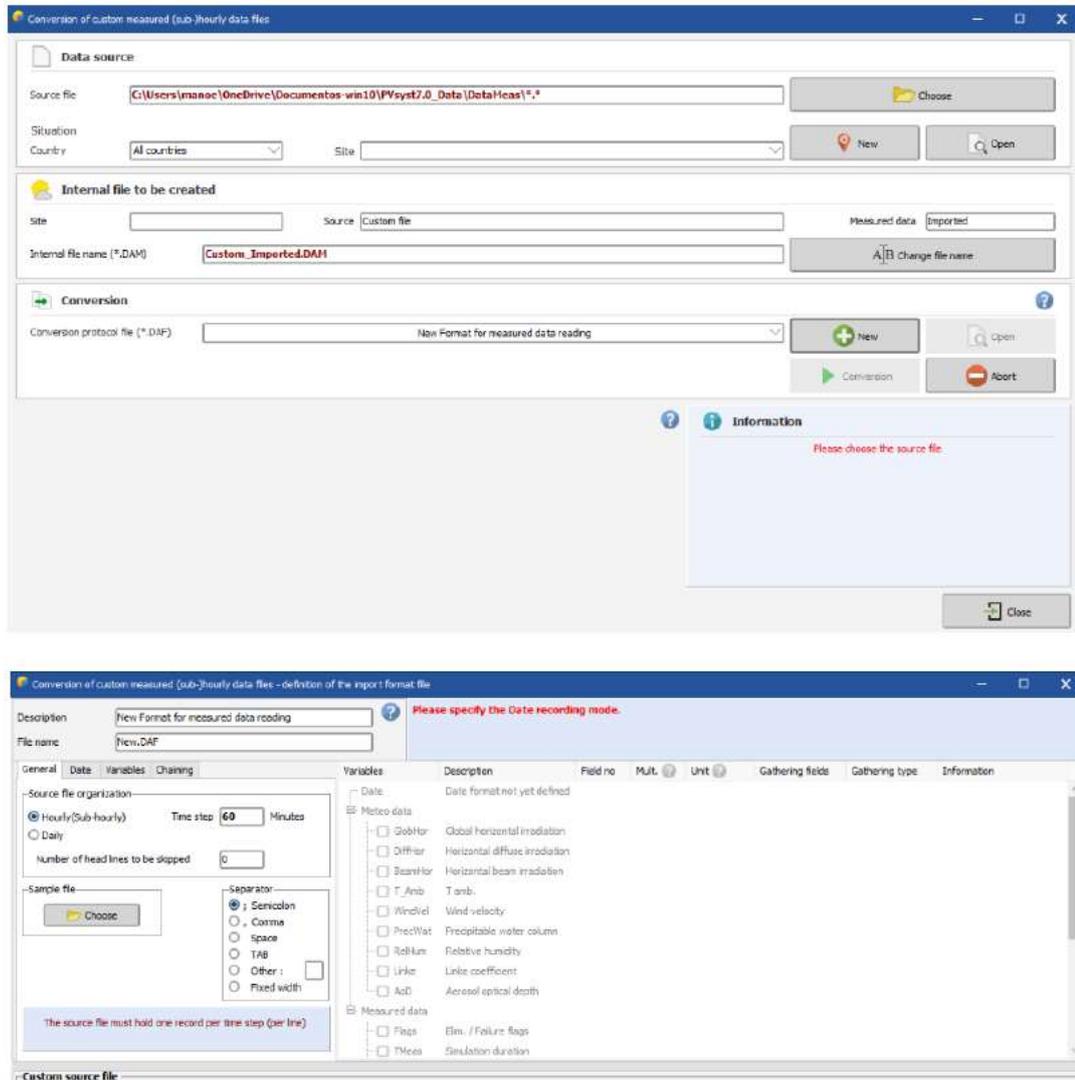
$$EPI_t = \frac{E_t}{E_{predicted}} \quad (3)$$

O EPI caracteriza a operação do sistema com base na relação energética entre a energia CA injetada pelo inversor ao longo de um intervalo de tempo (E_t) e a produção de energia esperada para as condições ambientais observadas ($E_{predicted}$). Conforme Kim *et al.* (2023), esta última pode ser obtida de diferentes formas, por correlação ou por meio de um programa de simulação que considera condições ambientais, como irradiância e temperatura do ar. A temperatura do módulo FV e a velocidade do vento também podem ser usadas nas simulações, no caso deste trabalho, apenas a primeira foi utilizada.

Para a simulação, foi empregado o *PVsyst*, um programa utilizado em projetos e em simulações de sistemas fotovoltaicos, foi usado como ferramenta para realizar a simulação das usinas FV utilizando dados medidos. O processo geral possui várias etapas que parte inicialmente da obtenção do arquivo .csv (colunas separadas por vírgulas). Este é baixado diretamente do CR300 que já fornece os dados separados para cada coluna e um campo especial para o *timestamp*, que contém a data e o horário de cada registro.

As medições instantâneas de GHI, GI_{oA} , T_{amb} e T_{mod} foram inseridas como dados de entrada no *PVsyst*. A metodologia utilizada para a inserção dos dados foi apresentada por Silva e Pedrosa Filho (2022). Os autores apresentam passo a passo de todo o processo para obter a energia simulada em kWh a partir do uso dos dados de entrada medidos. Este passo a passo está mostrado e comentado brevemente após a Figura 2.

Figura 2 - Parte superior: tela "Importar Arquivo Personalizado" do PVsyst. Parte inferior: tela de definições do arquivo personalizado para importação



Fonte: Os autores (2024)

No topo da Figura 2 está mostrada a interface do PVsyst para “Importar Arquivo Personalizado”. Nesta tela, espera-se escolher o arquivo de dados (Source File), nomear um *site* (local) e escolher um país.

Em “Conversion”, é onde será especificada a relação entre as variáveis e colunas, como mostrado na parte inferior da Figura 2 à direita. À esquerda, o usuário informa o intervalo de tempo dos dados, por exemplo, horário, diário, etc., e o separador de campos do arquivo .csv

(ponto e vírgula, dois-pontos, espaço, etc.). Existem outras configurações que devem ser feitas nesta tela, as suas descrições podem ser encontradas em Silva e Pedrosa Filho (2022).

Quatro cenários foram definidos para permitir a execução das simulações e o cálculo de todas as métricas. A Tabela 1 apresenta esses cenários.

Tabela 1 - Tabelas de etapas e cenários utilizados na simulação

Cenário	Usina	Configuração	Dados de entrada	Período
I	A	Inversor 60 kW e 160 módulos de 405 Wp	G _{IoA} e T _{mod}	21/10/21 a 22/05/22
II	A	Inversor 15 kW e 40 módulos de 405 Wp	G _{IoA} e T _{mod}	21/10/21 a 22/05/22
III	B	Inversor 60 kW e 160 módulos de 405 Wp	GHI e T _{amb}	21/11/21 a 22/05/22
IV	A	Inversor 60 kW e 160 módulos de 405 Wp	GHI e T _{amb}	21/11/21 a 22/05/22

Fonte: Os autores (2024)

Os cenários foram utilizados para caracterizar a usina trabalhada, apresentando a sua configuração, como também tiveram por função indicar a análise que seria feita por meio da simulação para os quatro cenários apresentados na Tabela 1.

O cenário I apresenta a usina A com potência instalada de 60 kW. A simulação foi realizada com os dados de irradiância e temperatura do módulo. A análise desse cenário teve por objetivo verificar a operação real e a simulada, comparando energia mensal gerada, PR e EPI no período de outubro de 2021 a maio de 2022. O cenário II apresenta a usina A com os mesmos dados de entrada utilizados no cenário I medidos na localidade dessa usina, o inversor instalado é de 15 kW. O objetivo desse cenário é verificar a operação desse sistema através da ferramenta de simulação e dos dados que foram obtidos no datalogger do inversor. A energia mensal gerada, o PR e o EPI foram objetos de estudo para o cenário II.

O cenário III corresponde à usina B, sendo utilizados os dados de GHI e T_{amb} como dados de entrada para a ferramenta de simulação. O inversor tem potência instalada de 60 kW. Foram analisadas a energia gerada simulada e medida da operação real. O objetivo desse cenário foi utilizar os dados medidos na usina A e simular na usina B, de modo a verificar a viabilidade em utilizar dados medidos em uma localidade para obter a energia simulada e verificar a operação da outra usina.

O cenário IV utiliza a usina A, com sistema gerador de 60 kW, e utiliza a etapa II como entradas para o PVsyst. Este tem como objetivos: comparar com o cenário III, e essa análise visa verificar se a distância entre a usina A e a usina B influencia na geração de energia simulada, utilizando os dados de entrada medidos na localidade da usina A; e comparar com o cenário I, de modo a verificar a viabilidade em utilizar os quatro sensores (GHI, GIoA, T_{mod} e T_{amb}) ou de utilizar apenas um sensor de irradiância e um sensor de temperatura, essa análise será feita a partir da energia simulada em kWh.

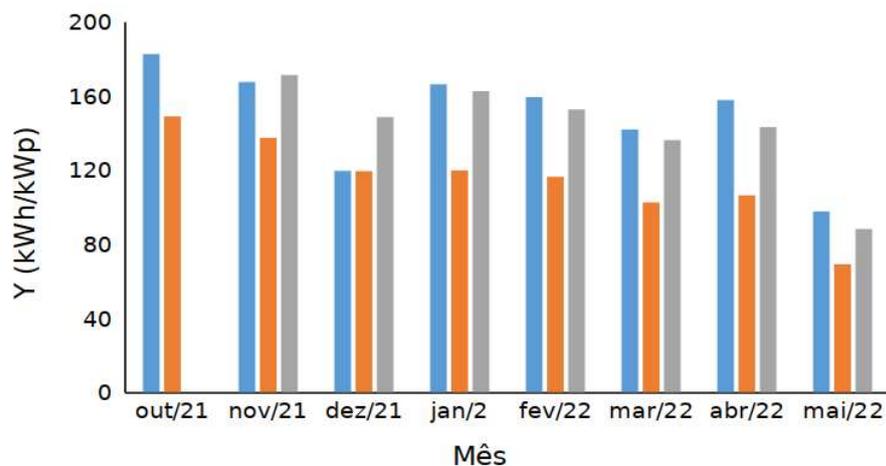
Todas as simulações foram feitas com base nos dados de medição, como descrito anteriormente. As perdas consideradas nas simulações foram de 2% de LID e de 1% de sujeira. O comprimento e a seção transversal dos cabos CC também foram computados. As perdas CA não foram consideradas porque as medições foram obtidas diretamente dos inversores.

Análise dos dados e resultados

A apresentação e discussão dos resultados estão organizadas por métrica: produtividade, PR e EPI.

A primeira análise foi realizada pela produtividade. Os cenários I, II e III foram comparados em relação à produção mensal; os resultados estão mostrados no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Produtividade mensal para os cenários I, II e III de análise



Fonte: Os autores (2024)

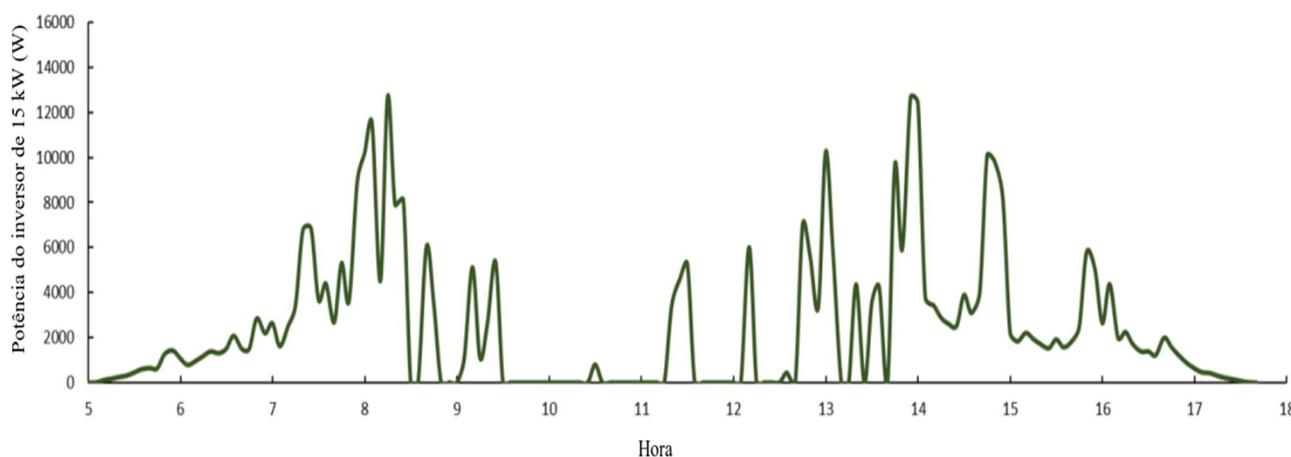
A produtividade tem uma forte dependência das condições climáticas; por isso, não é uma boa prática comparar o valor de um mês com o de outro; por exemplo, comparar a produtividade do cenário I em outubro e novembro. No entanto, é uma boa análise comparar todas as produtividades de diferentes usinas fotovoltaicas durante o mesmo mês. Por exemplo, pode-se observar no Gráfico 1 que a usina fotovoltaica no cenário II tem uma produtividade menor do que as dos cenários I e III, cujos valores de Y variaram entre 90 e 180 kWh/kWp.

Em relação aos valores apresentados no Gráfico 1, e apenas para efeito de comparação com outros valores de produtividade apresentados na literatura: Santos *et al.* (2022) obtiveram valores de 126 kWh/kWp média mensal anual, medidos em duas usinas na cidade de Teresina-PI, e Romaneli *et al.* (2022) para um SFCR instalado no centro de Manaus-AM, valores médios de 103 kWh/kWp.

Os cenários I e III apresentaram produtividades semelhantes. A redução média da produtividade referida no cenário I é de 22%, o que significa que o cenário II opera 22% a menos do que o cenário I. Comparando os cenários I e III, a média é de 5,2%. Houve uma discrepância drástica em dezembro de 2021, a usina fotovoltaica do cenário I apresentou uma produtividade 24,3% menor do que o cenário III.

A razão para a menor produtividade do cenário II pode ser deduzida pelos dados apresentados no Gráfico 2.

Gráfico 2 - Potência de saída do inversor do cenário II em 12 de dezembro de 2021



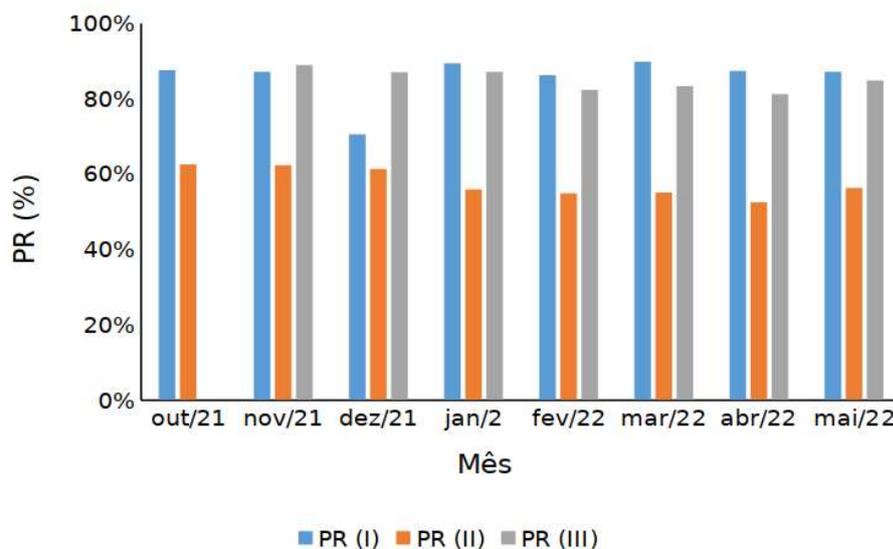
Fonte: Os autores (2024)

O Gráfico 2 apresenta a potência de saída do inversor em 12 de dezembro de 2021. O inversor desligou repentinamente várias vezes ao redor do meio-dia, principalmente quando há alta irradiância solar disponível. A principal causa desses desligamentos foi a baixa qualidade da rede elétrica. Esta usina fotovoltaica está conectada a uma instalação rural que normalmente não tem capacidade para transferir essa quantidade de energia. Devido a isso, há tensões mais altas na rede, e o relé de proteção de sobretensão age bloqueando o inversor.

A taxa de desempenho (PR) foi calculada para três cenários (I, II e III) e plotada no Gráfico 3. A análise do PR reflete o resultado obtido na análise de produtividade, que a usina do cenário II está operando com baixo desempenho, ou seja, não está gerando a quantidade de energia esperada.

O PR está relacionado às perdas, como visto na Equação 2, e depende da energia CA (E_t), que também é dividida pela irradiância (H_t). Mesmo que o inversor no cenário II desligue e ligue novamente depois, a energia CA computada será menor do que durante a operação normal, e por isso, o PR dele é mais baixo. Esta é uma perda de disponibilidade; o inversor não opera mesmo havendo irradiância atingindo os módulos fotovoltaicos.

Gráfico 3 - PR mensal medido para os cenários I, II e III de análise

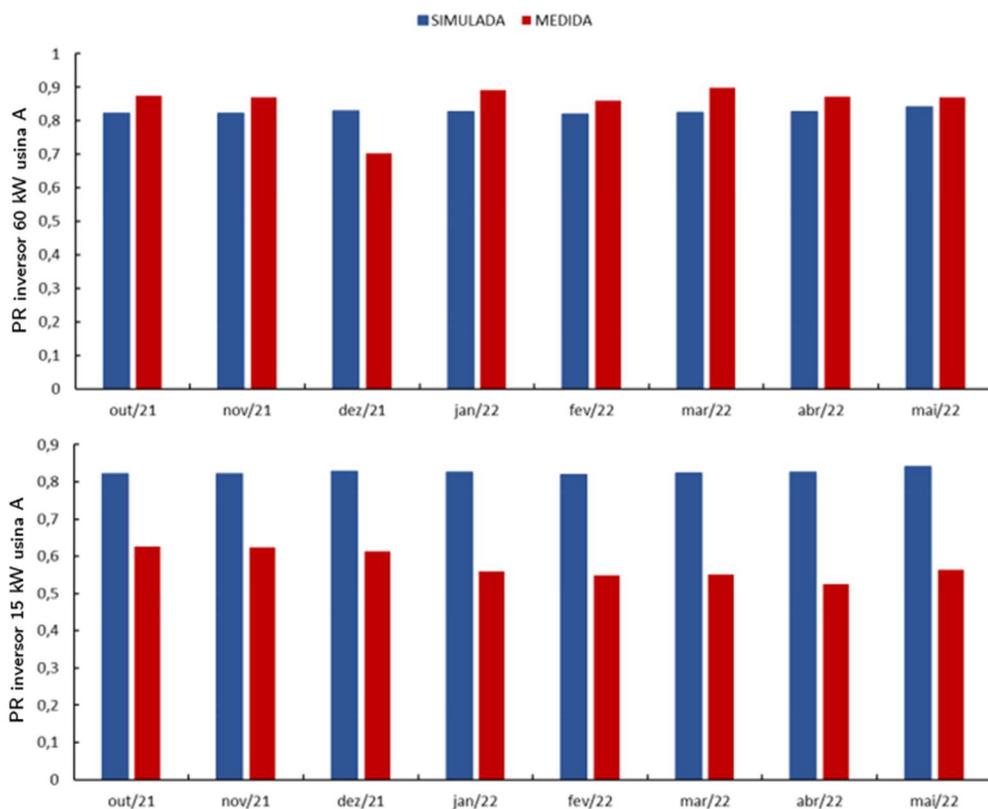


Fonte: Os autores (2024)

Conforme os valores apresentados no Gráfico 3, o PR médio para o cenário I é 85,5%, 57,7% para o cenário II e 84,8% para o cenário III. Os cenários I e II estão operando

aproximadamente no mesmo nível de perda, com uma diferença de 0,7% sendo considerada insignificante. Para fins de comparação, valores próximos a 80% para o PR foram encontrados por Santos *et al.* (2022) e Romaneli *et al.* (2022), ou seja, os cenários I e III apresentaram resultados semelhantes aos da literatura.

Gráfico 4 - Parte superior: comparação do PR medido e calculado. Na parte superior: para o inversor de 60 kW da usina A. Na parte inferior: para o inversor de 15 kW da usina A



Fonte: Os autores (2024)

No Gráfico 4, é possível verificar a comparação dos PR medidos e simulados para os dois inversores da usina A. Os PR simulados foram obtidos a partir de dados de entrada da G_{IoA} e T_{mod} .

Para o inversor de 60 kW, na parte superior do Gráfico 4, é possível observar que na maioria dos meses, o PR medido foi em média 5% maior que o simulado, apenas no mês de

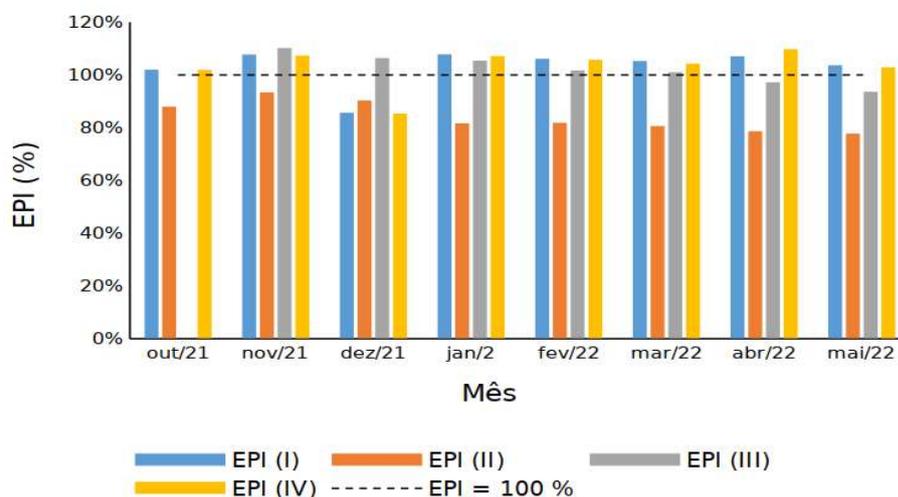
dezembro de 2021 é que o PR medido foi menor que o simulado, provavelmente devido a alguma falta de disponibilidade do inversor devido à rede elétrica.

Ressalta-se, para o caso em que a simulação está super estimando as perdas do sistema, há a necessidade de estimar melhor as perdas na simulação. Isto deve ser feito na fase inicial da operação da usina, uma vez que, para se avaliar as perdas ao longo da vida útil dela, o seu valor inicial deve ser definido e elas devem ser acompanhadas durante a operação.

Para o inversor de 15 kW da usina A, parte inferior do Gráfico 4, apresenta-se a comparação do seu PR medido e simulado. Para este, o resultado é nítido e confirma as observações anteriores da análise da produtividade, que este inversor está com problemas na sua operação, pois o PR medido está 25% menor que o simulado.

A última análise foi o Índice de Desempenho Energético (EPI), calculado usando todos os resultados das simulações. Esses valores estão mostrados no Gráfico 5, que apresenta o cenário IV, ainda não comentado.

Gráfico 5 - EPI mensal calculado para todos os cenários. A linha tracejada representa EPI = 100%



Fonte: Os autores (2024)

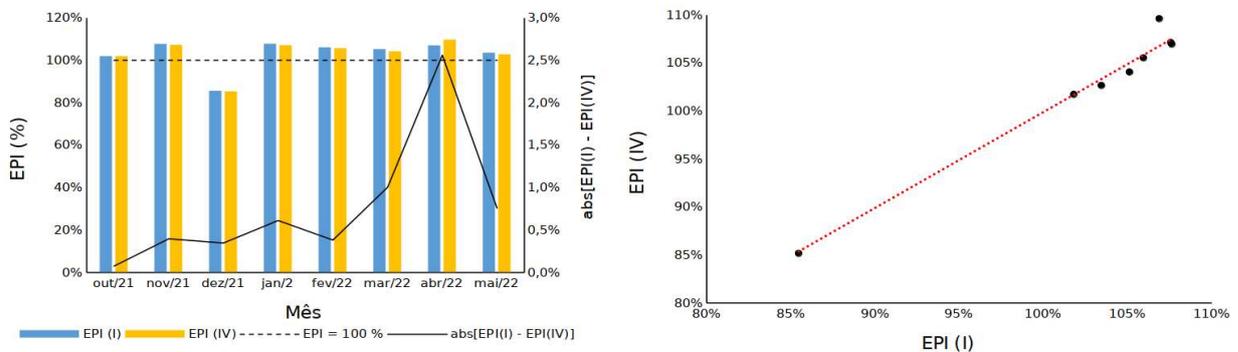
Os resultados do Gráfico 5 mostram que os cenários I, III e IV estão operando melhor do que o esperado, com o EPI acima de 100% em todos os meses. Da mesma forma, o cenário II apresenta um EPI inferior a 100%, com uma média de 83,3%. A aproximação de um EPI

superior a 100% é baseada principalmente nas perdas simuladas, o que significa que as perdas foram subestimadas.

Valores semelhantes foram apresentados por Mokri e Cunningham (2014), porém para a escala diária, inclusive com valores acima de 100%. Kim *et al.* (2023) não trabalharam diretamente com o EPI, mas com outra métrica, o PPI (Índice de Desempenho de Potência). Os autores informaram ser semelhante ao EPI, porém com a avaliação pela potência instantânea da saída do inversor ao invés da energia (potência integrada). De maneira semelhante, valores menores que a unidade são indícios de problemas no SFCR.

A principal proposta para o cenário IV foi avaliar a necessidade de sensores. A Figura 2 apresenta os resultados dos cenários I e IV, descritos na Tabela 1. Os dois EPI foram obtidos a partir de simulações usando uma combinação de sensores diferentes. O cenário I utilizou sensores para G_{IoA} e T_{mod} , enquanto o cenário IV usou sensores para G_{HI} e T_{amb} .

Figura 2 - Esquerda: EPI calculado mensalmente para cada cenário de análise. A linha tracejada representa o EPI de 100 %. Direita: Relação e linha de tendência dos dois métodos de EPI



Fonte: Os autores (2024)

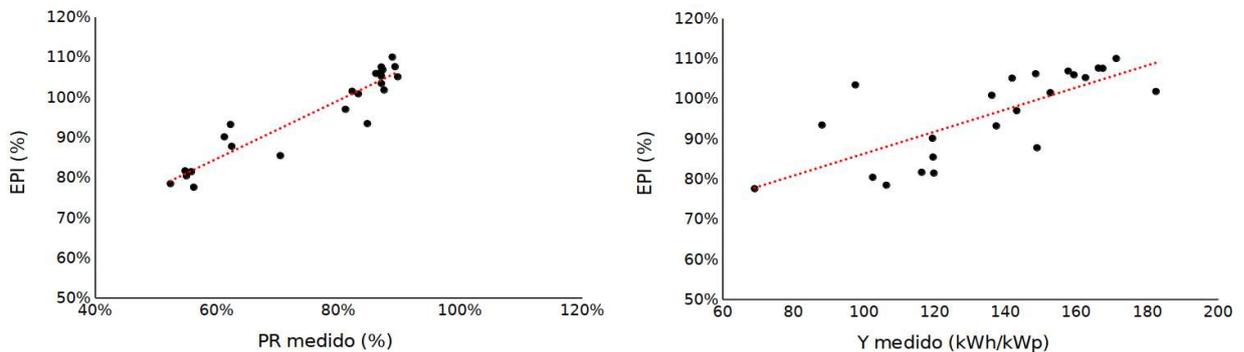
A linha preta no gráfico à esquerda da Figura 2 indica a diferença percentual do EPI quando diferentes conjuntos de sensores são utilizados para simulações. Observa-se que a diferença é inferior a 3%, sendo a máxima diferença observada de 2,6%. Esse resultado levou à conclusão de que não é necessário usar os sensores G_{IoA} e T_{mod} . Essa conclusão simplifica os processos de instalação de sensores, principalmente no que diz respeito ao sensor T_{mod} , que deve ser fixado na parte traseira. Um simples sensor de temperatura do ar com instalação fácil permite a redução de custo do processo.

A curva vermelha no gráfico à direita da Figura 2 mostra a dispersão e a relação do EPI (I), calculado com base em simulações usando sensores GIoA e T_{mod} , e do EPI (IV), resultados de simulações com sensores GHI e T_{amb} , ou seja, é a relação entre os valores das duas colunas do gráfico à esquerda da Figura 2. A linha ajustada tem a relação descrita pela Equação 4, que apresenta um índice de correlação $R^2 = 0,97562$. Isso significa que, confirmando a análise anterior, a contribuição do uso dos sensores GIoA e T_{mod} para os cálculos do EPI é desprezível.

$$EPI(\%)(IV) = 0,99892 \times EPI(\%)(I) \quad (4)$$

A última análise consistiu em avaliar a correlação entre EPI, PR e Y, conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Esquerda: Correlação entre PR medido e EPI (%). Direita: Correlação entre Y medido e EPI (%)



Fonte: Os autores (2024)

A Equação 5 apresenta um polinômio de primeiro grau que relaciona EPI e PR e a Equação 6 é a relação polinomial entre EPI e Y.

$$EPI(\%) = 0,72705 \times PR + 0,4111 \quad (5)$$

$$EPI(\%) = 0,00275 \times Y + 0,58834 \quad (6)$$

A partir dos gráficos da Figura 3 e das correlações obtidas, pode-se observar que a relação do EPI com o PR apresentou $R^2 = 0,88983$, o que significa que PR tem uma boa relação com o EPI, uma vez que estas duas métricas são imunes às variações da irradiação. Por outro

lado, pode-se observar que o EPI não guarda uma boa relação com Y, foi obtido um $R^2 = 0,54985$, visto que Y é dependente das condições climáticas.

Considerações finais

Este artigo apresentou os resultados de uma análise de duas usinas fotovoltaicas, nas quais a radiação solar e a temperatura foram medidas e utilizadas como entradas no programa de simulação *PVsys*. O estudo apresentou êxito em seus objetivos pois comparou os resultados obtidos por meio dos indicadores convencionais de produtividade e taxa de desempenho com o Índice de Desempenho Energético calculado usando dados medidos.

Foram obtidos PR na faixa entre 84% e 86% para os inversores de 60 kW e valores abaixo de 60% para o inversor de 15 kW, devido à problemas de qualidade de rede rural. A análise do Y também evidenciou este fato. Em comparação com os PR simulados, todos os medidos ficaram abaixo, o que demonstra a necessidade de melhor ajuste da simulação e um estudo mais aprofundado.

O artigo também oferece uma contribuição valiosa sobre os requisitos de sensores para a análise do Índice de Desempenho Energético. Uma observação notável é que o EPI, calculado usando sensores de Irradiância Global Horizontal e temperatura ambiente (T_{amb}), apresentou uma discrepância de no máximo 2,6% quando comparado ao EPI calculado com sensores de Irradiância Global no Plano do gerador (G_{IoA}) e temperatura do módulo (T_{mod}) para um mês específico. No entanto, as diferenças nos outros meses foram inferiores a 1,0%, indicando que, para esta metodologia, apenas os sensores GHI e T_{amb} são necessários.

Sobre a relação entre as figuras de mérito avaliadas, pode-se observar que o EPI guarda uma correlação direta com o PR, uma vez que em ambas a influência dos fatores climáticos é compensada. Já em relação à Y, a correlação não apresentou bons resultados, justificado pela influência que Y sofre com a variabilidade da irradiação e temperatura.

Como uma recomendação futura, destaca-se a importância de implementar a metodologia EPI principalmente durante as fases iniciais de operação da usina FV. Esta aplicação precoce permite uma avaliação abrangente e ajuste de todas as perdas associadas ao sistema fotovoltaico, possibilitando a sua análise e seu monitoramento de forma contínua.

Referências

AGHAEL, M. et al. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 159, p. 112160, 2022. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000880>.

AGRAWAL, N.; KAPOOR, A.; GUPTA, M. Monthly energy yield assessment of solar photovoltaic system under uniform irradiance and partial shaded condition. **Materials Today: Proceedings**, v. 68, p. 2699–2704, 2022. Varanasi, India. ISSN 2214-7853. International Conference on Energy Materials and Devices (ICEMD-2022). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785322042390>.

ALMERÃO, E. da S. et al. Desempenho energético de sistemas fotovoltaicos conectados à rede localizados na Europa e no Sul do Brasil a partir de análise multi-índices. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

ANEEL. Web Page, **Brazilian Electrical Matrix**. Disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acessado em 12 de julho de 2023. 2023.

BARBOZA, L. E. A. et al. Análise do desempenho de um sistema fotovoltaico com rastreamento de eixo único. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

EPE. Web Page, **National Energy Balance: reference year 2022**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acessado em 12 de julho de 2023. 2023.

HERTELEER, B. et al. Normalised efficiency of photovoltaic systems: Going beyond the performance ratio. **Solar Energy**, Amsterdam, v. 157, p. 408–418, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1730717X>.

KIM, G. G. et al. Quality analysis of photovoltaic system using descriptive statistics of power performance index. **IEEE Access**, Nova York, v. 11, p. 28427–28438, 2023.

KIPP&ZONEN SP **Lite2 Pyranometer**. Disponível em <https://www.kippzonen.com/Product/9/SP-Lite2-Pyranometer>. Acessado em 20 de julho de 2023. 2023.

MOKRI, J.; CUNNINGHAM, J. **PV System Performance Assessment**. San Jose, CA, 2014.

MONISHA, R.; SRIDHAR, H.; MANOJNA. Performance analysis of transformer-less inverter topologies for pv applications. **2021 IEEE Mysore Sub Section International Conference (MysuruCon)**. Hassan, India, 2021. p. 417–422.

NETA, R. M. de L. et al. Análise de desempenho através do performance ratio de usinas fotovoltaicas na mesma latitude. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

PAS, S. A. et al. Análise de desempenho e simulação de módulos bifaciais instalados em estrutura de solo modular em alumínio. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

PAULA, J. F. S. de et al. Análise comparativa de desempenho de um sistema fotovoltaico simulado com as ferramentas PVsyst e SAM (System Advisor Model). *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

PHINIKARIDES, A. et al. Review of photovoltaic degradation rate methodologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 40, p. 143–152, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114006078>.

RAMOS, M. da R. et al. Avaliação de desempenho da planta fotovoltaica de 2,5 MWp do CRESP com parametrização do software PVsyst. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

RODRIGUES, J. P. C.; MELO, F. C. Análise de desempenho da usina fotovoltaica instalada na faculdade de tecnologia – FT da Universidade de Brasília - UNB. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

ROMANELI, E. F. R. et al. Análise de desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede do IFAM Campus Manaus Centro em seu primeiro ano de operação. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

ROSSO, A. P. et al. Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação no Sul do Brasil. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

SAEED, F.; ZOHAIB, A. Quantification of losses in a photovoltaic system: A review. **Engineering Proceedings**, v. 11, n. 1, 2021. ISSN 2673-4591. The 2nd International Electronic Conference on Applied Sciences. Evento online. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2673-4591/11/1/35>.

SANTOS, J. S. dos et al. Análise de desempenho de dois sistemas fotovoltaicos utilizando inversor string e microinversor na cidade de Teresina-PI. *In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: IFSC, 2022.

SAWANGSRI, W.; KONGCHAROEN, J.; BOONNAM, N. Performance analysis of photovoltaic inverter system for predicting energy yield. **Energy Reports**, v. 8, p. 386–391, 2022. ISSN 2352-4847. The 8th International Conference on Energy and Environment Research –“Developing the World in 2021with Clean and Safe Energy”. Evento online. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722000786>.

TEXAS INSTRUMENTS **LM35 Precision Centigrade Temperature Sensors**. Disponível em <https://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm35.pdf>. Acessado em 20 de julho de 2023. 2023.

WANG, L. et al. Energy yield analysis of different bifacial pv (photovoltaic) technologies: Topcon, hjt, perc in hainan. **Solar Energy**, Amsterdam, v. 238, p. 258–263, 2022. ISSN 0038-092X. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X22002043>.

YEO, Z. et al. Status review and future perspectives on mitigating light-induced degradation on silicon-based solar cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 159, p. 112223, 2022. ISSN 1364-0321. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001460>.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.