

ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DO CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS DA UFPE RECIFE

Beatriz Almeida Rodrigues e Silva – beatriz.almeidarodrigues@ufpe.br
 Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Elétrica
Elieza Moura de Souza Barbosa
Rinaldo Oliveira de Melo

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear/Centro de Energias Renováveis

Resumo. Nos últimos anos, a Geração Distribuída (GD) de energia por meio de sistemas fotovoltaicos tem experimentado um notável crescimento no contexto energético nacional, permitindo a integração da geração solar fotovoltaica em estruturas de coberturas. Entretanto, a eficácia desses sistemas pode ser sensivelmente afetada por uma série de fatores, abrangendo desde o dimensionamento dos inversores até as condições de operação, que englobam a temperatura e a eficiência do sistema. O presente artigo apresenta um estudo de caso realizado no Campus Recife da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), onde no Centro de Tecnologia e Geociências um sistema fotovoltaico foi implantado. Os resultados da pesquisa ressaltam que um dimensionamento inadequado dos inversores tem um impacto adverso sobre o desempenho. Adicionalmente, a elevada temperatura dos inversores, decorrente das condições inadequadas de instalação, foi identificada como uma das causas da redução na eficiência do sistema. O estudo destaca a importância do dimensionamento correto dos inversores, da instalação apropriada dos equipamentos e da manutenção sistemática para otimizar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Dimensionamento de Inversores.

1. INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) de energia tornou-se uma realidade no cenário nacional de energia elétrica. Além de otimizar o uso dos telhados, ao longo dos últimos anos, os sistemas fotovoltaicos (FV) instalados nas coberturas tornaram-se uma alternativa viável para a incorporação da geração solar fotovoltaica nas edificações existentes. Essa abordagem permite que proprietários: pessoas físicas, empresas e instituições se tornem não apenas consumidores de energia, mas também geradores, contribuindo para uma maior diversificação da matriz energética e reduzindo sua dependência da rede elétrica convencional.

De acordo com o Balanço Energético Nacional - BEN ano base 2022 (EPE, 2023), houve um aumento de aproximadamente 2% na produção de energia elétrica proveniente de fonte solar no Brasil, alcançando a ainda pequena participação de 4,4% da matriz elétrica nacional. Contudo, a crescente preocupação com as mudanças climáticas e a busca por fontes de energia limpa e renovável têm impulsionado o interesse na utilização da energia solar como uma alternativa sustentável e ambientalmente responsável. Por ser um país com dimensões continentais, a incidência solar no Brasil não é igualmente dividida em seu território, seja pelas bacias solares do Piauí, amplo recurso solar do norte de Minas Gerais, ou pela alta irradiação diária da região Nordeste, é reiterado pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar o conhecimento comum que o Brasil é um dos países mais ricos em recurso solar do mundo. Com médias anuais de irradiação global horizontal em torno de 5,48 kW/m² (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017), a região Nordeste do Brasil é extremamente promissora para o desenvolvimento da energia solar.

Para que um grande complexo de edificações, como um Campus universitário funcione, há a necessidade de uma grande disponibilidade de recurso da rede elétrica. Dentro deste contexto, no ano de 2020, considerando o elevado e crescente consumo de energia, o encarecimento da tarifa elétrica, os desafios que são acarretados por estes aumentos e o amplo recurso solar disponível na região, a Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, em um programa ousado e interessante, instalou vários Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – SFCR em edificações dos seus três Campus.

Com 1,6 MWp de potência instalada, os SFCR da UFPE foram distribuídos em sete edificações nos três Campus da universidade: Recife, Caruaru e Vitória de Santo Antão. A Tab. 1 fornece as principais características e localização dos sistemas instalados.

Tabela 1 - Características dos Sistemas dos Campi UFPE

Usina Fotovoltaica UFPE 1,6 MWp							
Campus	Recife		Vitória		Caruaru		Usina UFPE
Potência Instalada (kWp)	554,76		351,12		688		1.593,88
	118,68	273,24	162,84	308,88	42,24	388 300	
Sistemas	RT	CTG	CCSA	V1	V2	C1 C2	
Tecnologia	p-Si		m-Si		m-Si		

Contemplam a UFPE - Campus Recife, objeto deste estudo, três dos sete sistemas mencionados. Especificamente, neste trabalho serão apresentados o acompanhamento do desempenho operacional e resultados obtidos do SFCR localizado no telhado do Centro de Tecnologia e Geociências – CTG.

O objetivo pretendido foi alcançado mediante análise dos dados experimentais e diagnóstico de funcionamento do arranjo gerador e inversor. O SFCR CTG é configurado com um arranjo gerador com capacidade nominal de 273,24 kWp (p-Si) e um sistema inversor de 180 kWac, conectado como geração distribuída e instalado em Recife, cidade litorânea do Nordeste do Brasil que apresenta como média diária anual 5,4 a 6,0 Horas de Brilho de Sol (HBS), historicamente. O monitoramento operacional foi realizado através do supervisor do sistema inversor e os parâmetros ambientais de interesse foram medidos via sensores e as informações coletadas em um Sistema de Aquisição de Dados – SAD. As análises foram realizadas considerando os dados operacionais do sistema, parâmetros ambientais medidos e as informações provenientes das faturas de energia (contas de luz) fornecidas pela empresa de abastecimento elétrico da região.

2. METODOLOGIA

Com o objetivo de comparar os valores reais de geração com os teóricos esperados, fez-se necessária a utilização de diversas ferramentas para obtenção e análise de dados. A metodologia foi composta por diversas etapas: inicialmente os módulos e inversores foram analisados através de seus datasheets, complementado com as informações dos projetos as-built do sistema. Em seguida iniciou-se o monitoramento operacional, este consistiu na análise de dados obtidos através de um SAD, dados obtidos através do supervisor do inversor, dados da Estação Meteorológica FAE da UFPE e testes físicos de conformidade realizados in loco.

2.1 Caracterização do sistema CTG

O Sistema em questão está situado na cidade do Recife, capital do estado de Pernambuco. Por fazer parte do Nordeste brasileiro, o Recife tem como característica a falta das quatro estações bem definidas, sendo durante o ano majoritariamente quente e úmido, com maior incidência de chuvas entre os meses de junho e agosto, sol constante no restante do ano e temperatura média anual entre 25 e 30°C. Localizada a aproximadamente -8,05°;-35° de latitude e longitude respectivamente, a cidade do Recife, assim como o restante do Nordeste brasileiro, é uma região extremamente propícia à instalação de usinas fotovoltaicas de maneira eficaz. O SFCR CTG é conectado à rede da concessionária local. Em sua totalidade, o sistema é composto vide Tab. 2.

Tabela 2 - Características do SFCR CTG.

Tecnologia	Silício Policristalino (p-Si)
Quantidade de módulos	792
Potência Nominal dos Módulos	273,24 kWp
Quantidade de inversores	3
Potência nominal dos inversores	180 kW

A posição do arranjo gerador seguiu a inclinação natural do telhado faceando o Oeste, resultando em um posicionamento similar para o plano coletor da radiação solar: 10° de inclinação e -84,3° de azimute.



Figura 1 – Vista geral do arranjo (792 módulos); Sombreamento por nuvens; Grupo de inversores (3x60kW).

2.2 Aquisição, monitoramento e análise dos dados

A base de dados obtida foi extensa. Para este trabalho foram considerados os dados coletados ao longo de doze meses. Como a fonte solar é intermitente, com variações estocásticas ao longo do tempo, a caracterização do recurso deve levar em consideração uma janela temporal de, no mínimo, 10 anos, período muitas vezes denominado como climatologicamente significativo (Miranda *et al.* Apud Habte *et al.*, 2021). Para medição e análise do recurso solar foram utilizadas duas bases de dados: Estação Meteorológica FAE/UFPE e Estação Local – SAD/CTG. A extensa e existente base de dados terrestres a longo prazo da Estação Meteorológica FAE/UFPE permitiu complementar os dados obtidos na Estação Local. A Estação Local envolve um SAD, sensores solarimétricos no plano do arranjo fotovoltaico, sensores de

medição para as temperaturas ambiente e do dispositivo fotovoltaico. O solarímetro mede a radiação solar incidente no plano, parâmetro este essencial para verificar o desempenho do sistema. Para a medição da temperatura do módulo fotovoltaico foram instalados dois sensores LM-35 posicionados no backsheet, um no centro e outro no extremo do módulo. Os dados coletados através dos sensores eram arquivados com intervalos de minuto a minuto e recolhidos in loco pelos pesquisadores.

Após a coleta dos dados, a massa obtida foi tratada e analisada seguindo o fluxograma apresentado na Fig. 2. As rotinas computacionais seguidas foram baseadas nos Testes Globais descritos em Petribú *et al.* (2017). A partir da compilação dos dados coletados e seguindo o estabelecido em Miranda *et al.* (2021), foi possível gerar um Ano Meteorológico Típico (TMY), que basicamente é uma série que representa o comportamento típico das variáveis climáticas sob estudo. Assim como em Miranda *et al.* (2021), para as séries horárias de temperatura ambiente e velocidade do vento foram utilizados os dados provenientes do ERA5-Land, já para a análise do recurso solar, foram empregadas as séries provenientes da base de dados do satélite Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS). O TMY gerado foi utilizado como entrada no software PVSyst, com o objetivo obter uma expectativa da produção anual da usina e comparar com a geração real produzida.

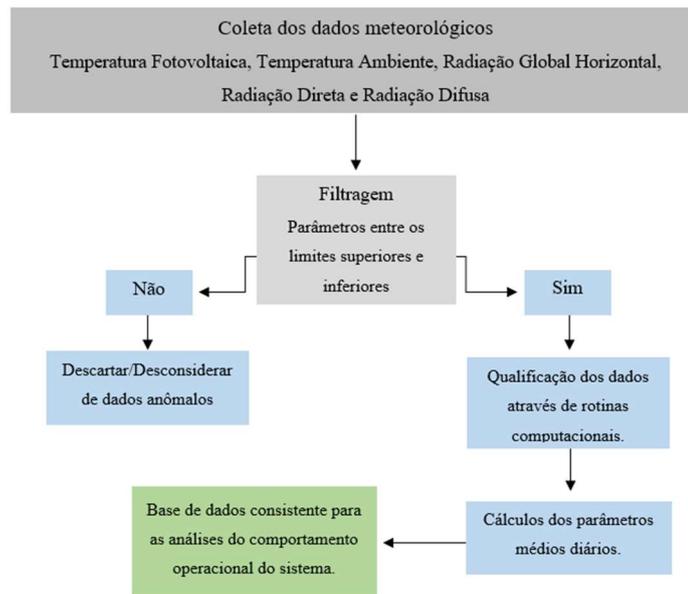


Figura 2 - Fluxograma representativo do caminho de tratamento de dados.

Através do resultado obtido na simulação do PVSyst tornou possível a comparação da geração real e da estimada pelo software. A comparação entre os dados reais da geração produzida pelo sistema ao longo do ano de 2022 e o simulado estão mostradas na Tab. 3.

Tabela 3 – Geração real (2022) e estimada.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Real em 2022 (MWh)	34,39	26,49	21,89	28,36	25,23	24,42	26,63	30,89	32,00	34,48	33,45	35,78
Geração estimada – PVSyst (MWh)	36,26	36,48	34,99	32,09	24,97	26,92	30,17	32,17	35,95	39,17	39,83	38,98

É evidente a diferença entre as gerações. Em termos anuais, a real resultou cerca de 15% menor. A partir desta constatação foi iniciada uma série de estudos com o objetivo de investigar esta diferença de geração.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor

Um sistema fotovoltaico é composto basicamente dos módulos e inversores. Os módulos, responsáveis pela transformação da luz do sol em energia elétrica, geram em corrente contínua. Para que esta energia gerada possa ser utilizada e injetada na rede, existem os inversores, responsáveis pela conversão da corrente contínua em corrente alternada CC/CA.

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é a razão entre a potência nominal do inversor (kW) e a potência pico do gerador fotovoltaico (kWp). O comportamento do sistema e consequentemente a geração aferida por ele está

diretamente ligado ao valor do FDI. Para Roversi; Rampinelli (2020) apud Mendon *et al.* (2016), a análise do FDI, tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema. A análise do FDI é uma importante avaliação e é particular para cada localidade, devido à dependência da geração solar fotovoltaica em relação ao clima local (radiação e temperatura). Posto isto, o FDI de um sistema fotovoltaico pode ser definido tal qual a Eq. (1).

$$FDI = \frac{Pot.CA}{Pot.CC} \quad (1)$$

Em um sistema com o FDI bem dimensionado o fenômeno de “clipping” fotovoltaico ocorre de modo que a conversão CC/CA de energia é maximizada. Neste momento, o sistema fotovoltaico gera energia em excesso, mas o inversor do sistema não é capaz de converter toda essa energia para a rede elétrica devido às suas limitações de potência. Em outras palavras, o inversor atinge sua capacidade máxima de saída e não pode lidar com a quantidade de energia gerada pelos painéis solares.

A partir da Fig. 4 é possível observar o comportamento típico de uma curva de um sistema fotovoltaico. Este começa a sua produção com o nascer do sol, aumentando ao longo do dia, atingindo seu pico ao meio-dia solar e a energia gerada diminui com o cair da tarde até o alvorecer. Se a soma das áreas A e C for maior do que a área B, a limitação de geração por potência é vantajosa para o sistema. Caso contrário, o inversor é inadequado para o arranjo fotovoltaico.

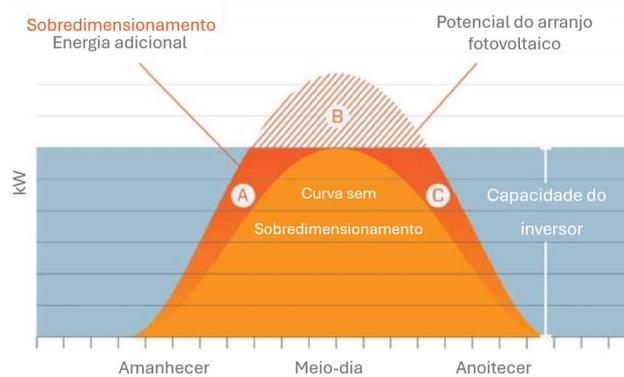


Figura 4 - Curva ilustrativa que mostra o comportamento da geração fotovoltaica. Fonte: Adaptado de Solar Power World, 2019.

3.2 Desempenho do SFCR-CTG

Levando em consideração as proposições anteriores, o sistema fotovoltaico CTG-UFPE possui um FDI igual a 0,66, que significa um subdimensionamento excessivo do inversor, fatalmente submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, que devem reduzir a vida útil do equipamento (Macêdo, 2006).

Pela explanação anterior, imagina-se que um inversor subdimensionado tenha uma clara ocorrência de “clipping” fotovoltaico. Contudo, um comportamento impróprio para a curva de potência ativa pode ser observado na Fig.5. A curva apresentada representa o comportamento das médias horárias diárias na saída da potência ativa de um dos inversores do sistema CTG no intervalo das 05:00 às 17:00 entre agosto de 2022 e julho de 2023.

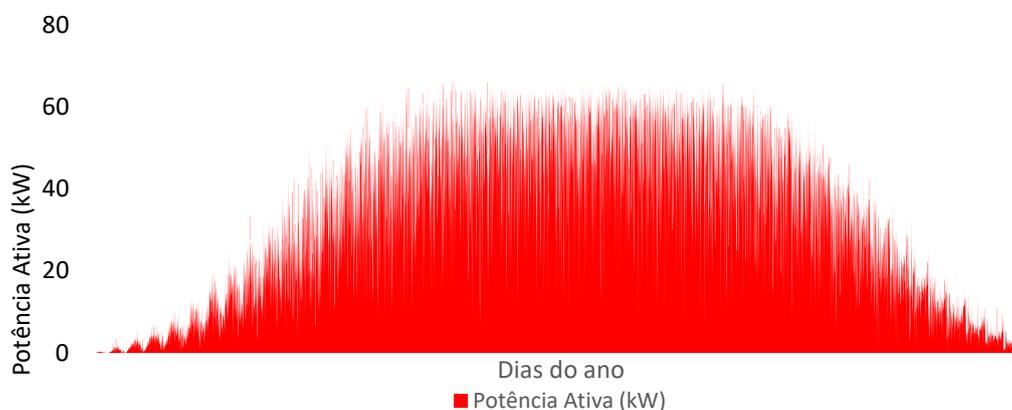


Figura 5 - Curva de potência ativa do sistema CTG durante os doze meses analisados.

O comportamento apresentado na Fig.5 está longe de ser o ideal. Ao refletir a respeito do FDI do sistema fotovoltaico em questão é obvio pensar que ao considerar o baixo valor do FDI, inversor está subdimensionado. A ocorrência do fenômeno de “clipping” deveria ser uma certeza em praticamente todos os dias de operação. A falta do corte de geração por limitação de potência fez desenvolver uma curiosidade a respeito do porquê do problema.

A primeira coisa a ser feita foi entender o sistema como duas metades complementares: a primeira, a metade CC, cujo principal protagonista são os módulos fotovoltaicos. Já a segunda metade, a metade CA, conta com os inversores como ponto focal. Ao conseguir visualizar o sistema como duas partes separadas, mas que conversam entre si foi possível fazer alguns testes.

No lado CC, ou seja, no lado dos módulos, a primeira análise foi visual. Inicialmente foi observado se existiam marcas, rachaduras e arranhões aparentes nos módulos. A fim de corroborar com a inspeção visual, com o auxílio de um drone equipado com câmera térmica, tornou-se possível a confirmação que não há a presença de nenhuma anomalia (rachaduras, infiltrações, pontos quentes etc.) na superfície dos módulos, Fig.6.

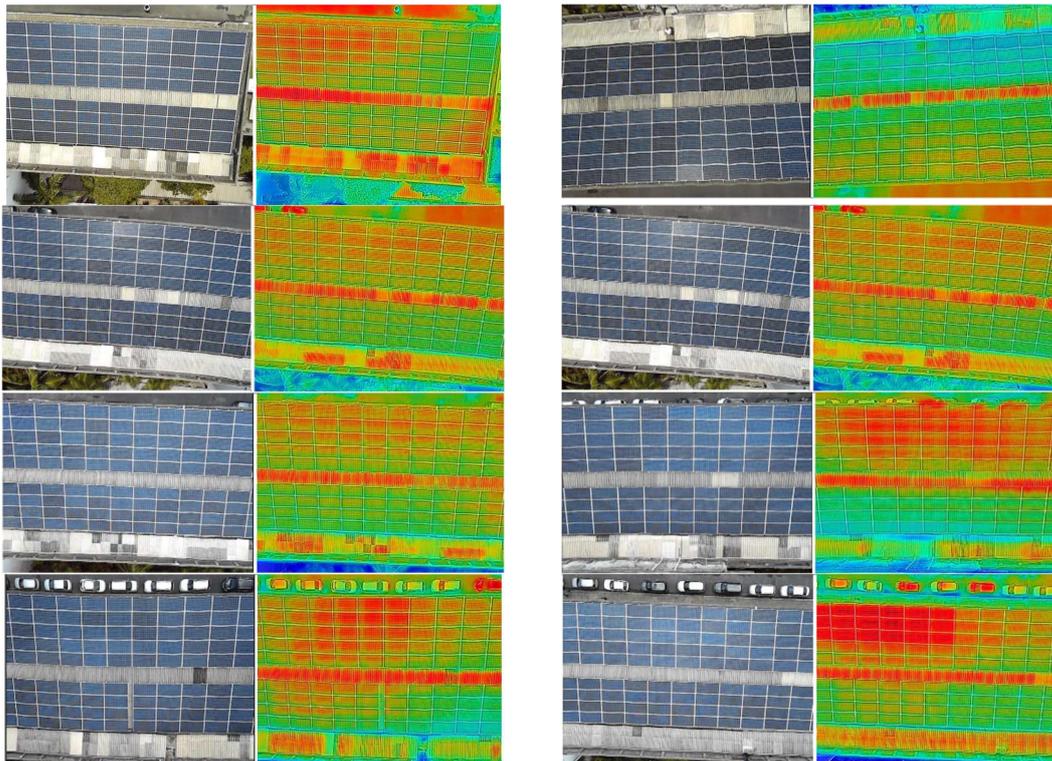


Figura 6 - Conjunto de fotos dos 792 módulos fotovoltaicos do sistema UFPE-CTG.

Para confirmar que não há nenhum funcionamento anormal nas strings do sistema, em paralelo às fotos térmicas das placas, foram traçadas as curvas de saída de cada MPPT (Maximum Power Point Tracking) e conseqüente entrada nos inversores, utilizando o traçador de curva I-V PVE PVPM1500X.

Na Fig. 7 encontra-se o esquemático do projeto, detalhando a distribuição das strings por entrada MPPT para um dos inversores do sistema. Cada inversor possui 13 strings e capacidade para 6 MPPTs. A distribuição das strings por MPPTs segue o seguinte padrão: as cinco primeiras MPPTs são configuradas com duas strings cada, consistindo em 21 módulos por string, totalizando 42 módulos e uma potência de 14,490 kWp. Por sua vez, a sexta e última MPPT é configurada de forma diferente: possui três strings, cada uma contendo 18 módulos, totalizando 54 módulos, sendo que duas dessas strings estão conectadas em paralelo entre si no próprio arranjo. A potência dessa MPPT é de 18,63 kWp. É importante salientar que a configuração das strings é uniforme para os três inversores da instalação, assegurando, em projeto, uma operação homogênea.

O comportamento das curvas I-V das strings fotovoltaicas pode ser observado e analisado nas Figs. 8, 9 e 10. As imagens obtidas nas medições mostram duas curvas de funcionamento, a primeira em vermelho mostra o funcionamento real do sistema levando em consideração a condição de irradiação momentânea. Já a curva em roxo apresenta o comportamento da curva idealizada sob condições padrão (STC – Standart Test Conditions), onde a célula tem temperatura de 25°C e opera com uma irradiação de 1000 W/m². Especificamente na Fig. 8 são evidenciados os resultados obtidos através dos testes das 12 strings do inversor 1, estes foram realizados com uma irradiação entre 900 e 1200 W/m² e as curvas não indicam anomalias. Já na Fig. 9, dos resultados apresentados nas curvas obtidas do inversor 2, dez testes tiveram resultados satisfatórios e as curvas de duas strings foram realizadas com uma taxa de irradiação de 567 e 728 W/m². Na Fig. 10, dez resultados das strings do inversor 3 foram satisfatórios, as curvas de duas strings apresentam anomalias indicando necessidade de testes mais detalhados.

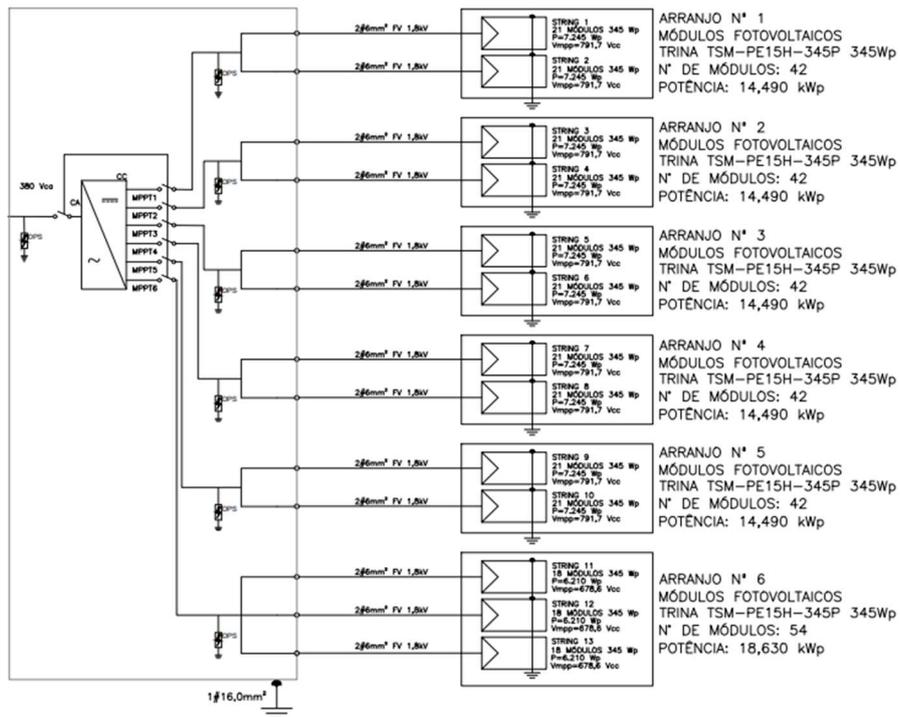


Figura 7 - Configuração das strings por entrada MPPT. Fonte: Adaptado dos Arquivos de projeto.

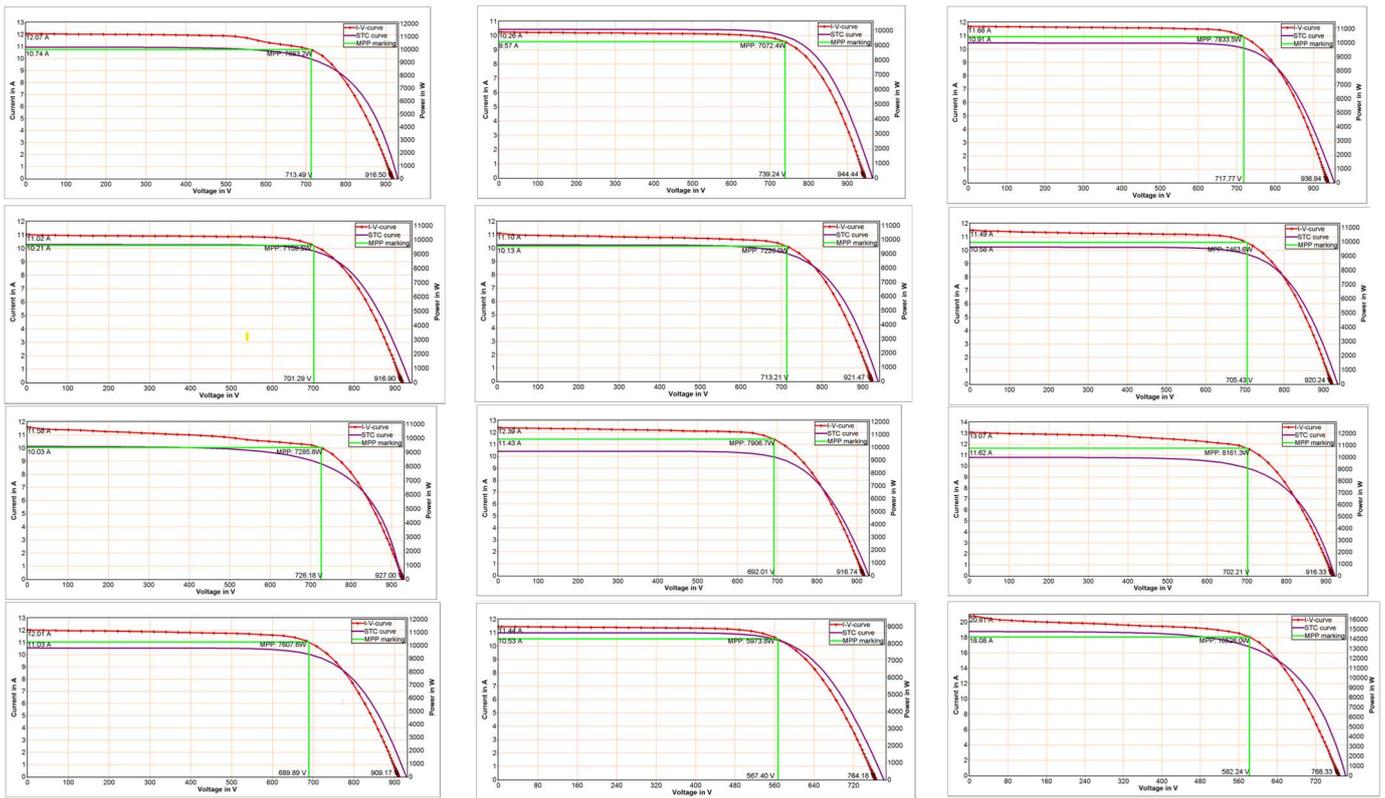


Figura 8 - Curvas I-V do inversor 1, 12 strings, 6 MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 900 a 1200 W/m².

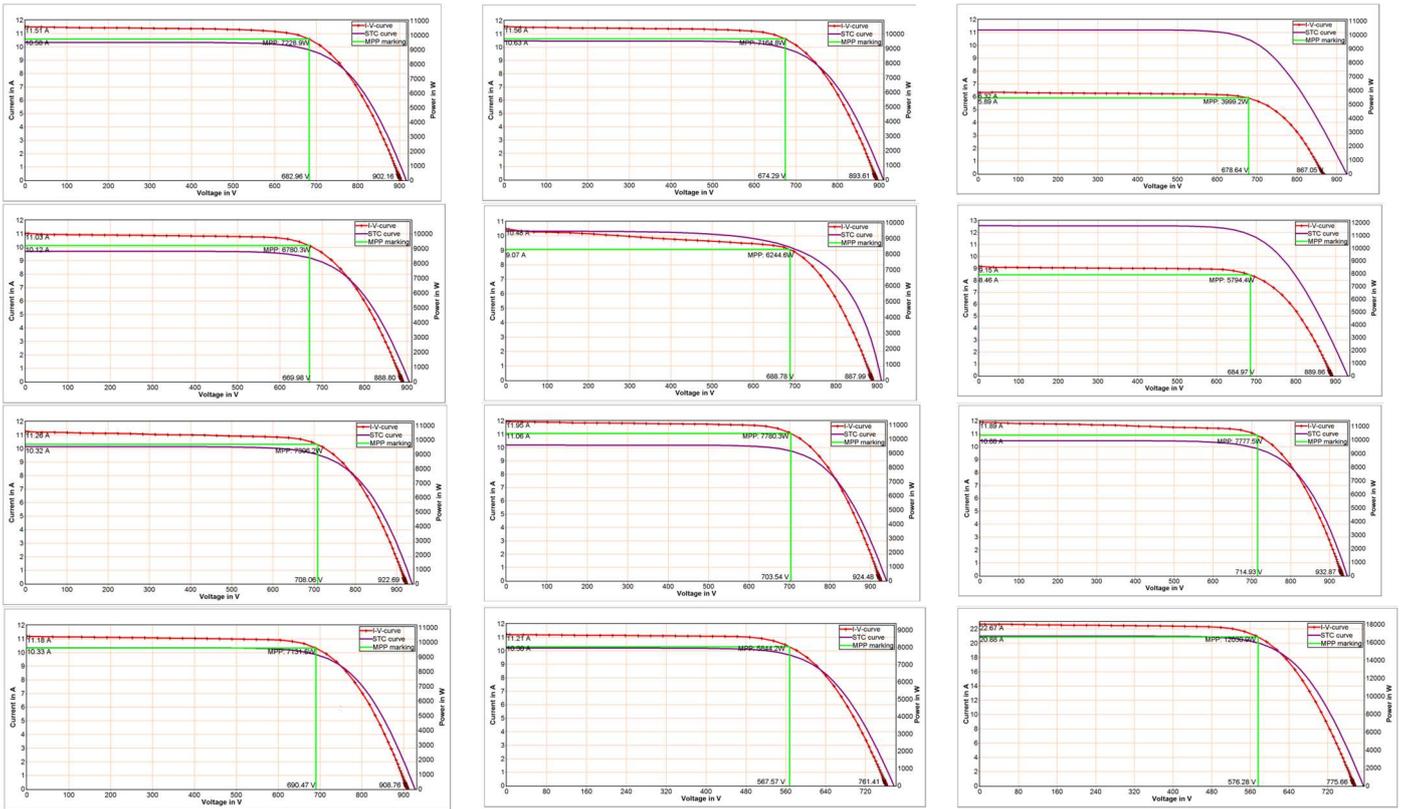


Figura 9 - Curvas I-V do inversor 2, 12 strings, 6 MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 900 a 1200 W/m²; 500 a 750 W/m².

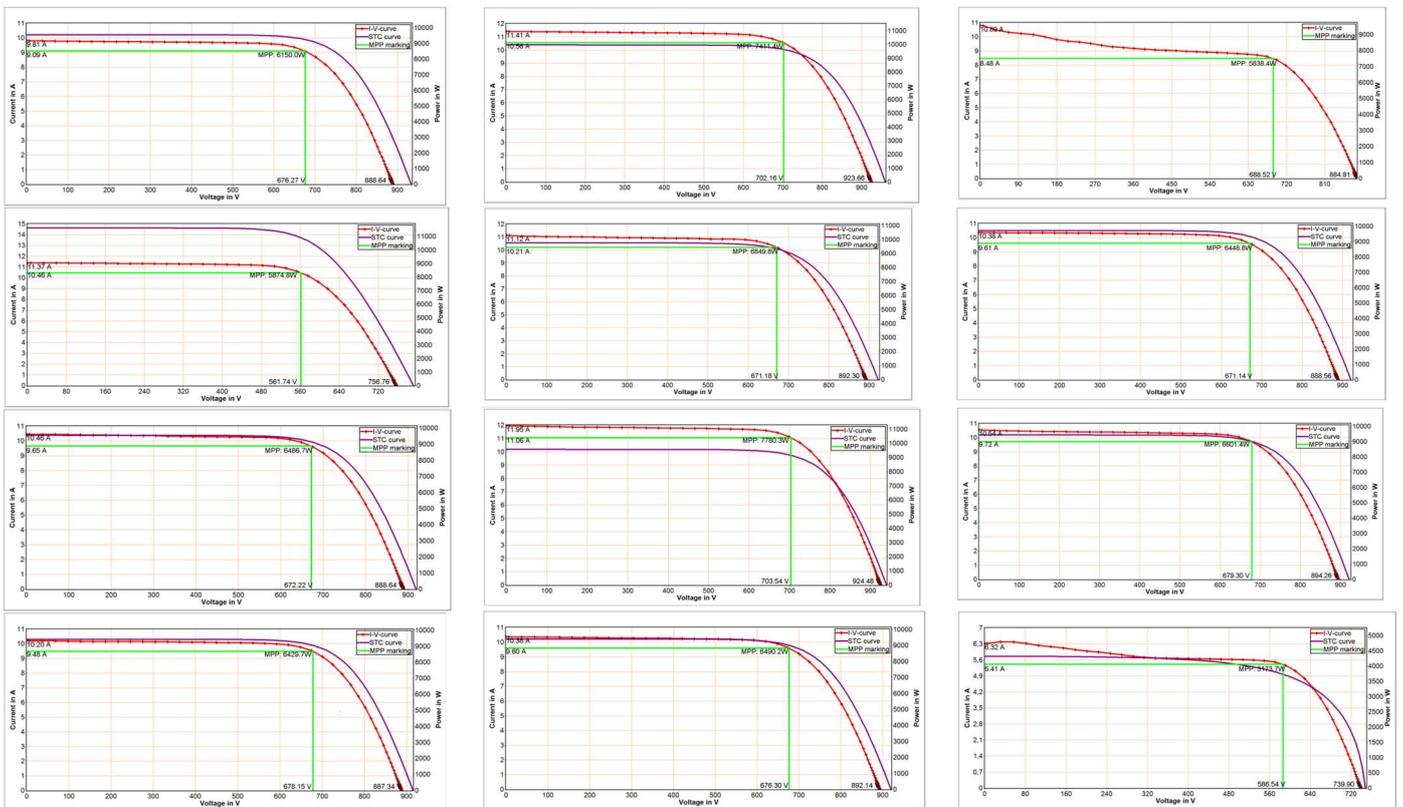


Figura 10 - Curvas I-V do inversor 3 12 strings, 6 MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 1000 a 1200 W/m²; 500 a 750 W/m².

Ao analisar em conjunto as curvas apresentadas nas Figs. 8, 9 e 10 e as termografias evidenciadas na Fig. 6 e compará-las com o comportamento esperado de uma curva I-V, é possível concluir que a maioria das curvas não apresenta anomalias e tem o funcionamento de acordo com o esperado. Essas poucas anomalias não justificam neste momento uma diferença de 15% na geração de energia, desta forma, a investigação recai sobre os inversores.

Um fator interessante a ser considerado é a temperatura atingida pelos inversores durante a sua operação. De acordo com o datasheet do equipamento utilizado, a temperatura máxima de operação é 60°C com uma tolerância de 10%, podendo alcançar até 66°C. Em um dia de sol e calor, através do sistema supervisor da WEG foi possível constatar que o inversor alcançou uma temperatura de 90°C. Esta temperatura ultrapassa o range de operação suportado pelo sistema e sempre que isto acontece, para protegê-lo, o inversor se desliga diminuindo consideravelmente a produção de energia. O comportamento “picotado” mostrado na Fig.4 pode ser justificado pela limitação por temperatura que o sistema enfrenta.

Buscando investigar mais a fundo a influência da temperatura no sistema CTG, na Tab. 4 é apresentada a temperatura média mensal de funcionamento dos inversores no momento mais crítico do dia, isto é, das 10:00 às 14:00, assim como as temperaturas ambientes médias registradas no mês e a diferença percentual entre as temperaturas medidas.

Tabela 4 - Temperatura média mensal de funcionamento dos inversores, Temperatura média Ambiente e Diferença percentual entre as temperaturas.

	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23
Temperatura média do inversor	69,77824	61,56296	71,45893	74,70296	52,62863	71,61176	81,70135	75,13733	77,34	74,04708	66,99172	71,6443
Temperatura ambiente média	27,3517	26,04656	27,66252	28,37301	30,91434	29,582	28,11644	27,65395	28,98098	28,7752	26,31625	25,85462
Diferença percentual	39,20%	42,31%	38,71%	37,98%	58,74%	41,31%	34,41%	36,80%	37,47%	38,86%	39,28%	36,09%

Através dos resultados apresentados na Tab. 4 é possível observar a grande diferença percentual entre as temperaturas ambiente e de operação do inversor. A temperatura do inversor pode ter um impacto significativo no funcionamento de um sistema fotovoltaico. O inversor é uma parte crucial do sistema FV, responsável por converter a energia CC gerada pelos painéis solares em energia CA utilizável para alimentar dispositivos elétricos e ser injetada na rede. A temperatura elevada de operação do inversor afeta a eficiência de conversão, ou seja, a eficiência com que ele converte a energia CC em energia CA.

Normalmente, inversores têm eficiência máxima quanto submetidos a temperaturas máximas específicas. A Fig. 11 apresenta um gráfico em barras que ilustra a temperatura de trabalho do inversor. As barras em azul identificam a temperatura limite de trabalho dos inversores (60°C acrescidos de 10% de tolerância), já a barra verde representa a temperatura de trabalho dos inversores acima do limite de 66°C.

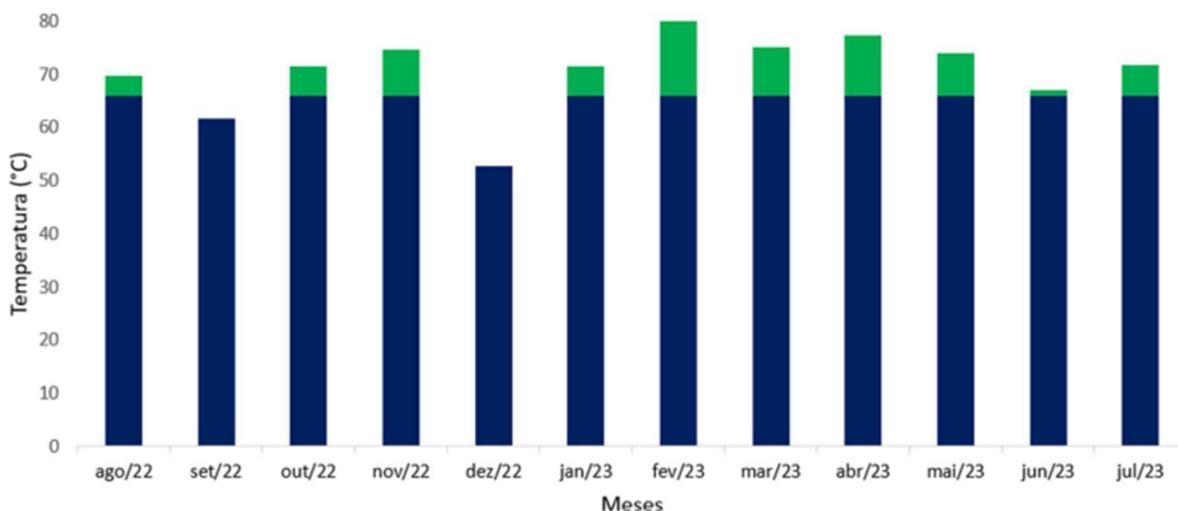


Figura 11 - Temperaturas de funcionamento dos inversores.

Para mitigar esses efeitos negativos, é importante garantir que o inversor esteja instalado em um local bem ventilado e protegido da exposição direta à luz solar intensa. Em confronto a este ponto, a Fig. 12 mostra o local de instalação dos inversores do Sistema CTG. Além de sujos, os três equipamentos estão posicionados em uma parede receptora do sol poente em uma sala extremamente quente e sem a circulação de ar adequada para resfriá-los.



Figura 12 - Imagem do local de instalação dos inversores do Sistema CTG.

Com o objetivo de tentar acompanhar as variações de temperatura de uma maneira mais assertiva, foram posicionados mais cinco sensores LM-35 e um ventilador com o objetivo de forçar uma ventilação e observar se há algum ganho com a diminuição da temperatura. Um sensor foi instalado medindo a temperatura que o ambiente atinge com o calor expelido pelos inversores. Os outros quatro sensores foram instalados com o objetivo de confrontar a influência da ventilação: dois aferindo a temperatura nas aletas, um em cada inversor, e o outro par na parte interna dos dois inversores, vide Fig. 13. Contudo, resultados preliminares obtidos podem ser observados na Fig. 14 e mostram que a ventilação forçada acarretou uma interessante queda da temperatura. No gráfico estão representadas as temperaturas de funcionamento em um dia de operação, nele estão representados os valores fornecidos pelo sistema supervisor da WEG (WEG Inv 1 e WEG Inv 2) e as temperaturas aferidas nas aletas do inversor 1 (T3) e inversor 2 (T4). Mas, em geral, os resultados ainda não são suficientes para gerar conclusões concretas e serão utilizados para acompanhamento e trabalhos futuros.



Figura 13 – Instalação dos novos sensores.

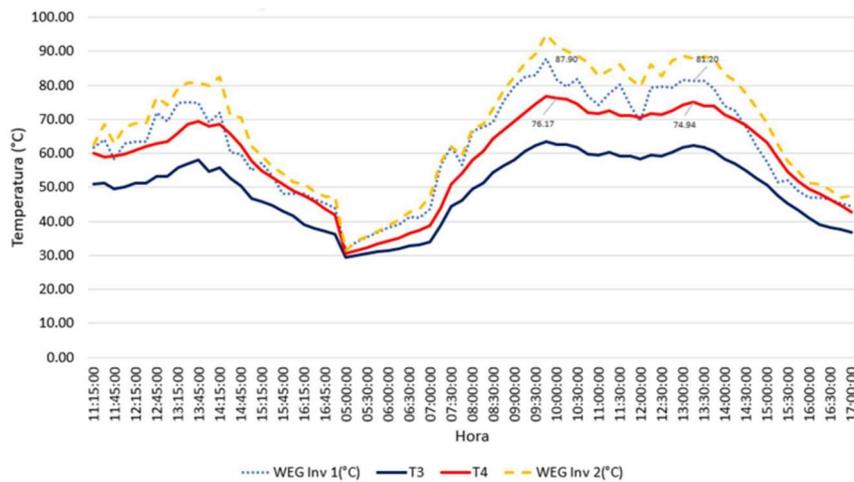


Figura 14 – Relação das temperaturas de funcionamento.

4. CONCLUSÕES

Depois da instalação desta usina, a UFPE passou a ser uma das protagonistas, no estado de Pernambuco, na geração distribuída-solar. O sistema fotovoltaico instalado no CTG pode apresentar um melhor desempenho. Os equipamentos isoladamente têm uma boa qualidade contudo a instalação deixa a desejar. O espaço de instalação dos inversores é quente e abafado fazendo com que os equipamentos operam no limite do inversor ou em alguns casos acima da sua saturação. Equipamentos eficientes, efetivação de instalações corretas e otimizadas, monitoramento e manutenção sistêmica dos sistemas, possibilita um maior ganho de desempenho operacional. A UFPE ganha economicamente ao reduzir a despesa com o consumo de eletricidade e como centro de geração e difusão do conhecimento amplia as possibilidades de produção de pesquisas e inovações tecnológicas, a interação científica entre diversos grupos de pesquisa e criando oportunidades para seu corpo discente.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio do corpo técnico da Prefeitura da Universidade e dos técnicos do Departamento de Energia Nuclear: Rinaldo Oliveira, Antônio Negreiro e Marcelo Rodrigues, o técnico do Departamento de Engenharia Elétrica Marcos Almeida. Além disso, prestamos agradecimentos à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/Gestão FINEP, em particular, ao PRH 38.1, do Departamento de Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia e Geociências da UFPE.

REFERÊNCIAS

- Empresa de Pesquisa Energética, Balanço Energético Nacional 2023, Ano base 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 10 de outubro de 2023.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L. D., Rütther, R., Abreu, S. L. D., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. G. D., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª ed.: INPE. São José dos Campos - SP.
- Miranda, D., Galdino, J., Petrobú, L., Vilela, O., Barcelar, T., Barbosa, E. M. de S., 2021, Análise de Longo Prazo e Obtenção do Ano Meteorológico Típico Para Uma Usina Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho, ASADES.
- Petribú, L., Sabino, E., Barros, H., Costa, A., Barbosa, E., Vilela, O. C., 2017, Procedimento Objetivo Para a Garantia Qualidade de Dados de Radiação Solar, ASADES.
- Roversi, K.; Rampinelli, G. A., 2020. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS.
- Romaneli, E F. R; Santos, F P.; Tiepolo, G M.; Soares, J J.; Nascimento, L N B., 2022. Análise Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do IFAM Campus Manaus Centro em seu Primeiro Ano de Operação. Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS.
- Solar Power World, 2019. Disponível em: < <https://www.solarpowerworldonline.com/2019/12/how-to-maximize-solar-installation-value-using-inverter-clipping/>>. Acesso em 15 de outubro de 2023.
- Macêdo, W. N., Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2006. 200f. Tese (Doutorado). Universidade de São Paulo.

PERFORMANCE ANALYSIS OF THE GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM AT THE CENTER FOR TECHNOLOGY AND GEOSCIENCES, UFPE RECIFE

Abstract. *In recent years, Distributed Generation (DG) of energy through photovoltaic systems has experienced remarkable growth in the national energy context, enabling the integration of photovoltaic solar generation into existing structures. However, the effectiveness of these systems can be significantly affected by various factors, ranging from inverter sizing to operating conditions, including temperature and system efficiency. This article presents a case study conducted at the Recife Campus of the Federal University of Pernambuco (UFPE), where a photovoltaic system was implemented in the Center for Technology and Geosciences. The research results emphasize that inadequate inverter sizing has an adverse impact on performance. Additionally, the high temperature of the inverters, resulting from inadequate installation conditions, was identified as one of the causes of reduced system efficiency. The study highlights the importance of proper inverter sizing, appropriate equipment installation, and systematic maintenance to optimize the performance of photovoltaic systems.*

Keywords: Solar Energy, Photovoltaic Systems, Inverter Sizing.