

# ANÁLISE DO CARREGAMENTO E QUALIDADE DA ENERGIA DE INVERSORES CONECTADOS À REDE EM DIVERSAS CONDIÇÕES DE IRRADIÂNCIA

ANALYSIS OF LOAD AND POWER QUALITY OF GRID-CONNECTED INVERTERS UNDER VARIOUS IRRADIANCE CONDITIONS

**José Bruno Alves Cintra**

[jbac@discente.ifpe.edu.br](mailto:jbac@discente.ifpe.edu.br)

**Francisco Junior Mendes Lopes**

[fjml@discente.ifpe.edu.br](mailto:fjml@discente.ifpe.edu.br)

**Prof. Me. Alexandre Manoel de Farias**

[alexandre.farias@pesqueira.ifpe.edu.br](mailto:alexandre.farias@pesqueira.ifpe.edu.br)

---

## RESUMO

A crescente instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil levanta preocupações sobre a qualidade da energia elétrica gerada e seus impactos na rede de distribuição. Frente a isso, este trabalho tem como objetivo analisar o carregamento e a qualidade da energia de inversores fotovoltaicos conectados à rede em diversas condições de irradiância, através da realização de medições de parâmetros elétricos da geração utilizando um analisador de energia MINIPA ET-5051C, conectado à saída de um inversor fotovoltaico PHB3000-SS. Os parâmetros monitorados incluíram a irradiância solar (extraterrestre, global horizontal e global inclinada), a potência e corrente geradas pelo inversor, a distorção harmônica total de tensão (DHT-V) conforme o Módulo 8 da PRODIST, a distorção harmônica total de corrente (DHT-C) e suas ordens pares e ímpares, em conformidade com as normas NBR 16150 e NBR 16149, além do fator de potência (indutivo) segundo a NBR 16149. Os dados foram coletados em cenários climáticos variados, como dias ensolarados, parcialmente nublados, nublados e chuvosos. Os resultados obtidos revelaram que a DHT-V permaneceu consistentemente abaixo do limite de 10% estabelecido pela PRODIST, indicando conformidade nesse aspecto. Observou-se uma forte correlação entre as condições de irradiância e as curvas de potência e corrente geradas, com as flutuações de irradiância sendo diretamente refletidas na produção de energia. Em contraste, a DHT-C frequentemente excedeu o limite de 5% da NBR 16149 em todos os dias de medição, com especial atenção às ordens ímpares. Adicionalmente, em períodos de baixa irradiância, como em dias nublados, o comportamento do fator de potência tornou-se mais pronunciado, com o fator de potência indutivo ocasionalmente ultrapassou o limite de 0,95, destacando a sensibilidade da qualidade da energia às variações climáticas e ao carregamento do inversor.

Palavras-chave: Inversores Fotovoltaicos, Qualidade da Energia, Distorção Harmônica, Irradiância Solar, Carregamento de Inversores.

## **ABSTRACT**

The increasing installation of photovoltaic systems in Brazil raises concerns about the quality of the generated electrical energy and its impacts on the distribution grid. In this context, this study aims to analyze the loading and energy quality of grid-connected photovoltaic inverters under various irradiance conditions by measuring electrical generation parameters using a MINIPA ET-5051C power analyzer connected to the output of a PHB3000-SS photovoltaic inverter. The monitored parameters included solar irradiance (extraterrestrial, global horizontal, and global tilted), the power and current generated by the inverter, total harmonic distortion of voltage (THD-V) according to Module 8 of PRODIST, total harmonic distortion of current (THD-I) and its even and odd orders in compliance with NBR 16150 and NBR 16149 standards, as well as the power factor (cainductive) in accordance with NBR 16149. Data were collected under varied weather conditions, such as sunny, partly cloudy, overcast, and rainy days. The results showed that THD-V consistently remained below the 10% limit set by PRODIST, indicating compliance in this aspect. A strong correlation was observed between irradiance conditions and the generated power and current curves, with irradiance fluctuations being directly reflected in energy production. In contrast, THD-I often exceeded the 5% limit of NBR 16149 on all measurement days, with particular attention to odd orders. Additionally, during periods of low irradiance, such as overcast days, the behavior of the power factor became more pronounced, with the inductive power factor occasionally exceeded the 0.95 limit, highlighting the sensitivity of energy quality to climatic variations and inverter loading.

Keywords: Photovoltaic Inverters, Power Quality, Harmonic Distortion, Solar Irradiance, Inverter Loading.

---

## 1 INTRODUÇÃO

A transição energética global tem impulsionado a busca por fontes de energia mais limpas e sustentáveis, com a energia solar fotovoltaica emergindo como uma das soluções mais promissoras. No Brasil, a expansão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede tem sido exponencial, consolidando-se como um pilar fundamental para a matriz energética nacional. Essa crescente integração, no entanto, traz consigo desafios inerentes à qualidade da energia elétrica. A interação entre os inversores fotovoltaicos, que convertem a energia contínua dos módulos em corrente alternada, e a rede de distribuição, exige uma análise aprofundada para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico. A preocupação central reside na introdução de distorções harmônicas e na gestão eficiente do carregamento desses dispositivos, que podem comprometer o desempenho da rede.

A qualidade da energia elétrica é um fator crítico para a operação segura e eficiente de qualquer sistema elétrico. Com a proliferação de dispositivos eletrônicos de potência, como os inversores fotovoltaicos, a presença de distorções harmônicas na rede tornou-se uma questão de grande relevância. Essas distorções, que se manifestam como desvios da forma de onda senoidal ideal de tensão e corrente, podem acarretar uma série de problemas, incluindo perdas de energia, mau funcionamento de equipamentos e até mesmo danos a componentes da rede. A variabilidade da irradiância solar, característica intrínseca da fonte fotovoltaica, adiciona uma camada de complexidade a essa questão, influenciando diretamente o comportamento dos inversores e, conseqüentemente, a qualidade da energia injetada na rede. Compreender essa dinâmica é essencial para o desenvolvimento de soluções que garantam a integração harmoniosa dos sistemas fotovoltaicos.

Nesse cenário, a análise de parâmetros como a distorção harmônica total de tensão (DHT-V) e de corrente (DHT-C), bem como o fator de potência, torna-se imperativa. Conforme o Módulo 8 da PRODIST (ANNEL, 2022) e as NBR 16149 (ABNT1, 2013) e NBR 16150 (ABNT2, 2013) estabelecem os limites e requisitos para a qualidade da energia elétrica e a interface de conexão de sistemas fotovoltaicos à rede, respectivamente. A conformidade com esses padrões é crucial para assegurar que a energia gerada pelos inversores não degrade a qualidade da rede. A avaliação do carregamento dos inversores em diferentes condições de irradiância, que impacta diretamente a potência e a corrente geradas, é fundamental para entender como as variações climáticas se traduzem em flutuações nos níveis de distorção harmônica e no comportamento do fator de potência.

Frente a essas demandas, Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), Campus Pesqueira tem trabalhado em uma linha de pesquisa focada na análise do carregamento e da qualidade de energia de inversores fotovoltaicos conectados à rede em diversas condições de irradiância. Trabalhos anteriores relatam um avanço significativo sobre estes estudos, consolidando e expandindo o conhecimento gerado por pesquisas fundamentais, como as de Gomes (2025), que investigou a qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos com diferentes carregamentos, e o de Macêdo (2023), cujo trabalho aprofundou a compreensão da distorção harmônica de corrente produzida por inversores fotovoltaicos. Além disso, Farias (2024) apresentou estudos correlatos sobre a influência de usinas solares fotovoltaicas na qualidade de energia, pavimentando o caminho para a presente investigação.

Ao integrar e expandir essas bases, o presente estudo visa, especificamente, o estudo da irradiância, potência do inversor, distorções harmônicas e fator de potência

em dias claros, razoavelmente nublados e mais nublados, buscando compreender os impactos causados pelas diferentes condições de irradiância na qualidade de energia de um inversor fotovoltaico, contribuindo para o desenvolvimento de soluções mais robustas e eficientes para a integração da energia solar na matriz energética brasileira.

## **2 OBJETIVOS**

Diante da complexidade e da relevância do tema, o objetivo geral do trabalho é a análise e a compreensão do carregamento e da qualidade de energia gerada por inversor fotovoltaico conectado à rede, sob diversas condições de irradiância. Como objetivos específicos, destaca-se a análise da potência gerada, o estudo das distorções harmônicas e do fator de potência, de acordo com as variações de irradiância em um inversor fotovoltaico instalado na usina solar do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) em Pesqueira, permitindo uma visão comparativa entre dias claros, razoavelmente nublados e nublados. Esse estudo busca a compreensão dos impactos causados pelas diferentes condições de irradiância, procurando evidenciar as situações mais críticas para a qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos.

## **3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Este capítulo apresenta os fundamentos necessários para o entendimento do comportamento da qualidade da energia elétrica em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. São explorados os principais aspectos que afetam a qualidade da energia dos inversores a partir de irradiâncias diferentes. A abordagem teórica aqui desenvolvida permite compreender como as condições climáticas afetam a operação e influenciam a forma de onda da energia fornecida, servindo de base para a análise dos impactos técnicos relacionados ao desempenho e conformidade normativa dos sistemas de baixa tensão interligados à rede.

### **3.1. Qualidade da Energia Elétrica**

A excelência da energia elétrica fornecida é um pilar fundamental para o desempenho adequado de sistemas e equipamentos conectados à rede. Ela se manifesta na capacidade de entregar um suprimento contínuo e estável, livre de anomalias que possam comprometer a integridade da forma de onda ideal de tensão e corrente. Contudo, a crescente complexidade das redes modernas, impulsionada pela inserção de fontes de geração distribuída, como os sistemas fotovoltaicos, e pela proliferação de cargas com comportamento não-linear, introduz desafios significativos a essa qualidade. Essas influências externas podem gerar desvios na amplitude da tensão, desequilíbrios entre fases e, notavelmente, distorções na forma de onda, exigindo monitoramento constante e ações corretivas. A análise desses distúrbios é crucial para assegurar a operação eficiente e segura de toda a infraestrutura elétrica. Parâmetros como a Distorção Harmônica Total de Tensão (DHT-V) e de Corrente (DHT-C), juntamente com o fator de potência, são métricas essenciais para avaliar e quantificar o nível de perturbação presente na rede. A conformidade com os limites estabelecidos por regulamentações como o Módulo 8 da PRODIST (ANEEL, 2022) e as normas NBR 16149 (ABNT1, 2013) e NBR 16150 (ABNT2, 2013) é imperativa para a manutenção da integridade do sistema elétrico e a proteção dos equipamentos dos consumidores. As perturbações na qualidade da energia podem se manifestar de diversas formas, incluindo variações na amplitude da tensão, desequilíbrios e, principalmente, distorções na forma de onda. A presença de cargas não-lineares,

como retificadores, inversores e fontes chaveadas, é uma das principais causas dessas distorções, que resultam na injeção de correntes harmônicas na rede. Essas correntes, ao interagirem com a impedância do sistema, geram quedas de tensão harmônicas, deformando a onda de tensão. A análise e mitigação desses fenômenos são cruciais para evitar problemas como superaquecimento de transformadores e cabos, mau funcionamento de equipamentos sensíveis, e perdas de energia. A avaliação contínua da qualidade da energia é, portanto, indispensável para a operação eficiente e segura dos sistemas elétricos modernos (RAMPINELLI; KRENZINGER, 2011), (MAY, 2016). A complexidade da rede e a interconexão de novas tecnologias exigem um monitoramento rigoroso para identificar e corrigir desvios dos padrões estabelecidos, garantindo a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento elétrico. A compreensão aprofundada desses conceitos é vital para o desenvolvimento de soluções eficazes que promovam a integração harmoniosa de fontes de energia renováveis, como a solar fotovoltaica, na infraestrutura elétrica existente (FARIAS, 2024), (YAMAGUTI; DEMONTI; AOKI, 2022).

### 3.2. Análise da Irradiância

A análise da irradiância solar em superfícies inclinadas é fundamental para o dimensionamento e a avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos (ANNEL, 2022). No presente trabalho, a metodologia para o cálculo da irradiância global sobre um plano inclinado baseou-se em modelos que consideram as componentes direta, difusa e refletida da radiação solar, conforme as condições atmosféricas e a geometria da instalação.

Para o cálculo da irradiância extraterrestre e do ângulo zenital solar, fundamentais na estimativa do índice de clareza ( $K_t$ ), foram utilizadas equações amplamente consolidadas na literatura, conforme descritas por (Cooper, 1969) e (Duffie & Beckman, 2013). Essas expressões permitem relacionar as condições astronômicas do dia com a quantidade de radiação solar incidente sobre uma superfície horizontal.

A primeira etapa consiste na determinação da declinação solar ( $\delta$ ), que é o ângulo entre os raios solares e o plano do equador terrestre, variando ao longo do ano. Essa declinação é calculada pela equação (1):

$$\delta = 23,45^\circ \times \text{sen}\left(\frac{360^\circ \times (284 + n)}{365}\right) \quad (1)$$

em que  $n$  representa o número do dia do ano (variando de 1 a 365). Essa variação é responsável pela diferença na altura do Sol entre as estações do ano.

A seguir, aplica-se a equação do tempo ( $E_t$ ) (Equações 2 e 3), que corrige a discrepância entre o tempo solar verdadeiro e o tempo médio, causada pela excentricidade da órbita terrestre. Esta é dada por:

$$B = \frac{360^\circ \times (n-81)}{364} \quad (2)$$

$$E_t = 9,87 \times \text{sen}(2B) - 7,53 \times \text{cos}(B) - 1,5 \times \text{sen}(B) \quad (3)$$

Esses valores são utilizados para a conversão da hora local para hora solar verdadeira ( $h_s$ ), obtida através da equação (4):

$$h_s = \text{hora} + \frac{4 \times (\text{longitude} - \text{longitude padrão}) + E_t}{60} \quad (4)$$

onde hora é o tempo local em horas decimais, longitude é a posição do local de interesse, e longitude padrão refere-se ao meridiano de referência do fuso horário (ex:  $-45^\circ$  para UTC-3). A hora solar permite calcular o ângulo horário ( $\omega$ ) (Equação 5) do Sol:

$$\omega = 15^\circ \times (h_s - 12) \quad (5)$$

Com os valores de declinação, latitude ( $\varphi$ ) e ângulo horário, é possível calcular o cosseno do ângulo zenital ( $\cos(\theta_z)$ ), que define a inclinação do Sol em relação à vertical local. Que é dado pela equação (6):

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(\omega) \quad (6)$$

A irradiância solar extraterrestre efetiva  $I_{0,eff}$  (Equação 7), para um determinado dia do ano, em  $W/m^2$  é definida pela:  $I_0$  é a constante solar, que é o valor médio da irradiância solar, aproximadamente  $1361 W/m^2$ ;  $n$  é o número do dia do ano (de 1 a 365); o termo 0,033 representa a excentricidade da órbita da Terra e A função cosseno modela a variação periódica da distância Terra-Sol.

$$I_{0,eff} = I_0 \times \left( 1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360}{360 \times 25} n\right) \right) \quad (7)$$

Com isso, inicia-se com a determinação do índice de claridade ( $K_t$ ) (Equação 8), um parâmetro crucial para classificar o tipo de dia (claro, parcialmente nublado e nublado), influenciando diretamente a distribuição das componentes da irradiância. O  $K_t$  é definido pela razão entre a irradiância global horizontal medida (GHI) e a irradiância extraterrestre horizontal teórica ( $I_{0,eff}$ ) multiplicada pelo cosseno do ângulo zenital ( $\cos(\theta_z)$ ) (Liu e Jordan, 1960):

$$K_t = \frac{GHI}{I_{0,eff} \times \cos(\theta_z)} \quad (8)$$

Nesta fórmula, GHI representa a Irradiância Global Horizontal em  $W/m^2$ ;  $I_{0,eff}$  é a Irradiância Extraterrestre Horizontal Efetiva em  $W/m^2$ , que representa a irradiância solar fora da atmosfera terrestre, corrigida para a variação da distância Terra-Sol ao longo do ano; e  $\theta_z$  é o Ângulo Zenital do Sol, que é o ângulo entre a direção do sol e a vertical.

Com base no valor de  $K_t$ , a classificação do dia é realizada conforme Liu e Jordan (1960) [12]: Nublado:  $0 < K_t \leq 0,30$ ; Parcialmente nublado:  $0,30 < K_t \leq 0,65$ ; Claro:  $0,65 < K_t \leq 1$ .

### 3.3. Controle de Potência em Inversores Conectados à Rede

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) injetam potência ativa na rede, contribuindo para a geração distribuída de energia elétrica. Além disso, inversores modernos também podem controlar a potência reativa, auxiliando na regulação da tensão e na compensação de cargas locais. O controle da potência reativa é essencial para manter o fator de potência dentro de limites aceitáveis, evitando instabilidades, redução da eficiência energética do sistema como um todo.

Segundo a NBR 16149 (ABNT1, 2013) e a NBR 16150 (ABNT2, 2013), os inversores devem operar de forma segura, eficiente e compatível com a rede elétrica. O Módulo 8 do PRODIST (ANNEL, 2022) estabelece que o fator de potência mínimo permitido é de 0,92, seja indutivo ou capacitivo, podendo ser ajustado dinamicamente pela distribuidora. A potência ativa não deve exceder a capacidade nominal do

inversor, e a corrente de injeção é limitada a 110% da corrente nominal por curtos períodos.

### 3.4. Distorção Harmônica

A distorção harmônica é uma deformação da forma de onda senoidal ideal da tensão ou corrente, causada principalmente pela operação de equipamentos eletrônicos como inversores fotovoltaicos. Segundo a NBR 16149 (ABNT1, 2013) e a NBR 16150 (ABNT2, 2013), os sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem limitar a emissão de harmônicas para não comprometer a qualidade da energia elétrica. O Módulo 8 do PRODIST (ANNEL, 2022), estabelece que os valores de Distorção Harmônica Total (THD) de corrente devem ser inferiores a 5% para conexão em baixa tensão, conforme também indicado pela IEEE STD 519. As harmônicas podem causar aquecimento excessivo em condutores, mau funcionamento de equipamentos e interferências em sistemas de comunicação. A medição e controle das harmônicas são essenciais para garantir a compatibilidade eletromagnética e a integridade da rede. Inversores devem possuir filtros ou técnicas de modulação que minimizem essas distorções. O atendimento a esses limites é verificado por ensaios específicos, assegurando que a geração distribuída opere sem degradar o desempenho da rede elétrica.

#### 3.4.1 Distorção Harmônica Total

A Distorção Harmônica Total (DHT%) (Equação 9) é um parâmetro crítico para avaliar a qualidade da energia em sistemas fotovoltaicos, calculada pela soma quadrática das componentes harmônicas de corrente (até a 39ª ordem) em relação à componente fundamental.

$$DHT (\%) = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{39} I_h^2}{I_1}} \times 100 \quad (9)$$

#### 3.4.2 Distorção Harmônica Total de Tensão DHT%-V

Em sistemas de geração distribuída, a presença de harmônicas pode impactar negativamente a rede elétrica, causando aquecimento de condutores, falhas em equipamentos e interferência em sistemas de comunicação. Segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANNEL, 2022), para redes com tensão de até 2,3 kV, o limite da Distorção Harmônica Total de Tensão (DHT) é de 10%. A avaliação da conformidade é feita com base em 1008 medições realizadas ao longo de sete dias (uma a cada 10 minutos), sendo aceito que até 5% dessas medições excedam o valor limite. Caso mais de 5% estejam acima, a qualidade da energia é considerada insatisfatória. De acordo com (Farias, 2024), medições realizadas no IFPE – Campus Pesqueira revelaram variações de DHT significativas em horários de pico de geração solar.

#### 3.4.3 Distorção Harmônica Total de Corrente DHT%-C

A Norma NBR 16149 (ANBT1, 2013) estabelece limites rigorosos para as distorções harmônicas individuais de corrente em sistemas elétricos, definindo valores máximos específicos para cada ordem harmônica (Tabela 1). Para harmônicas ímpares, os limites variam de 4% para as ordens 3ª a 9ª, 2% para as ordens 11ª a 15ª, 1,5% para ordens 17ª a 21ª e 0,6% para as ordens 23ª a 33ª. Já para as harmônicas pares, os limites são ainda mais restritivos, com 1% para as ordens 2ª a 8ª e 0,5%

para as ordens 10<sup>a</sup> a 32<sup>a</sup>. Estes limites normativos são fundamentais para garantir a qualidade da energia elétrica e proteger os equipamentos conectados à rede.

A equação 10 apresenta a distorção harmônica total de corrente percentual para cada harmônico  $h$ . Ela Permite quantificar precisamente a contribuição de cada componente harmônica, sendo essencial para avaliações técnicas e projetos elétricos. A norma enfatiza ainda a necessidade de medições precisas com instrumentação adequada e a implementação de medidas de mitigação, como filtros ativos ou passivos, quando os limites forem ultrapassados.

$$DHI_h(\%) = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (10)$$

Em sistemas fotovoltaicos, como os analisados em estudos recentes de Gomes (2025), o monitoramento da DHI torna-se particularmente importante devido às características não-lineares dos inversores e à variabilidade da geração solar. A conformidade com estes parâmetros é crucial para assegurar a estabilidade da rede e a eficiência energética, especialmente em instalações com alta penetração de energia renovável.

**Tabela 1 - Limites de Distorções Harmônicas**

Harmônicas Total	Limite de Distorção
Tensão	<10%
Corrente	<5%
Harmônicas Ímpares	Limite de Distorção
3° a 9°	<4,0%
11° a 15°	<2,0%
17° a 21°	<1,5%
23° a 33°	<0,6%
Harmônicas Pares	Limite de Distorção
2° a 8°	<1,0%
10° a 32°	<0,5%

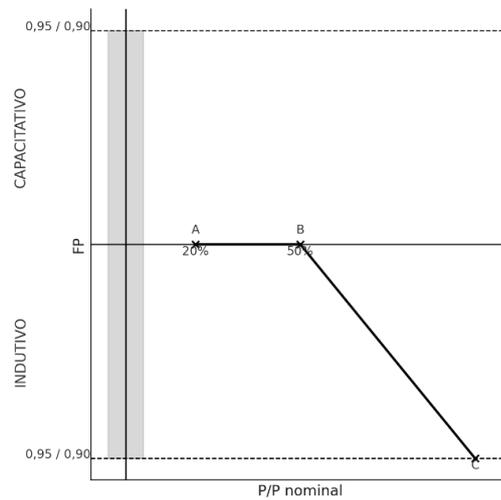
Fonte: NBR 16149 (ABNT1, 2013).

### 3.5. Fator de Potência (FP) em Sistemas Fotovoltaicos conforme NBR 16149

A NBR 16149 (ABNT1, 2013) estabelece requisitos específicos para inversores fotovoltaicos entre 3 kW e 6 kW, que devem operar com FP unitário (1,0) por padrão, com tolerância de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo de acordo com a Equação 11. Opcionalmente, podem seguir a curva da Figura 1, permitindo ajuste entre 0,95 indutivo e capacitivo conforme a potência ativa de saída. A ativação desta curva ocorre apenas quando a tensão da rede ultrapassa 104% do valor nominal (ajustável entre 100%-110%), desativando-se abaixo de 100% (faixa 90%-100%). Esta flexibilidade no FP visa auxiliar no controle da tensão da rede, sendo particularmente útil em cenários com alta penetração de geração distribuída.

$$FP = \frac{E_{ATIVA}}{\sqrt{E_{ATIVA}^2 + E_{REATIVA}^2}} \quad (11)$$

**Figura 1 - Curva do FP em função da potência ativa da saída do inversor.**



Fonte: NBR 16149 (ABNT1, 2013).

#### 4 METODOLOGIA

Neste estudo, foi empregado um inversor fotovoltaico do modelo PHB3000-SS, conforme representado na Figura 2a. Foram selecionados dias com diferentes características climáticas, de modo a expor o inversor a distintas condições de carregamento, visando analisar seu desempenho em diferentes cenários operacionais. Paralelamente, utilizou-se um analisador de energia modelo MINIPA ET-5051C, apresentado na Figura 2b, com a finalidade de registrar dados como tensão, corrente, potência injetada e os harmônicos de corrente. Esse equipamento possui a capacidade de realizar medições em tempo real, além de armazenar os dados para futuras avaliações, permitindo que utilizássemos um intervalo de integração de 2 minutos entre uma medida e outra. Essa abordagem possibilitou uma análise criteriosa e detalhada do comportamento do sistema fotovoltaico sob variadas condições de operação, conforme também proposto por (Gomes, 2025) e (Farias, 2024) em estudo semelhante sobre a qualidade da energia em inversores submetidos a diferentes carregamentos.

**Figura 2 – Sistema analisado. (a) Inversor de frequência; (b) Analisador de energia.**



(a)



(b)

Fonte: GOMES (2025).

O sistema fotovoltaico analisado neste estudo corresponde exclusivamente à Mesa 1, destacada em azul na Figura 3. Essa mesa é composta por 16 módulos, porém só foram utilizados 12, para que o inversor trabalhe em sua capacidade nominal. No entanto, como as medições foram realizadas apenas na saída AC do inversor, os valores de potência e corrente dos módulos não foram diretamente monitorados. As variações no carregamento do inversor, portanto, foram avaliadas indiretamente, a partir das diferentes condições de irradiância solar registradas nos dias analisados. Essa abordagem permitiu investigar o desempenho do inversor em distintos níveis de solicitação, conforme as condições atmosféricas influenciavam a geração fotovoltaica. Com isso, foi possível realizar uma análise do comportamento do sistema em cenários reais de operação, considerando unicamente os dados disponíveis na saída alternada do equipamento.

**Figura 3 - Sistema Fotovoltaico do IFPE - PESQUEIRA utilizado para o estudo.**



Fonte: GOMES (2025)

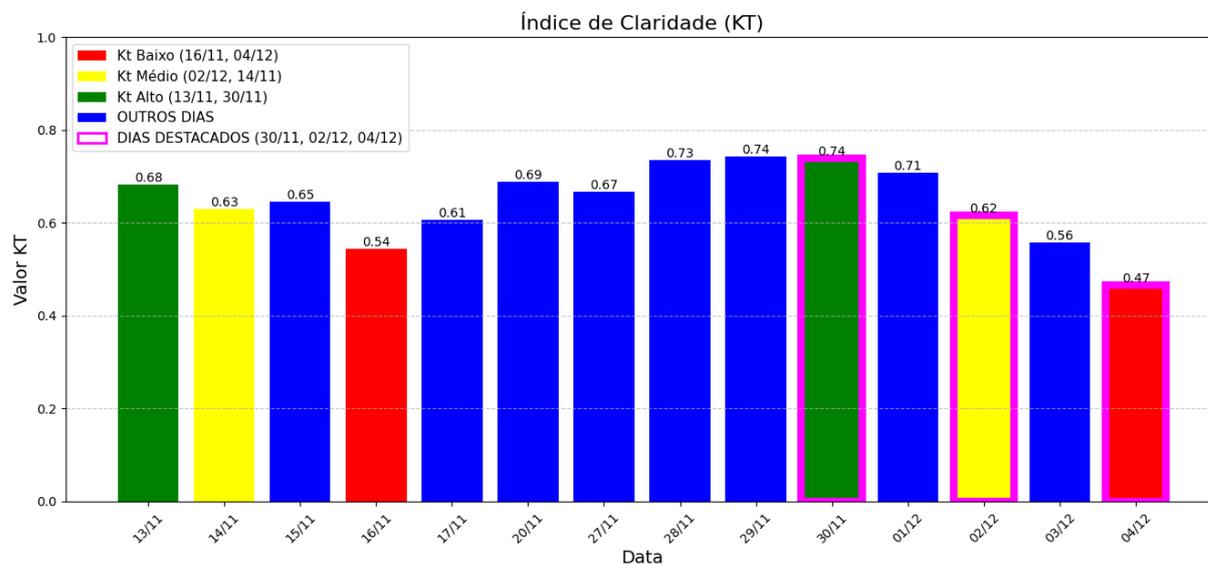
Para a realização deste estudo, foram utilizados dados de irradiância solar global (GHI) provenientes da estação solarimétrica localizada no Instituto Federal de Pernambuco – Campus Pesqueira. Esses dados foram obtidos por meio da Rede Solarimétrica de Pernambuco (REDSOLPE, 2025), que disponibiliza medições horárias da irradiância solar na região. A análise foi limitada aos dias para os quais já haviam sido coletados previamente os dados de potência do inversor fotovoltaico, possibilitando uma correlação direta entre as variáveis.

Para a análise das condições atmosféricas, os dados de irradiância global foram tratados em Python para o cálculo do índice de claridade (Kt), com base na metodologia de Liu e Jordan (1960), que classificam os dias como claros, parcialmente nublados e nublados. No entanto, para este estudo, foi necessário realizar uma adaptação dessa classificação, uma vez que os dados disponíveis consistiam em quatro dias parcialmente nublados e dois dias claros. Para permitir uma análise mais granular, os dias foram reclassificados com base nos valores do índice Kt:

- Kt Alto: Dias considerados claros por Liu e Jordan (13/11 e 30/11).
- Kt Médio: Dias considerados parcialmente nublados por Liu e Jordan (02/12 e 14/11).
- Kt Baixo: Dias considerados nublados por Liu e Jordan (16/11 e 04/12).

Essa classificação está representada no gráfico de barras da Figura 4. O critério para a seleção inicial dos dias levou em conta os diferentes valores de irradiância global acumulada, garantindo assim a análise de uma maior diversidade de potência gerada.

**Figura 4 - Índice de claridade e indicação dos dias selecionados para estudo.**



Fonte: Autoria própria.

A posição geográfica da estação localizada em Pesqueira – PE (latitude - 8.367215, longitude -36.681032), foi considerada para ajustar os valores de irradiância extraterrestre horizontal efetiva ( $I_0,eff$ ) e o ângulo zenital solar ( $\theta_z$ ) utilizados na equação 7.

A análise do desempenho do sistema fotovoltaico foi realizada a partir do tratamento de dados de carregamento do inversor e de irradiância solar, utilizando a linguagem de programação Python. A partir do processamento, foram elaborados gráficos que permitiram uma análise cruzada entre as condições de geração, baseadas nos níveis de irradiância de dias selecionados, e o desempenho correspondente do sistema.

Adicionalmente, a investigação incluiu uma análise qualitativa e quantitativa da distorção harmônica, com foco nos valores de Distorção Harmônica Total (THD) da corrente no lado de corrente alternada (CA) do inversor. Este procedimento visou à identificação de padrões de operação e comportamentos do equipamento em função das diferentes condições de carga.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

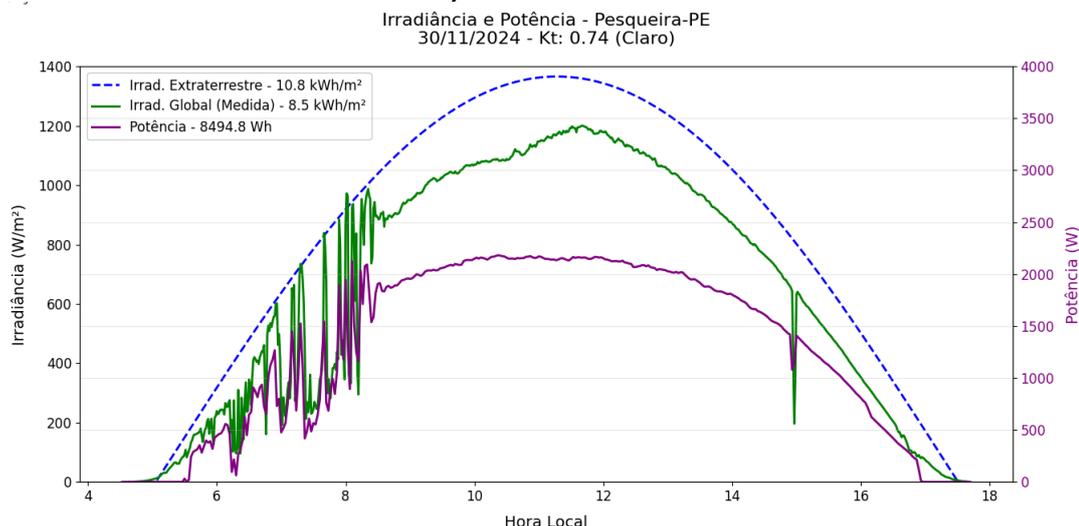
Este capítulo tem como objetivo expor os resultados obtidos por meio da coleta de dados realizada pelo analisador ET-5051C da Minipa e pelo site Rede Solarimétrica de Pernambuco (REDSOLPE, 2025), os quais foram posteriormente processados e interpretados conforme as diretrizes metodológicas: Módulo 8 da PRODIST (ANEEL, 2022) e as NBR 16149 (ABNT1, 2013) e NBR 16150 (ABNT2, 2013). A análise dos dados segue critérios normativos e técnicas consolidadas, visando assegurar precisão e confiabilidade para fundamentar as discussões e conclusões deste trabalho.

### 5.1. Análise das irradiâncias e das potências

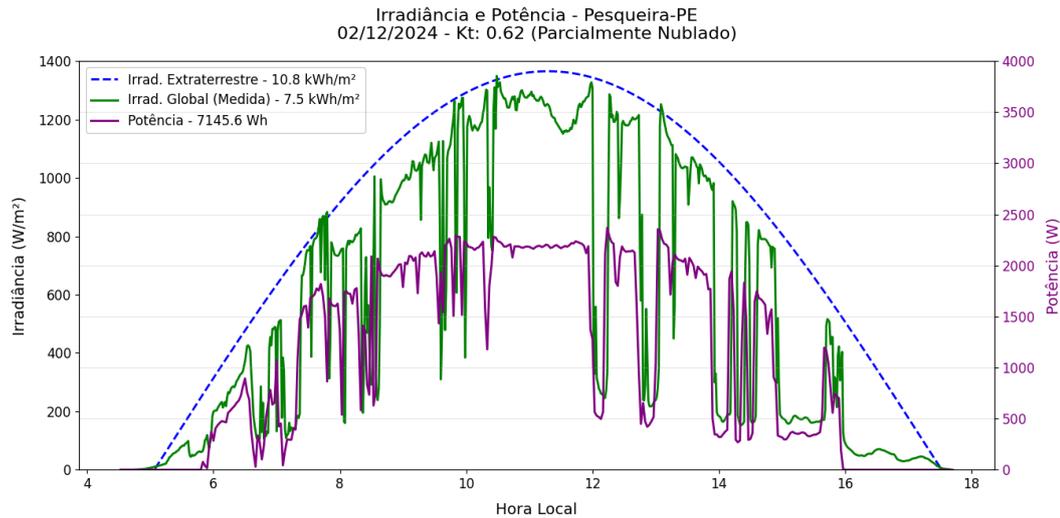
A análise comparativa dos gráficos para os dias selecionados revela a influência direta das condições de irradiância sobre a geração de energia, onde:

- Dias Claros (13/11 e 30/11): Conforme ilustrado nas Figuras 5 e na Figura A1 (Apêndice A), a irradiância global inclinada apresenta uma curva suave e parabólica, atingindo seu pico ao meio-dia. Como resultado direto, a curva de potência do inversor espelha esse comportamento de forma previsível e estável, com picos de geração consistentes e sem flutuações abruptas. Isso demonstra a operação ideal do sistema, onde a potência gerada é maximizada pela disponibilidade contínua de radiação solar.
- Dias Razoavelmente Nublados (02/12 e 14/11): Conforme as Figuras 6 e na Figura A2 (Apêndice A), a presença intermitente de nuvens causa quedas momentâneas e acentuadas na irradiância. O sistema responde instantaneamente: a curva de potência torna-se volátil, com vales profundos que coincidem perfeitamente com as quedas de radiação. Essa variabilidade evidencia a sensibilidade do inversor às mudanças rápidas de irradiância, impactando diretamente a estabilidade da geração de energia.
- Dias Nublados (16/11 e 04/12): Conforme ilustrado nas Figuras 7 e na Figura A3 (Apêndice A), caracterizadas por uma irradiância global significativamente mais baixa extremamente irregular, a geração de energia é severamente comprometida. A curva de potência é inconsistente e atinge valores muito inferiores aos dos dias claros. As flutuações são constantes e drásticas, mostrando que, sob forte nebulosidade, a capacidade de geração do sistema é limitada e altamente instável, seguindo as rápidas e intensas variações da pouca irradiância que atinge os painéis.

**Figura 5 - Análise do comportamento da potência e da corrente em comparação com a irradiância extraterrestre e global em plano horizontal (Kt Alto): Dia 30/11/2024.**

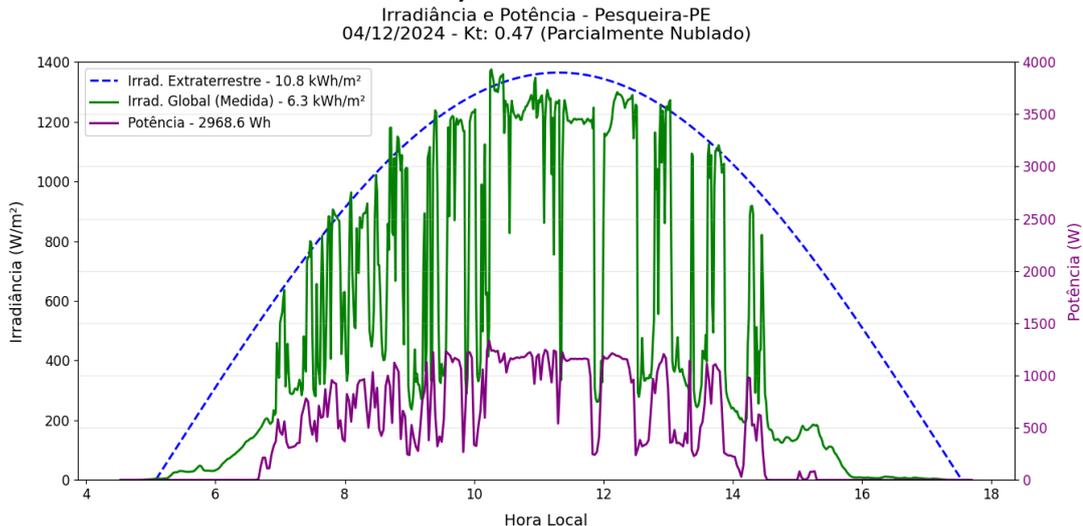


**Figura 6 - Análise do comportamento da potência e da corrente em comparação com a irradiância extraterrestre e global em plano horizontal (Kt Médio): Dia 02/12/2024**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 7 - Análise do comportamento da potência e da corrente em comparação com a irradiância extraterrestre e global em plano horizontal (Kt Baixo): Dia 04/12/2024.**



Fonte: Autoria própria.

## 5.2. Resultados de Distorção Harmônica Total (DHT%)

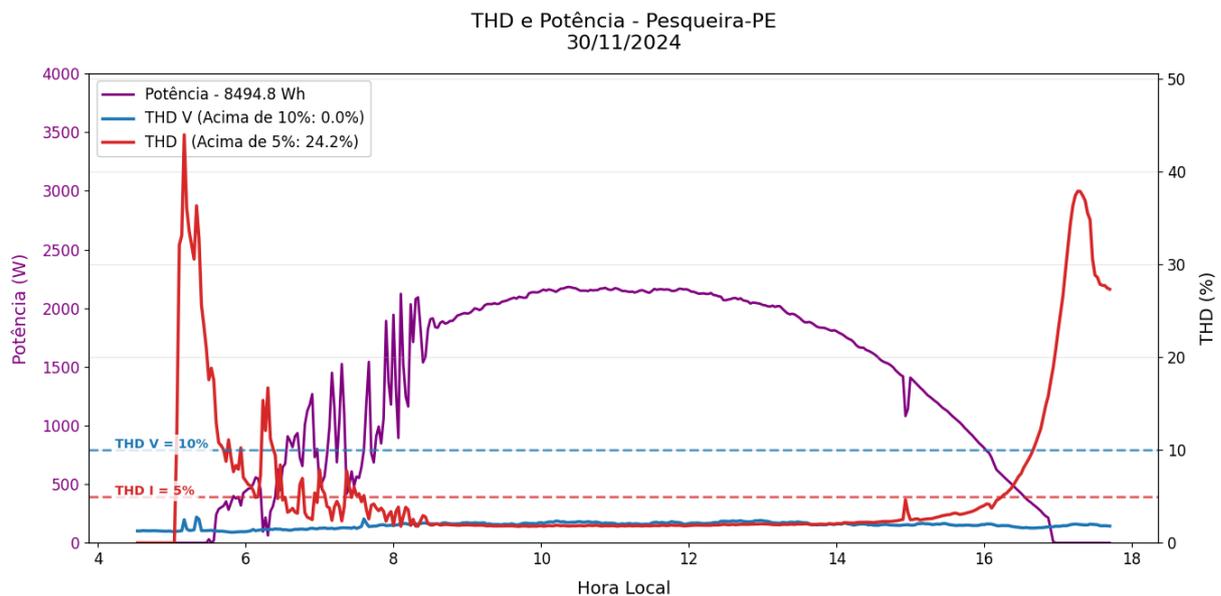
Os resultados obtidos de Distorção Harmônica Total (DHT) revelam comportamentos distintos para a tensão e a corrente, fortemente influenciados pelas condições de irradiância e, conseqüentemente, pela potência gerada.

DHT de Tensão (THD-V): Em todas as três condições climáticas — dias claros, razoavelmente nublados e nublados — a DHT de tensão (curva azul) permaneceu consistentemente abaixo do limite regulatório de 10%, estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST, como pode ser visto nas Figuras 8, 9 e 10 e na Figuras B1, B2 e B3 do Apêndice B. Os gráficos mostram que em nenhum momento este limite foi ultrapassado. Este resultado indica que o inversor fotovoltaico não introduz distorções

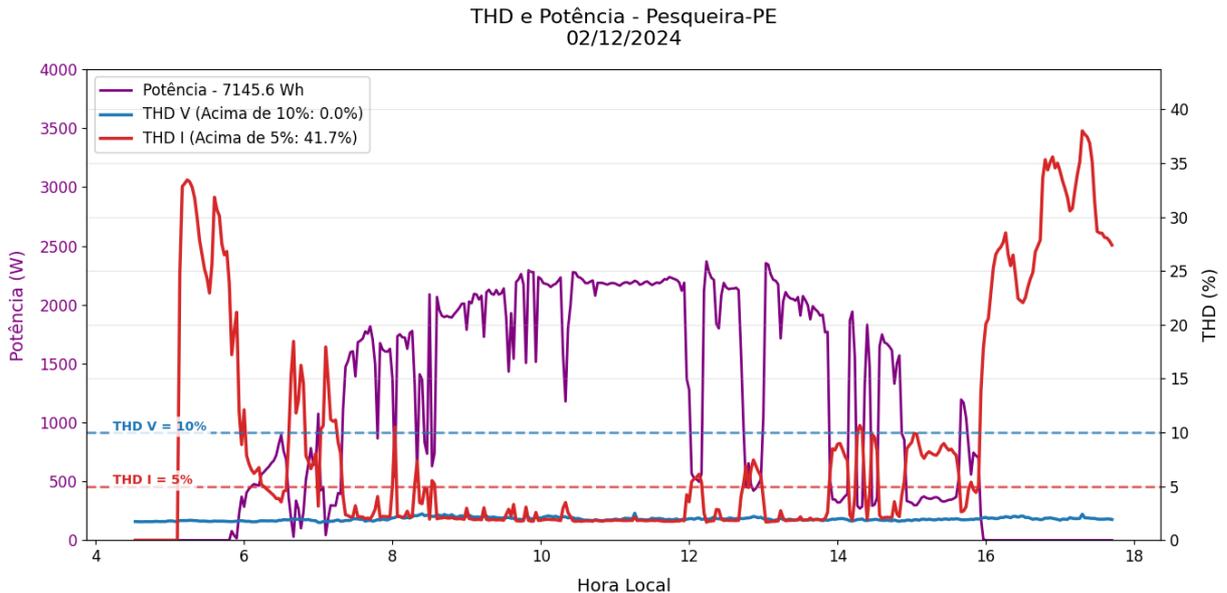
de tensão significativas na rede elétrica, independentemente das flutuações de potência. Por essa razão, a análise das componentes harmônicas individuais de tensão não se fez necessária, pois a distorção total já se encontrava em conformidade.

DHT de Corrente (THD-I) e Potência (P): Em contraste, a DHT de corrente (curva vermelha) mostrou-se altamente sensível à irradiância e à potência gerada (curva roxa). Nas Figuras 8 e na Figura B1 (Apêndice B), observamos que nos dias claros, a DHT de corrente é mais elevada no início e no fim do dia, quando a irradiância e, conseqüentemente, a potência gerada são baixas. Durante o pico de geração (meio-dia), onde a potência atinge seus valores máximos, a distorção da corrente cai para níveis mínimos, frequentemente abaixo do limite de 5% da NBR 16149. Nos dias razoavelmente nublados e nublados, vistos nas Figuras 9, 10 e Figuras B2 e B3 do (Apêndice B), essa relação é ainda mais evidente. As flutuações na irradiância causam variações abruptas na potência, e estas, por sua vez, provocam picos acentuados e constantes na DHT de corrente, que ultrapassa o limite de 5% por uma parcela significativa do tempo (chegando a 58.8% no dia 04/12). Isso ocorre porque, em baixa potência, a corrente fundamental é menor, tornando as correntes harmônicas geradas pela eletrônica do inversor proporcionalmente mais significativas, elevando a distorção total. A análise conjunta das curvas de potência e DHT de corrente demonstra claramente a correlação inversa entre a potência gerada e a distorção harmônica de corrente: quanto menor a potência, maior a DHT de corrente, e vice-versa.

**Figura 8 - Análise da Distorção Harmônica Total (DHT%) de tensão e corrente (Kt Alto) e comportamento da potência: Dia 30/11/2024.**

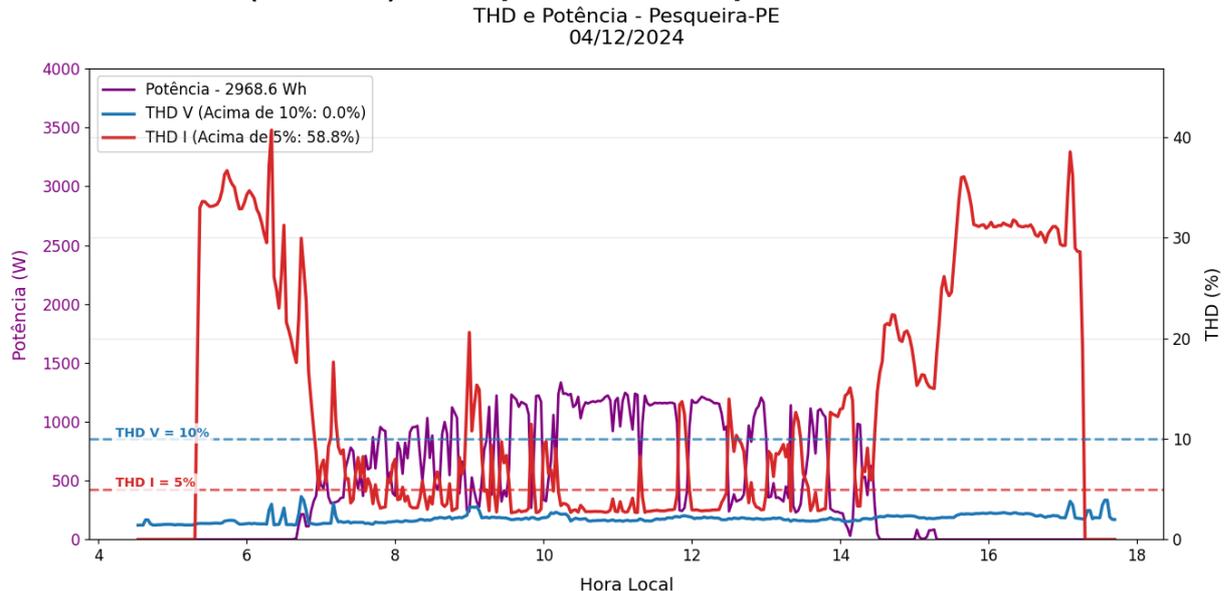


**Figura 9 - Análise da Distorção Harmônica Total (DHT%) de tensão e corrente (Kt Baixo) e comportamento da potência: Dia 02/12/2024.**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 10 - Análise da Distorção Harmônica Total (DHT%) de tensão e corrente(Kt Baixo) e comportamento da potência: Dia 04/12/2024.**



Fonte: Autoria própria.

### 5.3. Resultados Distorção Harmônica de ordem ímpar

O comportamento das ordens ímpares, visualmente ilustrado no Apêndice C e validado na Tabela 2, revela que em dias de Kt alto, as violações dos limites ocorrem principalmente no início e fim do dia. A Tabela 2 mostra que em 13/11, ordens de 3<sup>a</sup> a 9<sup>a</sup> excederam o limite de 4% em até 26,8% do tempo, enquanto entre 9h e 15h, a maioria das ordens harmônicas permanece dentro ou próxima dos limites (Figura C1). Em contraste, em dias de índice Kt médio e baixo, a instabilidade climática agrava a situação, com flutuações de irradiância causando picos de distorção ao longo do dia (Figuras C2 e C3). Em 04/12, o dia mais nublado, ordens de 3<sup>a</sup> a 9<sup>a</sup> violaram o limite

em até 48,2% do tempo, e ordens mais altas (23<sup>a</sup> a 33<sup>a</sup>) excederam seu limite de 0,6% em até 47,7% do tempo, indicando que cada queda de potência aumenta a distorção. A análise da Tabela 2 por limites da NBR 16149 demonstra que as ordens de 3<sup>a</sup> a 9<sup>a</sup> (limite de 4%), especialmente as mais baixas, são as maiores contribuintes para a distorção em todas as condições. As ordens de 11<sup>a</sup> a 15<sup>a</sup> (limite de 2%) também mostram violações significativas, intensificando-se em dias nublados (ex: 46,7% do tempo em 04/12). Mesmo com limites mais restritivos, as ordens de 17<sup>a</sup> a 21<sup>a</sup> (limite de 1,5%) e 23<sup>a</sup> a 33<sup>a</sup> (limite de 0,6%) consistentemente ultrapassam seus limites em períodos de baixa geração, especialmente em dia com Kt baixo. Ordens 3<sup>a</sup> a 9<sup>a</sup> (Limite 4%): Este grupo, especialmente as ordens mais baixas (3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup>), apresenta as maiores violações em magnitude e frequência em todas as condições, sendo o principal contribuinte para a distorção total.

Em resumo, os resultados quantitativos apresentados na Tabela 2 confirmam as observações dos gráficos do Apêndice C: o inversor analisado tem clara dificuldade em manter as distorções harmônicas de corrente dentro dos limites normativos em condições de baixa potência. Este comportamento é exacerbado pela variabilidade da irradiância em dias nublados, representando um desafio significativo para a conformidade com as normas de qualidade de energia.

**Tabela 2 - Distorções Harmônicas de Ordem Ímpar**

Índice Kt	Dia	Harmônica	Limite	Tempo > Limite (%)
<b>Kt Alto</b>	13/11/2024	3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%	13.4% a 26.8%
		11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%	4.8% a 12.6%
		17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1.5%	5.8% a 22.5%
		23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0.6%	10.1% a 23.0%
	30/11/2024	3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%	10.1% a 19.7%
		11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%	4.0% a 12.6%
		17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1.5%	1.8% a 14.4%
		23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0.6%	5.8% a 15.9%
<b>Kt Médio</b>	02/12/2024	3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%	21.0% a 33.3%
		11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%	10.1% a 32.8%
		17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1.5%	6.3% a 32.3%
		23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0.6%	5.8% a 28.3%
	14/11/2024	3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%	10.1% a 19.7%
		11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%	10.1% a 21.0%
		17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1.5%	1.8% a 14.4%
		23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0.6%	5.8% a 15.9%
<b>Kt Baixo</b>	04/12/2024	3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%	34.3% a 48.2%
		11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%	19.2% a 46.7%
		17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1.5%	14.6% a 41.4%
		23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0.6%	19.7% a 47.7%
	16/11/2024	3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%	21.0% a 33.3%
		11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%	10.1% a 32.8%

17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1.5%	6.3% a 32.3%
23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0.6%	5.8% a 28.3%

Fonte: Autoria própria.

#### 5.4. Resultados de Distorção Harmônica de ordem par

O comportamento das ordens pares, ilustrado no Apêndice D e validado na Tabela 3, mostra que em dias de alto índice Kt, as violações dos limites se concentram em períodos de baixa geração. A Tabela 3 confirma que em 13/11, as ordens de 2<sup>a</sup> a 8<sup>a</sup> (limite de 1%) excederam a norma em até 10,6% do tempo, com o desempenho do inversor melhorando durante a alta produção. Em dias de índice Kt médio e baixo, a instabilidade da irradiância agrava o problema, causando picos de distorção ao longo do dia, como evidenciado nas Figuras D2 e D3. O dia 04/12, o mais nublado (Kt baixo), apresentou os piores resultados, com violações constantes e de grande magnitude; a Tabela 3 quantifica que as ordens de 10<sup>a</sup> a 32<sup>a</sup> (limite de 0,5%) violaram a norma em até 36,6% do tempo, indicando a dificuldade do inversor em manter a qualidade da corrente em condições adversas. A análise da Tabela 3 pela NBR 16149 detalha que as ordens de 2<sup>a</sup> a 8<sup>a</sup> (limite de 1%), especialmente as mais baixas (2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> e 6<sup>a</sup>), são as principais contribuintes para a distorção harmônica par total, com violações frequentes e significativas em todas as condições climáticas (até 28,3% do tempo em 04/12). As ordens de 10<sup>a</sup> a 32<sup>a</sup> (limite de 0,5%), apesar do limite mais rigoroso, também ultrapassam consistentemente seus limites durante períodos de baixa irradiância, com a frequência e magnitude das violações aumentando em dia com índice Kt baixo. Ordens 2<sup>a</sup> a 8<sup>a</sup> (Limite 1%): Este grupo, especialmente as ordens mais baixas como a 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> e 6<sup>a</sup>, exibe violações muito frequentes e significativas em todas as condições climáticas. Elas são as principais contribuintes para a distorção harmônica par total, ultrapassando o limite de 1% por margens consideráveis, principalmente em dias nublados (até 28,3% do tempo no dia 04/12).

Em resumo, os resultados das ordens pares, validados pelos dados da Tabela 3, confirmam o padrão observado nas ímpares: o desempenho do inversor em relação à emissão de harmônicos de corrente é deficiente em regimes de baixa potência. Este desafio torna-se ainda mais crítico com a variabilidade da irradiância solar, impactando a conformidade do sistema com as normas vigentes.

**Tabela 3 - Distorções Harmônicas de Ordem Par**

Índice Kt	Dia	Harmônica	Limite	Tempo > Limite (%)
<b>Kt Alto</b>	13/11/2024	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	1%	5.3% a 10.6%
		10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	0.5%	4.0% a 13.9%
<b>Kt Médio</b>	30/11/2024	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	1%	4.5% a 9.3%
		10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	0.5%	1.5% a 11.1%
<b>Kt Médio</b>	02/12/2024	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	1%	8.1% a 19.2%
		10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	0.5%	1.3% a 20.2%
<b>Kt Baixo</b>	14/11/2024	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	1%	5.8% a 14.4%
		10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	0.5%	1.3% a 16.9%
<b>Kt Baixo</b>	04/12/2024	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	1%	14.6% a 28.3%

	10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	0.5%	8.8% a 36.6%
16/11/2024	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	1%	5.1% a 14.1%
	10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	0.5%	1.3% a 15.4%

Fonte: Autoria própria.

## 5.5. Comportamento do Fator de potência

Os resultados do fator de potência (FP) indutivo na saída do inversor demonstra um comportamento estável e em conformidade com os padrões regulatórios durante a maior parte do tempo de operação, com variações notáveis ocorrendo especificamente em períodos de baixa geração de energia.

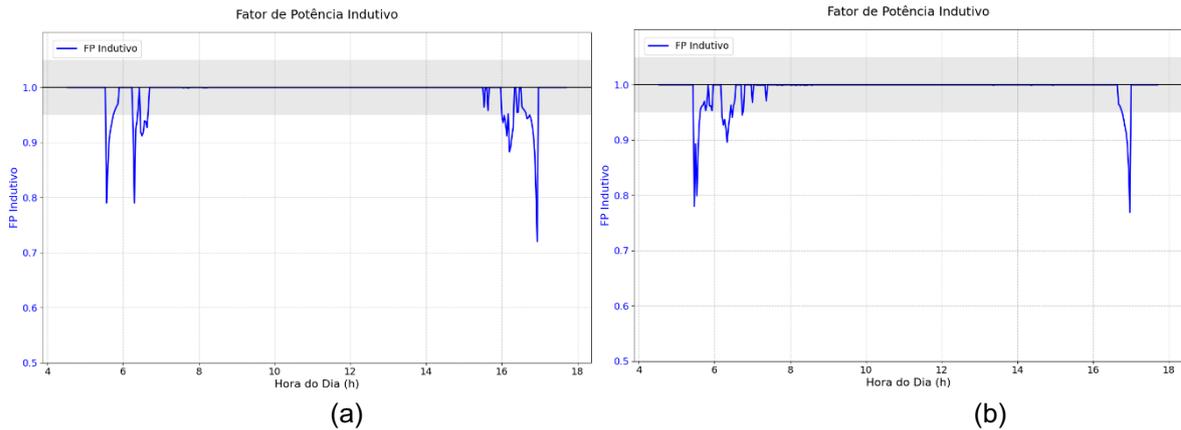
- **Operação em Regime Nominal:** Conforme os gráficos, durante os períodos de alta irradiância, o inversor opera com um fator de potência unitário ( $FP = 1,0$ ). Este é o modo de operação padrão, conforme estabelecido pela NBR 16149, onde o inversor prioriza a injeção de potência ativa, maximizando a geração de energia. Em todos os dias analisados, assim que a potência de saída atinge um nível operacional significativo, o FP se estabiliza em 1,0, indicando que não há consumo de potência reativa da rede.
- **Variações em Baixa Potência:** As quedas no fator de potência indutivo, que o levam a valores abaixo de 1,0, ocorrem exclusivamente no início e no fim do dia. Este fenômeno está diretamente ligado aos momentos de baixíssima irradiância, quando a potência ativa gerada é insignificante. Nesses momentos, a eletrônica interna do inversor, como seus filtros e circuitos de controle, consome uma pequena quantidade de potência reativa para se manter operacional. Esse consumo, embora pequeno, torna-se percentualmente relevante em relação à potência ativa quase nula, resultando em um fator de potência com característica indutiva.

Influência das Condições Climáticas:

- **Dias com Kt alto e Kt médio:** O FP se mantém estável em 1,0 por um longo e contínuo período. As quedas para a faixa indutiva são breves e restritas ao amanhecer e ao anoitecer, como pode ser nas Figura 11a; 11b e 12a e 12b.
- **Dias com Kt baixo:** Em dias com nebulosidade, as quedas no FP indutivo são mais frequentes e podem ocorrer durante o dia. Cada vez que uma nuvem densa reduz drasticamente a irradiância, a potência cai a níveis muito baixos, e o FP responde assumindo um caráter indutivo momentâneo, retornando a 1,0 assim que a geração é retomada, como pode ser visto nas Figuras 13a e 13b.

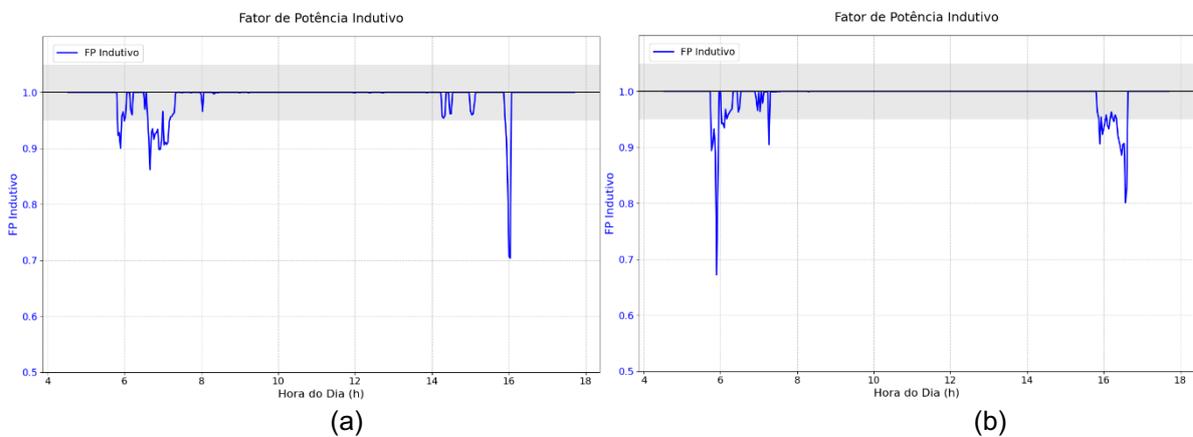
É crucial destacar que, embora o inversor possua a capacidade de operar com FP indutivo para controle de tensão (absorvendo reativos para reduzir a tensão da rede, conforme permitido pela NBR 16149 e PRODIST), as variações observadas nos gráficos não correspondem a uma atuação para controle da rede. Elas são, na verdade, uma característica intrínseca da operação do inversor em regimes de baixíssima potência, não representando uma anomalia ou um desvio de sua função principal de geração de energia.

**Figura 11 - Comportamento do fator de potência na saída do Inversor em condições de dia claro (Kt Alto): (a) Dia 13/11/2024, (b) Dia 30/11/2024.**



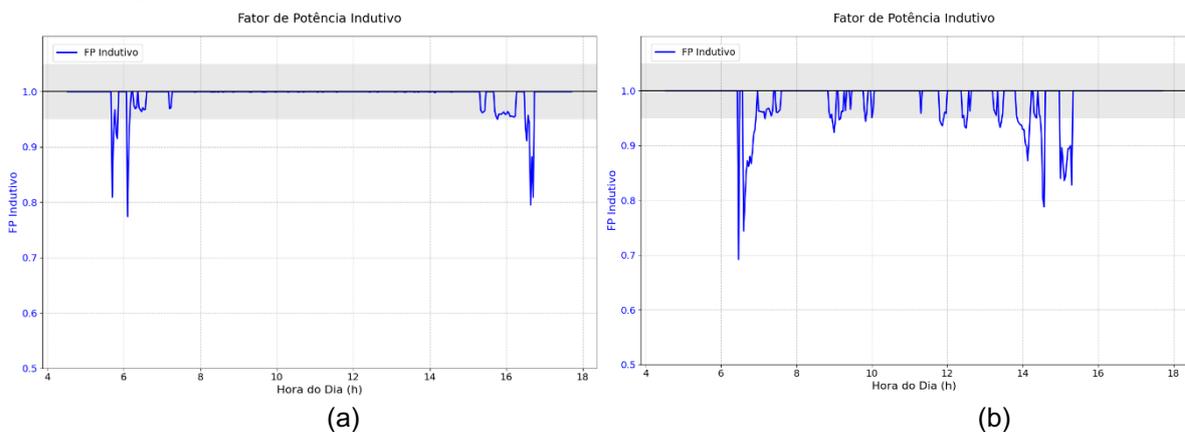
Fonte: Autoria própria.

**Figura 12 - Comportamento do fator de potência na saída do Inversor em condições de dia razoavelmente nublado (Kt Médio) (a) Dia 02/12/2024, (b) Dia 14/11/2024.**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 13 - Comportamento do fator de potência na saída do Inversor em condições de dia nublado (Kt Baixo): (a) Dia 16/11/2024, (b) Dia 04/12/2024.**



Fonte: Autoria própria.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho analisou o comportamento de um inversor fotovoltaico, investigando sua operação em diferentes condições de carregamento. Os resultados mostraram uma forte correlação entre a irradiância solar e a potência gerada, com as curvas de produção espelhando diretamente a disponibilidade de sol. A distorção de tensão (DHT-V) manteve-se dentro dos limites regulatórios, porém, a distorção de corrente (DHT-C) revelou-se um parâmetro crítico, ultrapassando o limite de 5% da NBR 16149, especialmente em períodos de baixa geração, como em dias nublados.

A análise demonstrou que a emissão de correntes harmônicas, tanto de ordem ímpar quanto par, é inversamente proporcional à potência gerada pelo inversor. Em momentos de alta produção solar, o equipamento opera de forma eficiente e com baixas distorções. Contudo, em cenários de baixa potência, a magnitude das correntes harmônicas em relação à fundamental aumenta drasticamente, levando a violações normativas. Este comportamento evidencia um desafio significativo para a conformidade do sistema em condições operacionais realistas e variáveis.

A avaliação do fator de potência (FP) confirmou que o inversor opera majoritariamente em modo unitário ( $FP \approx 1,0$ ) durante os períodos de alta geração, garantindo a máxima transferência de energia ativa. As instabilidades, que levaram o fator de potência a assumir um caráter indutivo, ocorreram apenas em momentos de potência quase nula (início e fim do dia ou sob forte nebulosidade). Este comportamento é uma característica intrínseca da eletrônica interna do equipamento em baixa carga e não uma anomalia operacional ou uma atuação para controle de tensão.

Este estudo contribui ao fornecer uma análise prática do desempenho de inversores em condições reais, correlacionando o clima com a qualidade da energia. Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se investigar o uso de sistemas de armazenamento de energia no lado de corrente contínua (baterias), que poderiam não apenas otimizar o despacho de energia, mas também manter o inversor operando em uma faixa de maior eficiência, potencialmente mitigando as distorções harmônicas em baixa irradiância. Adicionalmente, sugere-se a análise comparativa com outros modelos de inversores para verificar se o comportamento é um padrão generalizado no mercado.

## REFERÊNCIAS

ABNT1 NBR 16149: **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/32852/abnt-nbr16149-sistemas-fotovoltaicos-fv-caracteristicas-da-interface-de-conexao-com-a-rede-eletrica-de-distribuicao>. Acesso em: 8 mar. 2025.

ABNT2 NBR 16150: **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto.** Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/32853/abnt-nbr16150-instalacoes-eletricas-de-arranjos-fotovoltaicos-requisitos-de-projeto>. Acesso em: 8 mar. 2025.

ANEEL. Módulo 8 do PRODIST: **Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 8 mar. 2025.

Instituto Federal de Pernambuco. Campus Pesqueira. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 18 de agosto de 2025.

COOPER, P. I. **The absorption of solar radiation in solar stills.** Solar Energy, v. 12, n. 3, p. 333–346, 1969.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes.** 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. **Estimation of the diffuse radiation fraction for total solar radiation on a horizontal surface.** Solar Energy, v. 30, n. 4, p. 293-302, 1983. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X83900574>. Acesso em: 8 mar. 2025.

FARIAS, A. H. G.; FILHO, M. H. O. P. **Análise da influência da usina solar fotovoltaica na qualidade de energia do IFPE-Campus Pesqueira, utilizando os critérios do Módulo 8 do PRODIST.** 2024. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, Pesqueira, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/1349>. Acesso em: 8 mar. 2025.

GOMES, R. D. L. A.; FARIA, A. M. **Análise da Qualidade de Energia em Sistemas Fotovoltaicos para Inversores com Diferentes Carregamentos.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE), 2025. Disponível em: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/1577>. Acesso em: 8 mar. 2025.

INFIELD, D. G. et al. **Power flow and voltage control with embedded photovoltaic generation.** IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, v. 151, n. 5, p. 485–492, 2004.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. **The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation.** Solar Energy, v. 4, n. 3, p. 1-19, 1960. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X60900621>. Acesso em: 8 mar. 2025.

MAY, M. **Avaliação da qualidade da energia elétrica em um sistema fotovoltaico conectado à rede.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/165083>. Acesso em: 8 mar. 2025.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; REINHART, C. **Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance.** Solar Energy, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X9090055P>. Acesso em: 8 mar. 2025.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. **Estudo da qualidade da energia elétrica injetada à rede por inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos.** In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2011. Disponível em: <https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/101596>. Acesso em: 8 mar. 2025.

REDESOLPE. Rede de Estações Solarimétricas de Pernambuco. Disponível em: <https://redesolpe.com.br>. Acesso em: 6 ago. 2025.

Instituto Federal de Pernambuco. Campus Pesqueira. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 18 de agosto de 2025.

SILVA, J. C. L. **Modelagem e análise de impacto harmônico de um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo interconectado à rede elétrica é acionado por um regulador**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/47006>. Acesso em: 8 mar. 2025.

SIMMONS, A. D.; INFIELD, D. G. **Power conditioning for grid connected photovoltaic systems**. Renewable Energy, v. 19, n. 1–2, p. 205–212, 2000.

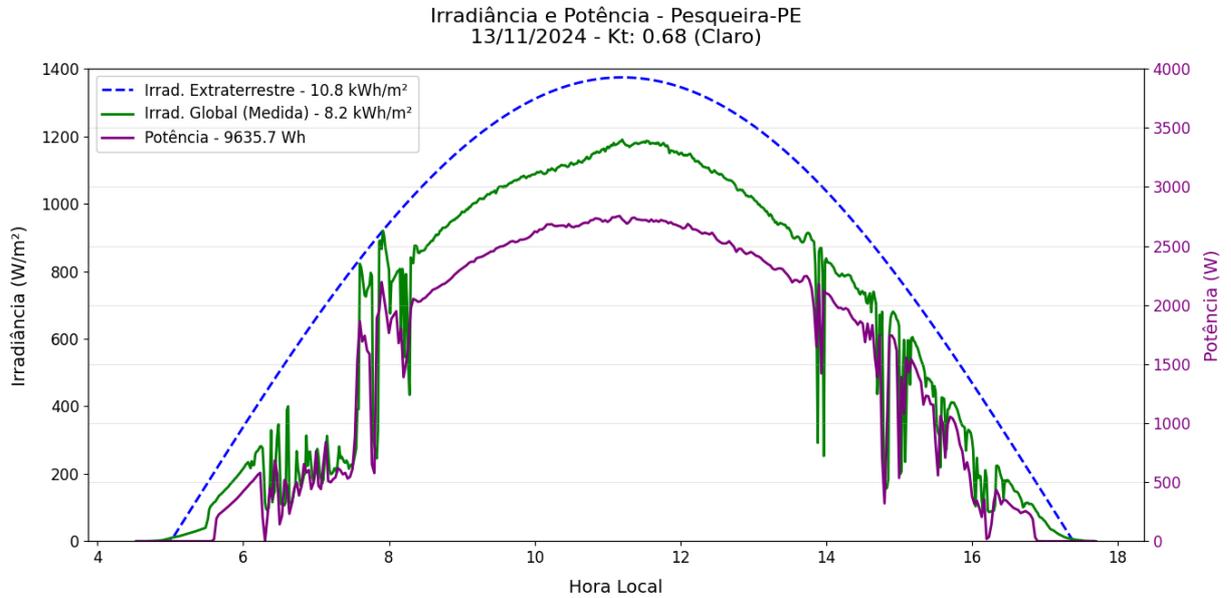
SOARES, J.; TIEFENAUER, H.; RUECK, A.; ANHORN, J. **A new model for the estimation of diffuse solar radiation**. Solar Energy, v. 76, n. 1-3, p. 157-164, 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X0300302X>. Acesso em: 8 mar. 2025.

TEMPS, R. C.; COULSON, K. L. **Solar radiation incident upon slopes of different orientations**. Solar Energy, v. 19, n. 2, p. 179-184, 1977. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X77900569>. Acesso em: 8 mar. 2025.

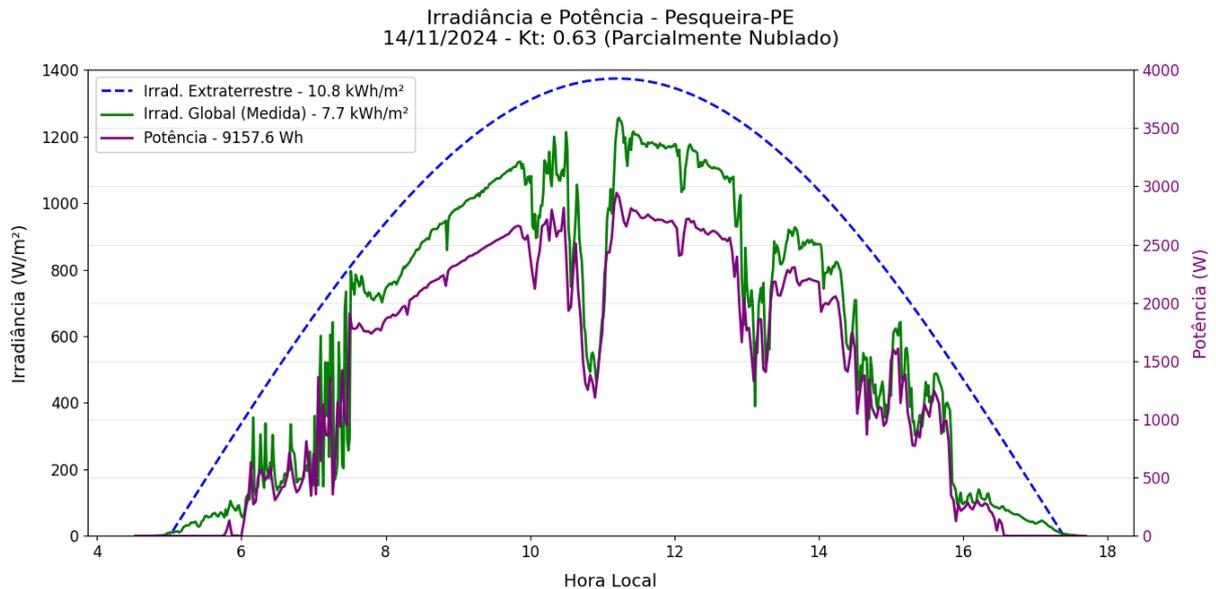
YAMAGUTI, V. M.; DEMONTI, R.; AOKI, A. R. **Análise de impacto na qualidade da energia elétrica da microrrede do DELT devido ao controle de energia reativa do inversor fotovoltaico**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022. Disponível em: <https://agris.fao.org/search/en/providers/125490/records/67dab20d677d8be0233b19d2>. Acesso em: 8 mar. 2025.

## APÊNDICE A

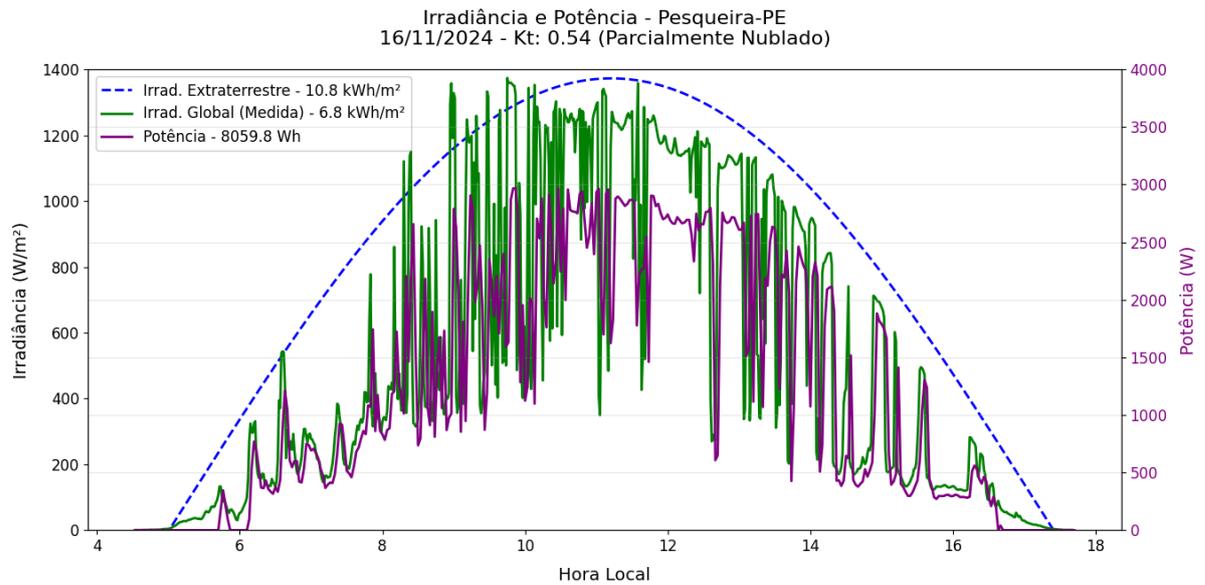
**Figura A1 - Análise do comportamento da potência e da corrente em comparação com a irradiância extraterrestre e global em plano horizontal (Kt Alto): Dia 13/11/2024.**



**Figura A2 - Análise do comportamento da potência e da corrente em comparação com a irradiância extraterrestre e global em plano horizontal (Kt Médio): Dia 14/11/2024.**

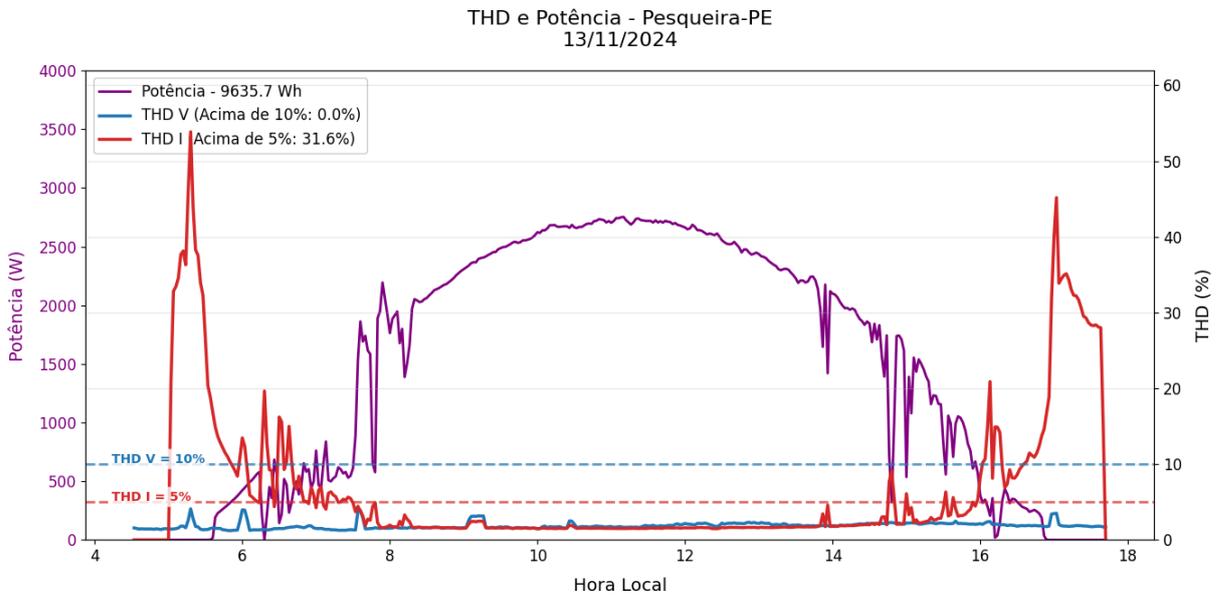


**Figura A3 - Análise do comportamento da potência e da corrente em comparação com a irradiância extraterrestre e global em plano horizontal (Kt Baixo): Dia 16/11/2024.**

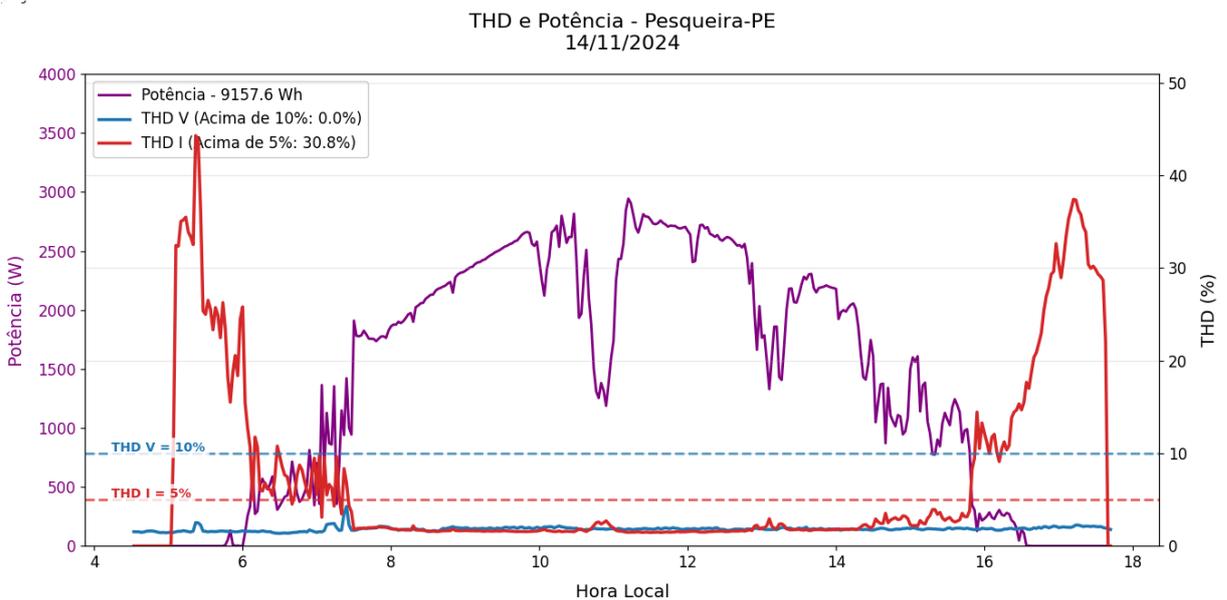


## APÊNDICE B

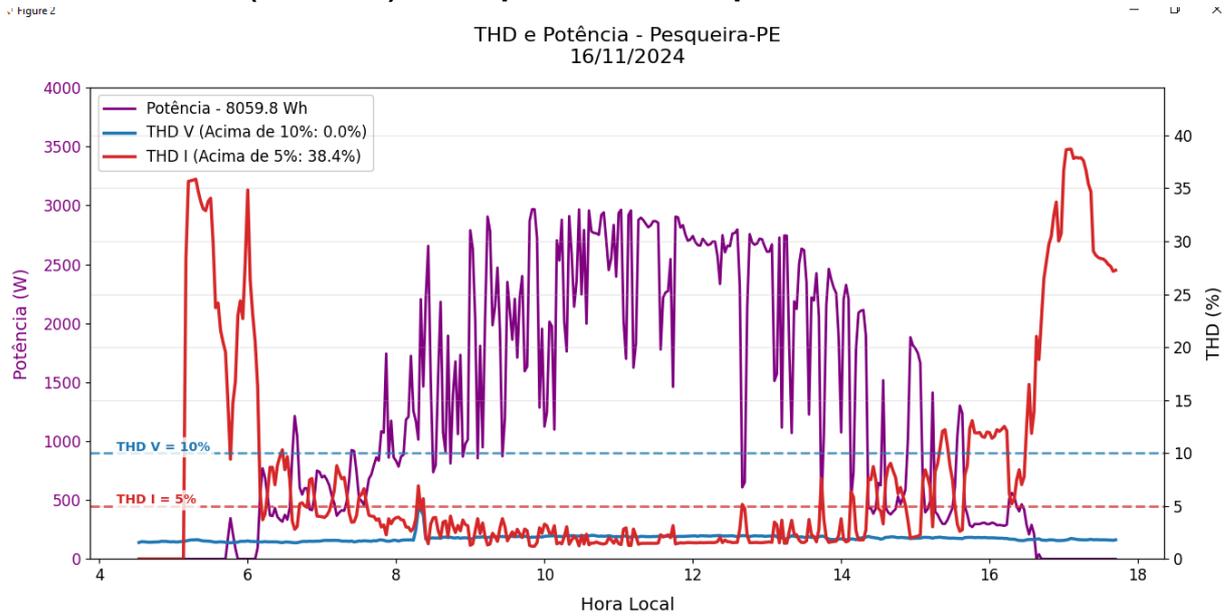
**Figura B1 - Análise da Distorção Harmônica Total (DHT%) de tensão e corrente (Kt Alto) e comportamento da potência: Dia 13/11/2024.**



**Figura B2 - Análise da Distorção Harmônica Total (DHT%) de tensão e corrente (Kt Médio) e comportamento da potência: Dia 14/11/2024.**

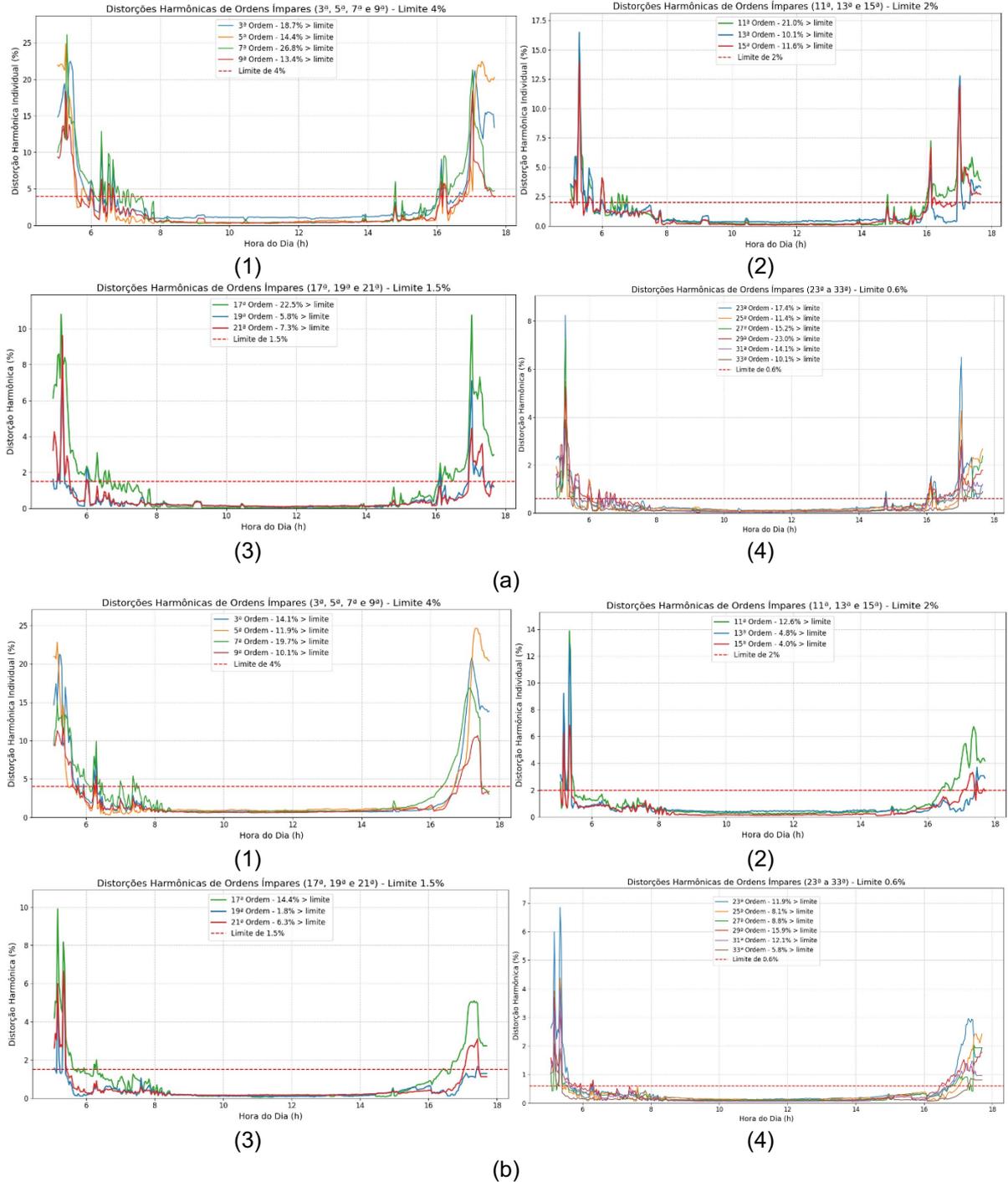


**Figura B3 - Análise da Distorção Harmônica Total (DHT%) de tensão e corrente(Kt Baixo) e comportamento da potência: Dia 16/11/2024.**



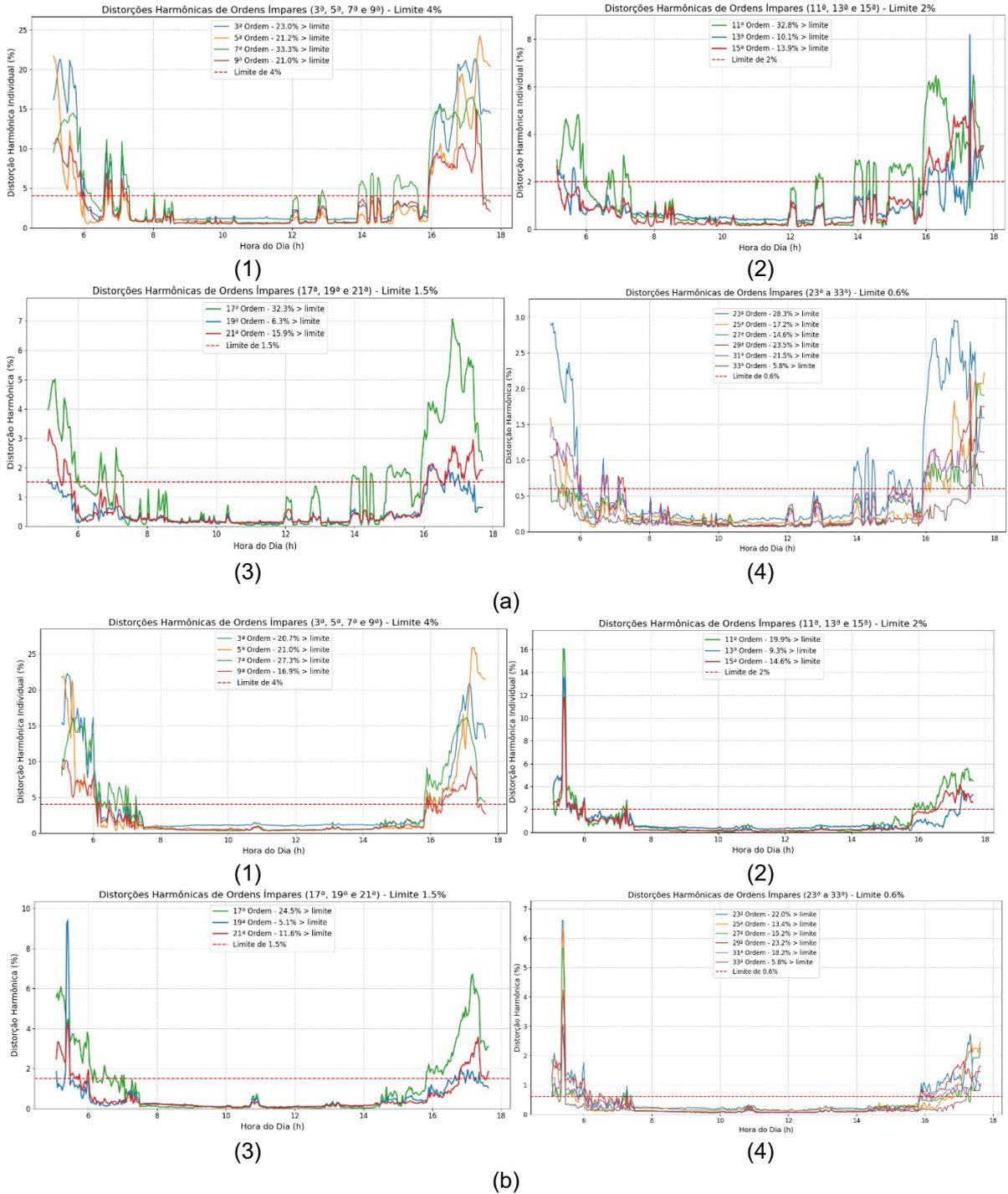
APÊNDICE C

**Figura C1 - Análise da Distorção Harmônica de ordem ímpar para corrente: (a) Dia 13/11/2024(DIAS CLAROS): (1) Ordens ímpares de 3º a 9º, (2) Ordens ímpares de 11º a 15º, (3) Ordens ímpares de 17º a 21º, (4) Ordens ímpares de 23º a 33º; (b) Dia 30/11/2024: (1) Ordens ímpares de 3º a 9º, (2) Ordens ímpares de 11º a 15º, (3) Ordens ímpares de 17º a 21º, (4) Ordens ímpares de 23º a 33º.**



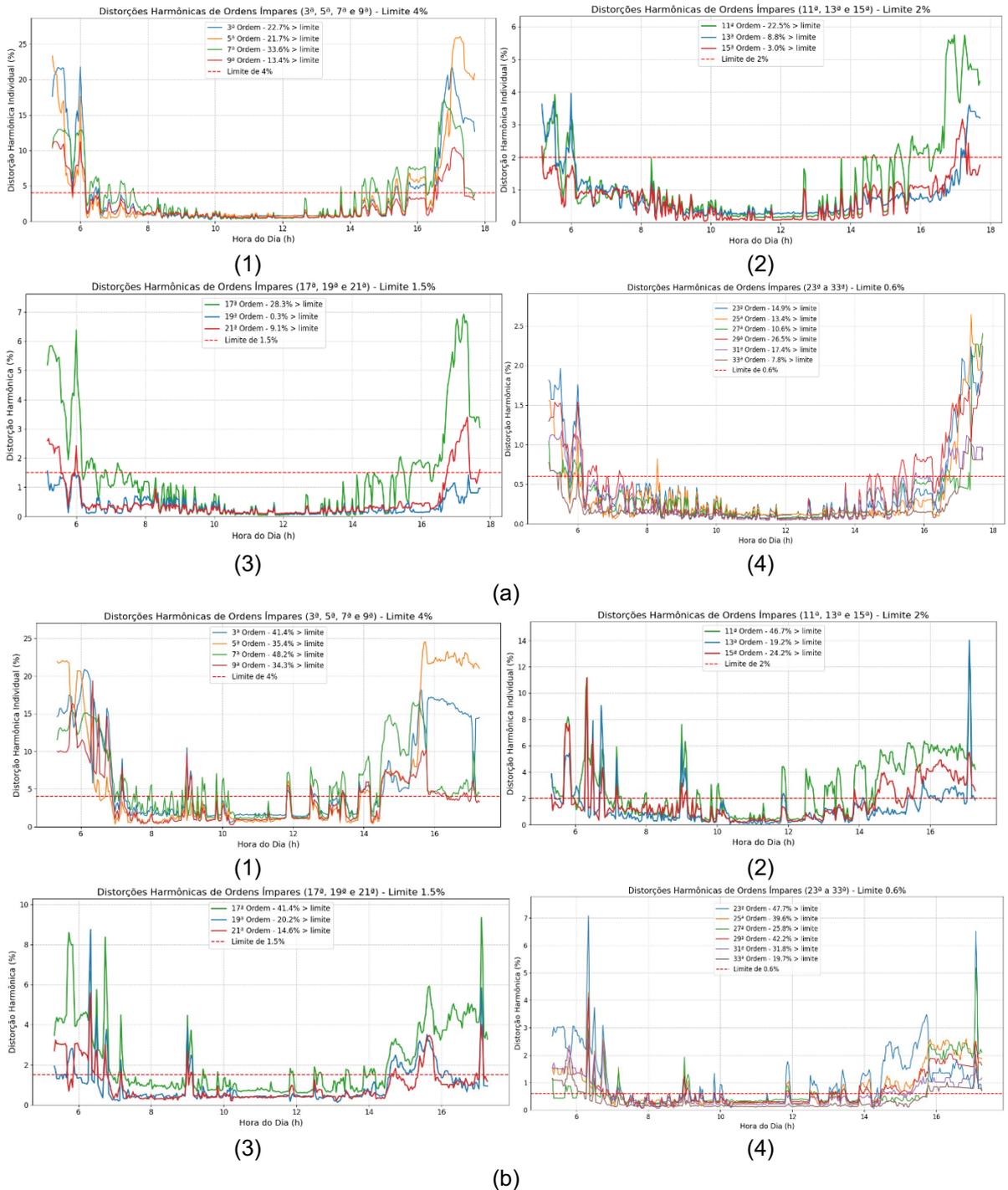
Fonte: Autoria própria.

**Figura C2 - Análise da Distorção Harmônica de ordem ímpar para corrente: (a) Dia 02/12/2024(DIAS RAZOAVELMENTE NUBLADOS): (1) Ordens ímpares de 3º a 9º, (2) Ordens ímpares de 11º a 15º, (3) Ordens ímpares de 17º a 21º, (4) Ordens ímpares de 23º a 33º; (b) Dia 14/11/2024: (1) Ordens ímpares de 3º a 9º, (2) Ordens ímpares de 11º a 15º, (3) Ordens ímpares de 17º a 21º, (4) Ordens ímpares de 23º a 33º.**



Fonte: Autoria própria.

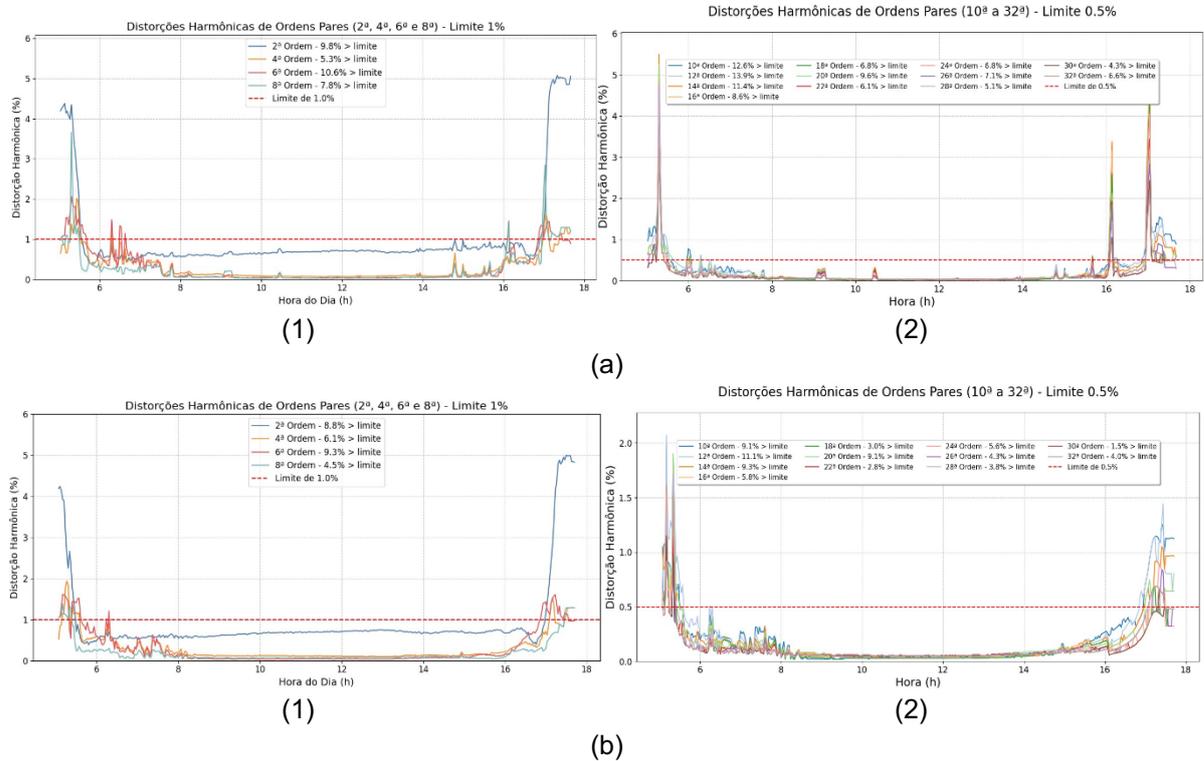
**Figura C3 - Análise da Distorção Harmônica de ordem ímpar para corrente: (a) Dia 16/11/2024(DIAS NUBLADOS): (1) Ordens ímpares de 3º a 9º, (2) Ordens ímpares de 11º a 15º, (3) Ordens ímpares de 17º a 21º, (4) Ordens ímpares de 23º a 33º; (b) Dia 04/12/2024: (1) Ordens ímpares de 3º a 9º, (2) Ordens ímpares de 11º a 15º, (3) Ordens ímpares de 17º a 21º, (4) Ordens ímpares de 23º a 33º.**



Fonte: Autoria própria.

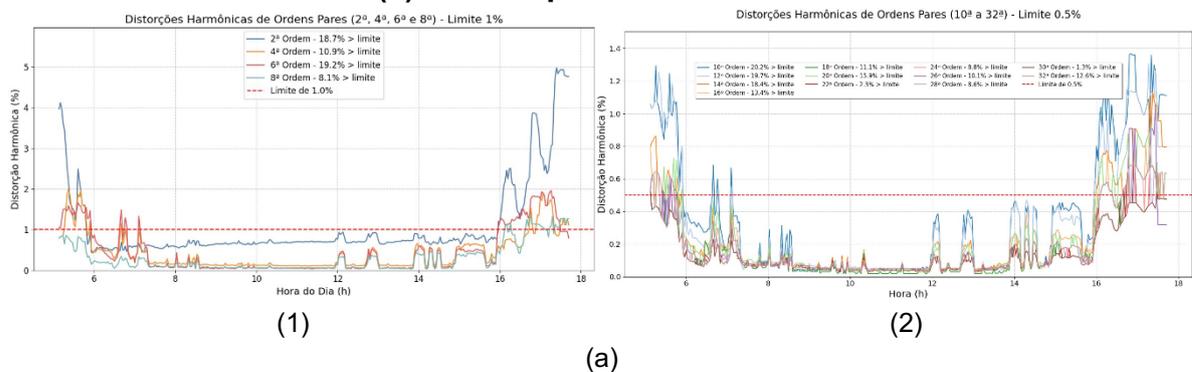
## Apêndice D

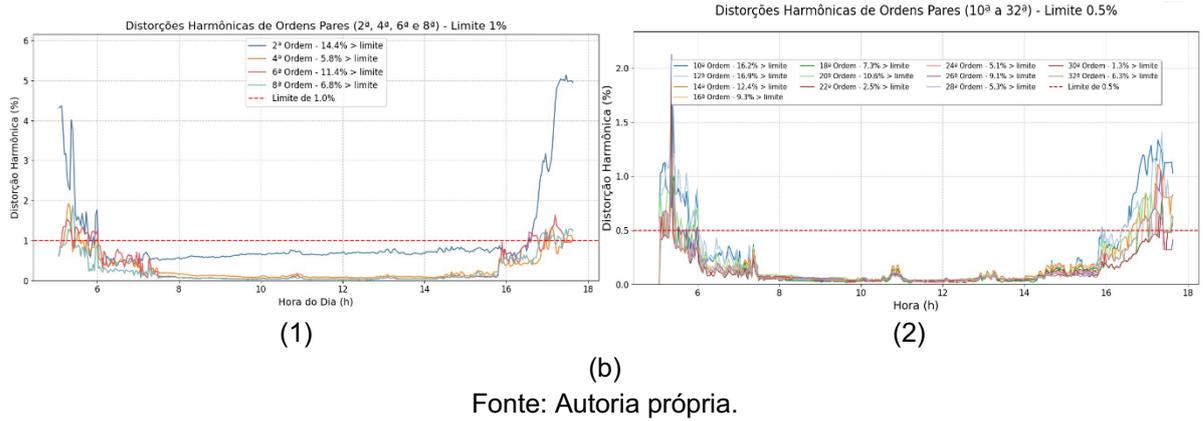
**Figura D1 - Análise da Distorção Harmônica de ordem par para corrente: (a) Dia 13/11/2024(DIAS CLAROS): (1) Ordens pares de 2º a 8º, (2) Ordens pares de 10º a 12º; (b) Dia 30/11/2024: (1) Ordens pares de 2º a 8º, (2) Ordens pares de 10º a 12º.**



Fonte: Autoria própria.

**Figura D2 - Análise da Distorção Harmônica de ordem par para corrente: (a) Dia 02/12/2024(DIAS RAZOAVELMENTE NUBLADOS): (1) Ordens pares de 2º a 8º, (2) Ordens pares de 10º a 12º; (b) Dia 14/11/2024: (1) Ordens pares de 2º a 8º, (2) Ordens pares de 10º a 12º.**





**Figura D3 - Análise da Distorção Harmônica de ordem par para corrente: (a) Dia 16/11/2024(DIAS NUBLADOS): (1) Ordens pares de 2º a 8º, (2) Ordens pares de 10º a 12º; (b) Dia 04/12/2024: (1) Ordens pares de 2º a 8º, (2) Ordens pares de 10º a 12º.**

