

ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA INVERSORES COM DIFERENTES CARREGAMENTOS

ANALYSIS OF POWER QUALITY IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FOR INVERTERS WITH DIFFERENT SIZING FACTORS

Robert Djalma Lima Araujo Gomes

rdlag@discente.ifpe.edu.br

Prof. Me. Alexandre Manoel de Farias

Alexandre.farias@ifpe.edu.br

RESUMO

Este trabalho analisa a qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com ênfase no Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) e nas distorções harmônicas geradas em diferentes condições operacionais. Foram utilizados dois inversores fotovoltaicos de modelo PHB3000-SS e dois analisadores de energia de modelo MINIPA ET-5051C, para medir parâmetros de tensão, corrente e THD (Distorção Harmônica Total) de corrente em quatro configurações de potência: 3,06 kWp; 4,08 kWp; 2,04 kWp; e 1,53 kWp. Os resultados demonstraram que operações abaixo de 50% da potência nominal do inversor aumentam significativamente as distorções harmônicas, ultrapassando os limites de 5% estabelecidos pela norma NBR 16149, principalmente durante períodos de baixa irradiância (início da manhã e final da tarde). Além disso, o FDI mostrou-se crítico para a eficiência do sistema onde, inversores subdimensionados geraram perdas por *clipping*, enquanto sobredimensionados elevaram custos sem ganhos expressivos. Conclui-se que o dimensionamento adequado do inversor, aliado ao monitoramento contínuo das condições operacionais, é essencial para garantir conformidade normativa, estabilidade e eficiência energética em sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Qualidade de energia. Sistemas fotovoltaicos. Distorções harmônicas.

ABSTRACT

This work analyzes power quality in grid-connected photovoltaic systems, focusing on the impact of the Inverter Sizing Factor (FDI) and harmonic distortions generated under different operational conditions. Two photovoltaic inverters of model PHB3000-SS and two energy analyzers of model MINIPA ET-5051C were used to measure voltage, current, and THD (Total Harmonic Distortion) of current in four power configurations:

3.06 kWp; 4.08 kWp; 2.04 kWp; and 1.53 kWp. The results demonstrated that operations below 50% of the inverter's nominal power significantly increase harmonic distortions, exceeding the 5% limits established by the NBR 16149 standard, mainly during periods of low irradiance (early morning and late afternoon). Furthermore, FDI proved to be critical for the system's efficiency: undersized inverters generated clipping losses, while oversized ones increased costs without significant gains. It is concluded that adequate inverter sizing, combined with continuous monitoring of operating conditions, is essential to ensure regulatory compliance, stability, and energy efficiency in photovoltaic systems.

Keywords: Power quality. Photovoltaic systems. Harmonic distortions.

1 INTRODUÇÃO

A evolução das demandas energéticas globais tem sido marcada pela forte busca por fontes de energias limpas, e impulsionada pelo compromisso com a sustentabilidade e a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa para assim, minimizar os impactos ambientais na geração de eletricidade. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica vem se destacando como uma solução promissora, principalmente no Brasil, onde os fatores climáticos oferecem condições favoráveis para o desenvolvimento dessa tecnologia.

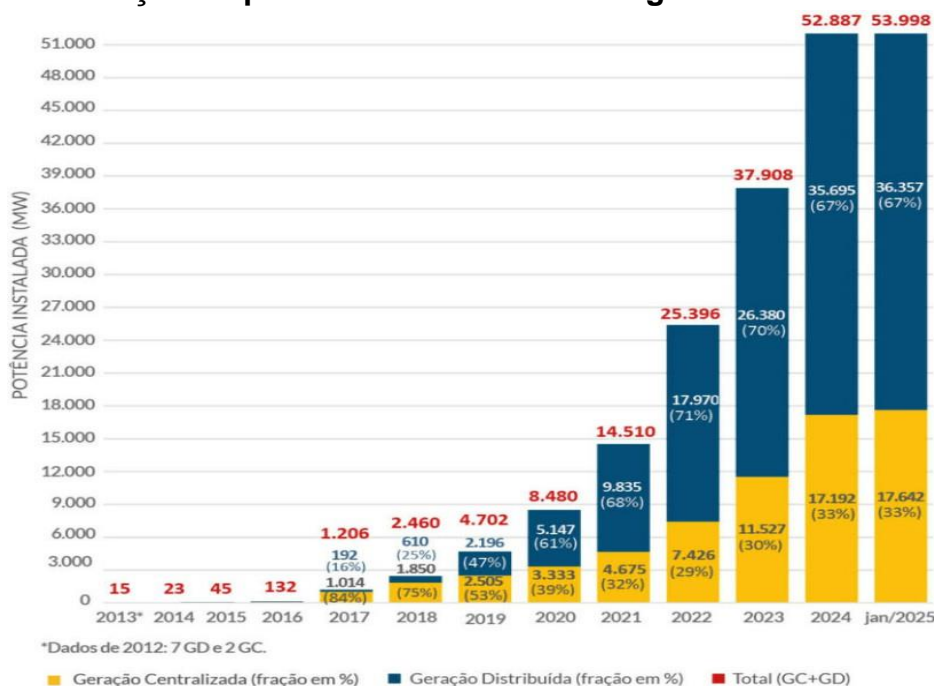
Em janeiro de 2025, dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) conforme destacado na (Figura 1), indicam que a potência instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil atingiu 53.998 MW, com a geração centralizada (GC) representando 33% do total (17.642 MW) e a geração distribuída (GD) correspondendo a 67% (36.356 MW). Esse avanço reforça a liderança da fonte solar na matriz elétrica nacional, consolidando o Brasil como um dos principais mercados globais de energia renovável (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA [ABSOLAR], 2025).

Embora tenha ocorrido o aumento das instalações desses sistemas surgem desafios técnicos com a operação e integração desses sistemas na rede elétrica, destacando-se a qualidade de energia elétrica. Segundo a norma ABNT NBR 61000-4-30 (ABNT, 2018), a qualidade da energia se define pela capacidade do sistema elétrico de fornecer eletricidade com características adequadas, minimizando distorções e variações que possam comprometer o desempenho de equipamentos conectados.

Logo, os fatores como a variabilidade da irradiação solar, as oscilações de carga e a complexa integração dos inversores fotovoltaicos com a rede elétrica tornam necessário o monitoramento e o controle rigoroso dos elementos que afetam diretamente a qualidade da energia. Entre os principais fatores que influenciam essa qualidade, destacam-se o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) e a presença de distorções harmônicas, onde eles são cruciais na eficiência e estabilidade dos sistemas fotovoltaicos.

Diante disso, este trabalho teve como objetivo analisar a qualidade da energia gerada em sistemas fotovoltaicos com inversores operando sob diferentes condições de carregamento. Focando nos impactos do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) e das distorções harmônicas, em inversores fotovoltaicos instalados na usina solar do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) em Pesqueira, permitindo uma comparação detalhada entre inversores de mesmo modelo e fabricante. Essa análise busca a compreensão dos fatores que influenciam a qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos, e busca contribuir para a otimização desses impactos em projetos e o aumento da confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Figura 1 – Evolução da potência instalada de energia solar no Brasil em 2025.



Fonte da imagem: Adaptado de ABSOLAR/ANEEL (2025).

2 DESENVOLVIMENTO

Neste tópico, serão abordados de maneira geral, todos os conceitos que foram a base teórica para a compreensão deste trabalho, são realizadas uma revisão sobre os principais temas relacionados ao tema do trabalho, tais como, sistema fotovoltaico, qualidade de energia e a relevância dos inversores fotovoltaicos. A compreensão dessa teoria se torna fundamental para analisar o impacto do fator de dimensionamento (FDI) e os efeitos das diferentes condições de carregamento na qualidade de energia elétrica gerada.

2.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) representam uma solução avançada para a integração da energia solar à matriz elétrica, permitindo que a energia gerada pelos módulos seja convertida de corrente contínua para corrente alternada e injetada na rede por meio de medidores bidirecionais. Essa configuração possibilita a compensação energética através de modelos como a medição líquida (*net metering*) e a geração compartilhada conforme regulamentado pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012).

A previsibilidade da geração de energia em SFCR está relacionada à irradiância solar e às condições climáticas da região, que influenciam diretamente no dimensionamento e na eficiência do sistema. A evolução tecnológica dos inversores e módulos fotovoltaicos, aliada à regulamentação brasileira, tem impulsionado a adoção desses sistemas. Além disso, modelos como a geração compartilhada e os sistemas híbridos têm ampliado as possibilidades de integração da energia solar à matriz elétrica nacional, promovendo maior flexibilidade e eficiência energética (RÜTHER, 2004).

De maneira geral, os SFCR representam uma solução viável e sustentável para a geração distribuída, contribuindo para a diversificação da matriz energética brasileira. A contínua evolução desses sistemas, tanto em termos de potência instalada quanto de modelos de compensação, reforça sua importância no contexto de transição energética e na busca por fontes renováveis mais acessíveis e eficientes.

2.2 Qualidade de Energia Elétrica

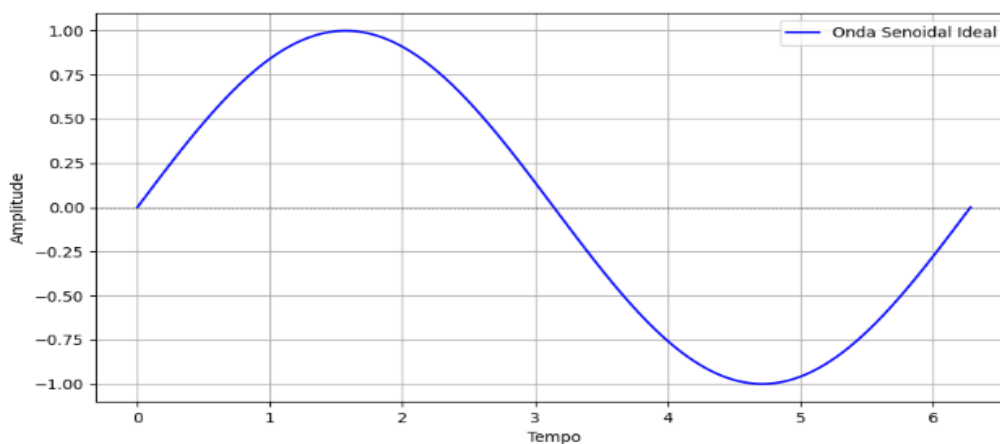
A qualidade de energia se baseia no princípio do sistema elétrico de potência (SEP) que deve fornecer energia elétrica, desde o processo de geração até a transmissão e distribuição, garantido a entrega da energia sem distúrbios, e de forma contínua e estável, de modo a afetar os equipamentos conectados à rede. O sinal de tensão e corrente em uma instalação elétrica podem sofrer variações no sistema elétrico de potência, devido influências externas como: acionamento de motores, variabilidade da geração de energia em sistemas fotovoltaicos etc. Essas flutuações podem afetar a qualidade de energia fornecida à rede, exigindo monitoramentos e controle em tempo real.

Genericamente, podem ser produzidos quatro tipos de perturbações elétricas em um sinal de tensão ou corrente em uma instalação elétrica: perturbações na amplitude de tensão, perturbações na frequência do sinal, desequilíbrios de tensão ou corrente em sistemas trifásicos e perturbações na forma de onda do sinal, (MORENO; COTRIM, 1998). A Figura 2 e a Figura 3 plotadas no MATLAB com valores aleatórios, destacam o comportamento de uma onda senoidal ideal, ou seja, como deveria ser, e uma onda senoidal com perturbações destacadas.

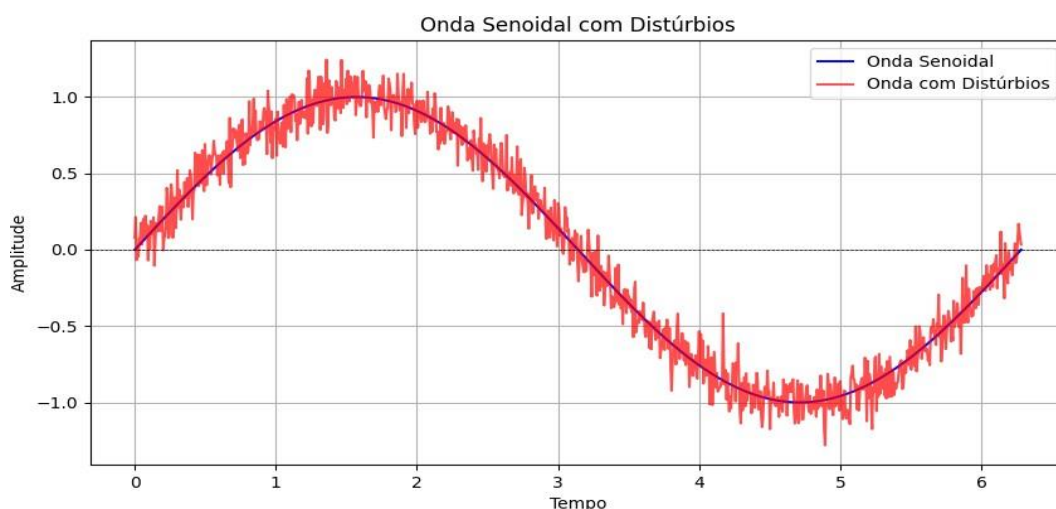
2.3 Distorções Harmônicas

As distorções harmônicas, são caracterizadas por deformações nas ondas de tensão e corrente em relação à forma senoidal fundamental, comprometem a qualidade da energia e podem reduzir a vida útil dos componentes, principalmente devido ao aquecimento excessivo e às vibrações causadas pela presença de frequências indesejadas (ANEEL, 2020).

Figura 2 – Onda senoidal ideal.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 3 – Onda senoidal com distúrbios.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para quantificar essas distorções, a Série de Fourier, torna-se uma ferramenta essencial. Conforme destacado por Dugan, McGranaghan e Beaty (2012), essa ferramenta matemática é fundamental para identificar amplitudes e ordens harmônicas, permitindo a avaliação de impactos como sobreaquecimento de condutores e interferências em equipamentos sensíveis.

A correlação entre os resultados obtidos pela decomposição de Fourier e os limites estabelecidos pela NBR 16149 (ABNT, 2012) assegura a conformidade do sistema com padrões de qualidade de energia. Essa ferramenta permite a representação de uma forma de onda periódica $f(t)$ como uma soma de componentes senoidais de frequências múltiplas da fundamental, conforme a Equação 1:

$$f(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} (a_h \cos(2\pi h f_1 t) + b_h \sin(2\pi h f_1 t)) \quad (1)$$

Onde, a_0 é a componente contínua, a_n e b_n são as amplitudes das harmônicas de ordem h , e f_1 é a frequência fundamental.

O Brasil adota uma frequência fundamental (f_1) de 60 Hz. Os múltiplos dessa frequência são chamados de harmônicas e classificados em pares e ímpares. As harmônicas pares ocorrem quando a frequência fundamental é multiplicada por um número par, enquanto as ímpares resultam da multiplicação por números ímpares. Assim, as harmônicas se organizam em uma sequência crescente, com base nos múltiplos da frequência fundamental. Essa distinção é importante para a análise e o controle das distorções na qualidade da energia elétrica.

2.3.1 Indicadores de Distorções Harmônicas Conforme a NBR 16419

De acordo com a NBR 16149 (ABNT, 2012), para avaliar as distorções harmônicas nos sistemas elétricos, deve-se utilizar alguns indicadores para monitorar e realizar o controle da qualidade de energia, os principais indicadores são:

- **Distorção Harmônica Individual de Corrente (DHI%)**: Representa a contribuição percentual de cada componente harmônica de corrente I_h em relação à componente fundamental I_1 , é calculada conforme a Equação 2:

$$DHI_h(\%) = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (2)$$

Onde, I_h é o valor eficaz da harmônica de ordem h e I_1 é o valor eficaz da componente fundamental.

- **Distorção Harmônica Total (DHT%)**: É a soma quadrática de todas as componentes harmônicas (até a 39ª ordem) em relação a componente fundamental, tanto para tensão quanto para corrente e é calculada conforme a Equação 3:

$$DHT_h(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{39} I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (3)$$

A NBR 16149 (ABNT, 2012) estabelece que a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 1:

Tabela 1 – Limites de distorções harmônicas de corrente.

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3º a 9º	< 4,0 %
11º a 15º	< 2,0 %
17º a 21º	< 1,5 %
23º a 33º	< 0,6 %
Harmônicas pares	Limite de distorção
2º a 8º	< 1,0 %
10º a 32º	< 0,5 %

Fonte: (NBR 16149, 2012).

É importante salientar que, A NBR 16149 também reforça que as medições devem ser realizadas com instrumentação adequada, em condições operacionais representativas, e destaca a importância de projetos elétricos que prevejam a mitigação de harmônicas, como uso de filtros e seleção de equipamentos compatíveis com os limites estabelecidos.

2.4 Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os inversores fotovoltaicos conectados à rede são responsáveis por converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) gerada pelo painel fotovoltaico. Esses aparelhos também são responsáveis por ajustar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para ser compatível com a rede elétrica à qual está conectada. Nesses, são realizados sincronismos, acoplamento, proteção e gerenciamento da conexão à rede.

É importante salientar que também existem sistemas de controle que têm um grande impacto no sistema, como o rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT), a conexão e a desconexão da rede de acordo com as condições que a rede

está sob a operação, a radiação solar recebida, a detecção de falhas de isolamento e o registro dos dados operacionais.

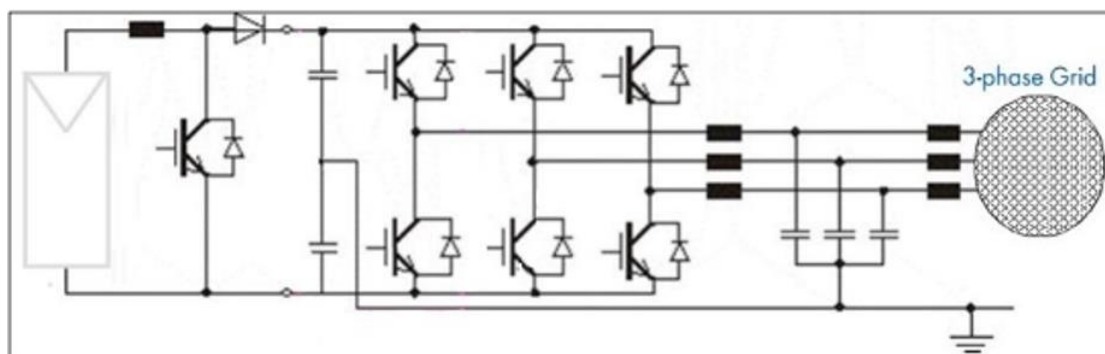
2.4.2 Estratégias de Controle Operacional do Inversor

Os inversores apresentam dois tipos principais de controle: os baseados em fonte de tensão (VSI - *voltage source inverters*) e os baseados em fonte de corrente (CSI - *current source inverters*). Em ambos os casos a ideia é copiar a forma de onda de referência da entrada, através de um chaveamento adequado. O inversor controlado por tensão tem como objetivo regular o ângulo entre a tensão de saída do inversor e a tensão da rede, de modo a administrar o fluxo de potência. O inversor controlado por corrente tem como objetivo adequar a corrente de saída à necessidade da carga conectada. Ambos os modelos utilizam técnica de modulação por largura de pulso (PWM - *pulse width modulation*) para a produção do sinal de saída.

O esquema de um inversor fotovoltaico trifásico é apresentado na Figura 4. Essa é a estrutura utilizada para a topologia VSI (*Voltage Source Inverter*), onde o seu chaveamento é realizado por um conjunto de seis chaves semicondutoras, organizados em ponte trifásica. Esse dispositivo opera de forma controlada por modulação PWM alternando rapidamente entre os estados de condução e bloqueio para gerar uma forma de onda CA senoidal a partir da tensão CC de entrada. O controle das chaves é feito em pares complementares para cada fase, garantindo que nunca ocorra um curto-circuito no barramento CC. A frequência de chaveamento influencia diretamente na qualidade da forma de onda de saída, reduzindo harmônicos quando operada em frequências elevadas. Esse processo permite a geração de uma corrente alternada trifásica sincronizada com a rede elétrica, possibilitando a injeção eficiente de energia.

Para a aplicação em geração de energia solar, como a proposta é fornecer uma tensão semelhante à da rede, permitindo assim a sua conexão, é empregada a tecnologia VSI. O sincronismo é realizado “copiando-se” a forma de onda da tensão da rede. O conversor *Boost* apresentado antes do barramento é utilizado para realizar o controle da máxima potência do arranjo fotovoltaico. Já a saída do conversor apresenta um filtro LC sintonizado na corrente nominal do projeto do inversor. Devido a isso, esse conversor é sensível a pequenos erros de fase e correntes harmônicas elevadas podem ocorrer se a tensão da rede estiver distorcida (HAUSER, 2014).

Figura 4 – Esquema Inversor Fotovoltaico (VSI).



Fonte: Autoria própria.

2.5 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES (FDI)

O FDI, é definido como a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico. Por exemplo, um FDI de 0,7 indica que a capacidade do inversor corresponde a 70% da potência nominal do gerador, configurando um ponto de operação que, se mal dimensionado, pode resultar em perdas de eficiência ou até em sobrecarga dos inversores (Zilles et al., 2012). O FDI é expresso conforme a Equação 4:

$$FDI = \frac{P_{pv}}{P_{inv}} \quad (4)$$

Onde:

FDI = Fator de dimensionamento do inversor;

P_{pv} = Potência do arranjo fotovoltaico (Wp);

P_{inv} = Potência nominal do inversor fotovoltaico (W).

De maneira geral, o (FDI) tem um papel crucial no planejamento de sistemas fotovoltaicos, fazendo com que o inversor funcione de forma eficiente e econômica. O dimensionamento do sistema deve evitar dois fatores, o subdimensionamento e sobredimensionamento, pois podem comprometer o desempenho e a viabilidade econômica do projeto. Então, um inversor subdimensionado pode gerar perdas significativas por *clipping*, quando a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico excede a capacidade de conversão do inversor, enquanto um inversor sobredimensionado pode resultar em custos desnecessários sem ganho expressivo de eficiência. Contudo, é necessário adequar o FDI para otimizar a produção de energia e reduzir as perdas, proporcionando uma relação de custo-benefício mais favorável.

O FDI também influencia diretamente a qualidade da energia gerada pelo sistema. Em condições de operação próximas ao limite nominal do inversor, as distorções harmônicas podem aumentar, comprometendo a qualidade de energia injetada na rede. Logo, um FDI bem projetado permite que o inversor opere dentro de sua faixa de eficiência máxima, reduzindo distorções harmônicas e otimizando a conversão da energia gerada pelo arranjo fotovoltaico. Portanto, a análise do FDI é essencial para equilibrar custos do projeto, garantir eficiência e confiabilidade, do sistema fotovoltaico.

3 METODOLOGIA

Neste tópico, serão apresentados os equipamentos utilizados, os procedimentos de coleta e tratamento de dados e os métodos de análise empregados para avaliação dos sistemas fotovoltaicos.

3.1 Equipamentos Utilizados

Para realização deste trabalho foram utilizados dois inversores fotovoltaicos do modelo PHB3000-SS, conforme ilustrado na Figura 5, os quais foram submetidos a diferentes condições de carregamento para possibilitar uma análise comparativa de desempenho. Em paralelo, utilizou-se dois analisadores de energia do modelo MINIPA ET-5051C conforme ilustrado na Figura 6, para coleta de dados de tensão, corrente, potência injetada e dos harmônicos de corrente, observados em diversas

configurações do sistema fotovoltaico. O analisador é capaz de obter os dados em tempo real ou armazená-los para futuras verificações. Seu período de integração de dados é entre 1 segundo e 60 minutos. Dessa forma, os dados obtidos permitem uma análise abrangente e crítica do comportamento dos dispositivos.

Figura 5 – Inversor Fotovoltaico utilizado para o estudo.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6 – Analisador de Energia utilizado para o estudo.



Fonte: Autoria própria.

Figura 7 – Sistema fotovoltaico do IFPE – PESQUEIRA utilizado para o estudo.



Fonte: Autoria própria.

O sistema fotovoltaico experimental destacado na Figura 7 foi composto por duas mesas de módulos solares para este trabalho Mesa 1 (em vermelho) e Mesa 2 (em azul), e sua configuração foi realizada conforme ilustrado na Tabela 2. Ambas as mesas 1 e 2, foram equipadas com o analisador de energia, onde possibilitou a coleta precisa de dados de desempenho, enquanto ambas as mesas foram configuradas com diferentes capacidades de geração ao longo das medições. As potências de entrada (CC) foram ajustadas de acordo com os períodos estabelecidos na Tabela 2.

Tabela 2 – Configurações dos Sistemas Fotovoltaicos para estudo de caso.

Configuração	Data	Mesa 1	Mesa 2
Caso 1	17/11/2024	3,06	4,08
Caso 2	20/11/2024	3,06	2,04
Caso 3	28/11/2024	3,06	3,06
Caso 4	04/12/2024	3,06	1,53

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Ressalta-se que, a carga na Mesa 1 não teve variação para poder garantir que as condições climáticas e de irradiação solar fossem as mesmas, minimizando variações externas que poderiam influenciar os resultados. Dessa forma, assegura-se que as diferenças observadas na qualidade da energia e nas distorções harmônicas sejam de fato atribuídas ao fator de dimensionamento do inversor.

A análise dos dados de distorção harmônica foi realizada de forma qualitativa e quantitativa, onde foram avaliados os valores de THD de corrente no lado CA do inversor em cada período de medição, comparando os valores obtidos em cada mesa a fim de identificar tendências ou padrões. Além disso, para a mesa 2, foi realizado um estudo comparativo do resultado das componentes harmônicas e os limites permissíveis na norma NBR 16149 e a relação entre o THD e a potência de saída.

Para avaliação do Fator de dimensionamento (FDI), foi realizado o cálculo do FDI para cada configuração de potências CC, classificando os cenários em superdimensionados, adequados ou subdimensionados e através dos resultados obtidos, foi realizado o estudo do impacto do (FDI) na eficiência do sistema.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste tópico, são apresentados os resultados das análises conduzidas com o analisador de energia ET-5051C da Minipa. Os dados foram coletados de acordo com as configurações de sistemas fotovoltaicos descritas na Tabela 3, nas quais adotou-se uma taxa de amostragem de 2 minutos, ajustada ao longo do dia conforme as variações nas condições operacionais. Para o tratamento dos dados, empregou-se inicialmente o software MATLAB, por meio da geração de gráficos que permitiram confrontar os valores mensurados com os limites estabelecidos pela norma NBR 16149. Os resultados evidenciam a relação entre os parâmetros de amostragem, a precisão das medições e a conformidade com diretrizes técnicas, reforçando a metodologia proposta neste estudo.

4.1 Cálculo do FDI

Inicialmente, foram realizados os cálculos do Fator de dimensionamento para cada situação proposta, utilizou-se a Equação 4 em conjunto com os dados experimentais apresentados na Tabela 2, que contempla as medições de potência dos sistemas Mesa 1 e a Mesa 2 sob diferentes condições operacionais.

Tabela 04 – Cálculo do fator de dimensionamento.

Configuração	Data	Mesa 1	Mesa 2
Caso 1	17/11/2024	1,02	1,36
Caso 2	20/11/2024	1,02	0,68
Caso 3	28/11/2024	1,02	1,02
Caso 4	04/12/2024	1,02	0,51

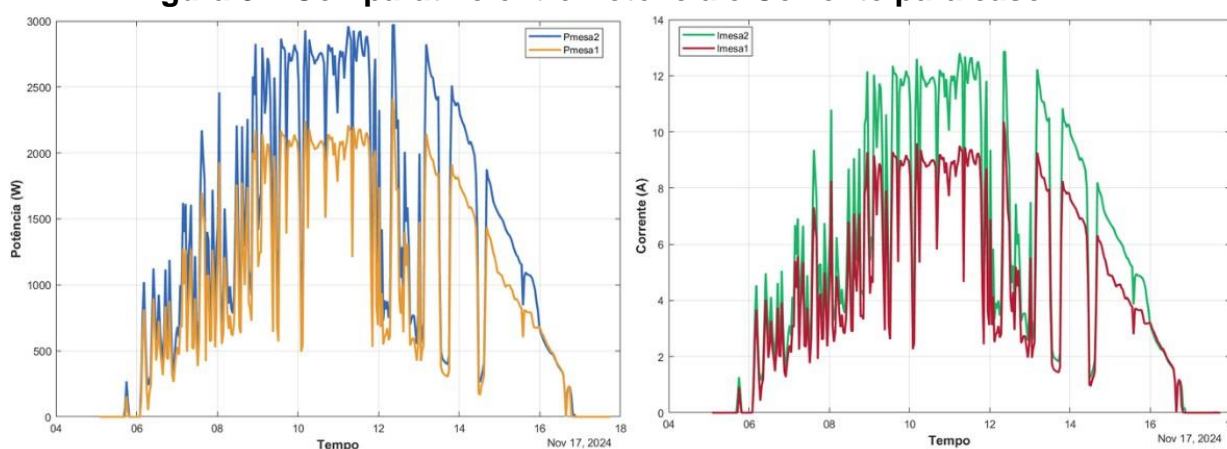
Fonte: Elaborado pelo Autor.

A partir dos dados expostos na Tabela 4, verifica-se que a Mesa 1 apresentou um Fator de Dimensionamento (FDI) constante de 1,02 em todas as medições, comportamento justificado por sua função como inversor de referência, projetado para operar sob condições estáveis. Em contrapartida, a Mesa 2 registrou variações significativas no FDI, decorrentes de combinações intencionais de carregamento aplicadas para simular diferentes cenários operacionais. Essas oscilações, além de corroborar a necessidade de análise crítica de sistemas fotovoltaicos sob condições dinâmicas, alinham-se diretamente ao objetivo central deste trabalho: investigar a influência de configurações variáveis na eficiência energética e na estabilidade de inversores.

4.2 Análise Comparativa entre a Mesa 1 e Mesa 2

Para o Caso 1 ($FDI_{Mesa\ 2} = 1,36$), conforme as configurações e o fator de dimensionamento (FDI) descritos na Tabela 2 e na Tabela 3, foi analisado o comportamento da corrente e da potência no dia 17/11/2024, representado graficamente na Figura 8. Ressalta-se que:

Figura 8 – Comparativo entre Potência e Corrente para caso 1.

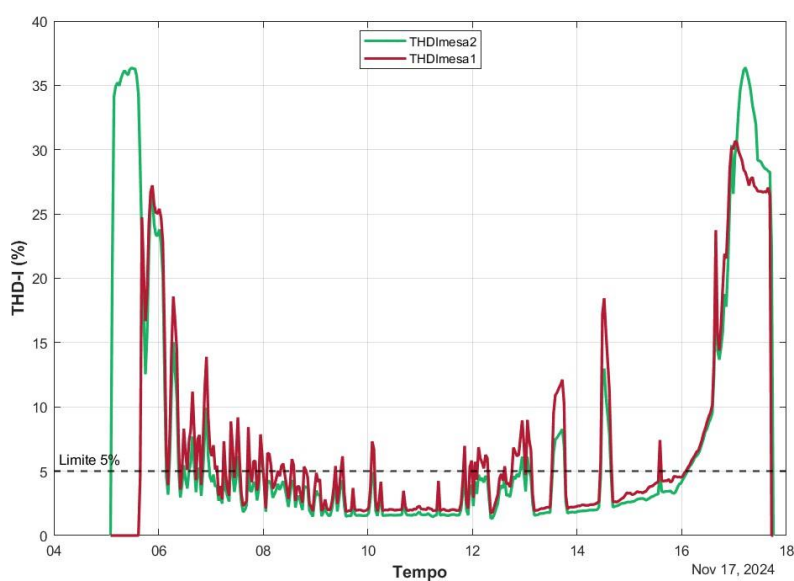


Fonte: Elaborado pelo Autor

- Pmesa2: Corresponde à potência média da Mesa 2.
- Pmesa1: Refere-se à potência média da Mesa 1. Essa nomenclatura foi mantida para todas as análises de corrente e $THDi$ (Distorção Harmônica Total de corrente).

Durante a análise, observou-se que o dia apresentou condições climáticas instáveis, com períodos de céu nublado, o que impactou diretamente a geração de energia. Esse cenário foi correlacionado com o $THDi$ total do sistema, conforme ilustrado na Figura 9:

Figura 9 – Comparativo entre $THDi$ para caso 1

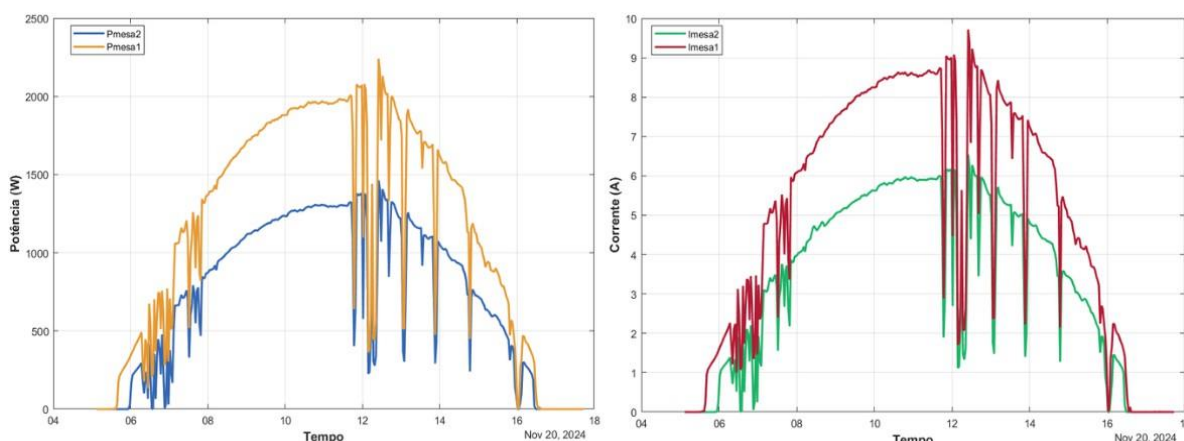


Fonte: Elaborado pelo Autor

A norma estabelece que a distorção harmônica total (THD) deve ser inferior a 5%. Entretanto, conforme a Figura 9, esse limite foi atendido apenas no período de céu limpo, quando a irradiância solar era máxima. Os maiores valores de THD ocorreram no início da manhã (06h-08h) e no final da tarde (16h-18h), períodos em que a irradiância solar estava reduzida. Essa elevação está diretamente relacionada à operação do inversor abaixo de 50% da potência nominal, condição que amplifica a geração de harmônicos devido à menor eficiência de conversão. Vale ressaltar, de acordo com a Figura 9, que a Mesa 2 injeta uma maior potência, porém, no início da geração, injeta mais harmônicos. Por outro lado, no decorrer do dia a Mesa 1 injeta mais harmônicos na rede.

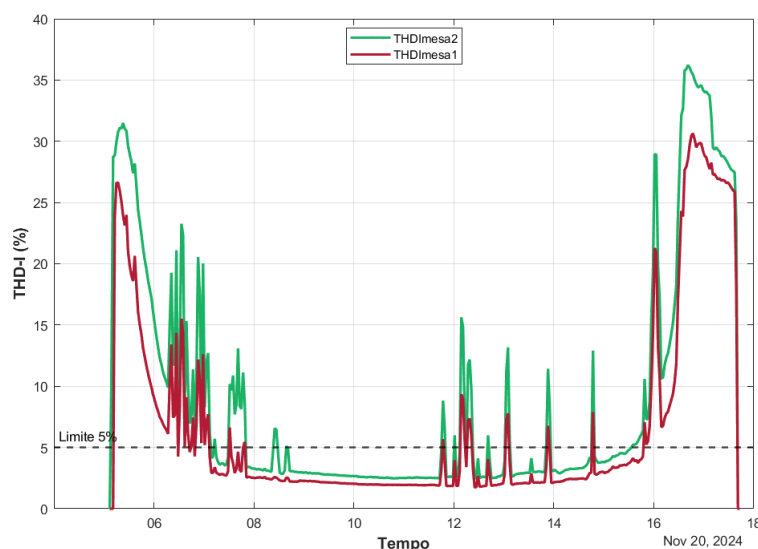
Para o Caso 2 ($FDI_{Mesa\ 2} = 0,68$), com base nos dados de potência ativa e distorção harmônica total ($THDi$) comparativos entre a Mesa 1 e a Mesa 2, conforme ilustrado nas Figuras 10 e 11, observa-se que, a injeção de harmônicos na rede também se dá pelo mesmo fator identificado na Medição 1, ou seja, a operação em condições de baixa irradiância solar. No entanto, o Inversor da Mesa 1, que operou com 3,06 kW, apresentou menor injeção de harmônicos na rede em comparação ao Inversor da Mesa 2, que operou com 2,04 kW, mesmo sob condições de céu nublado.

Figura 10 - Comparativo entre Potência e Corrente para caso 2.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 11 - Comparativo entre THDI para caso 2

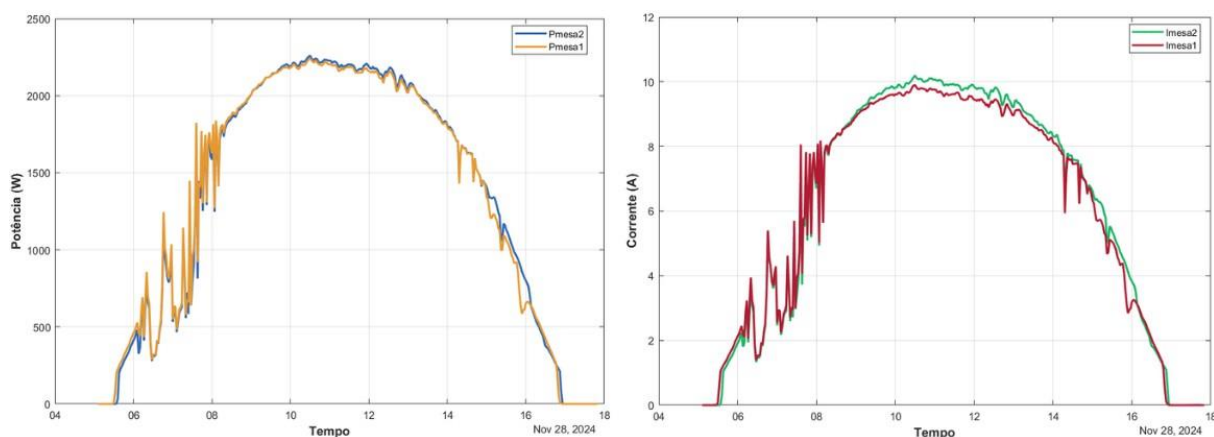


Fonte: Elaborado pelo Autor

Essa diferença torna-se perceptível ao analisar os valores de *THDI*: enquanto o Inversor da Mesa 1 manteve distorções dentro dos limites aceitáveis, a Inversor da Mesa 2 registrou *THDI* variando entre 4% e 8%, ultrapassando o limite normativo de 5% estabelecido pela NBR 16149 em períodos de baixa irradiância (ex.: 06h-08h e 16h-17h) e durante episódios de nebulosidade. Então, conclui-se, que a Mesa 1 atende melhor aos requisitos técnicos em comparação à Mesa 2.

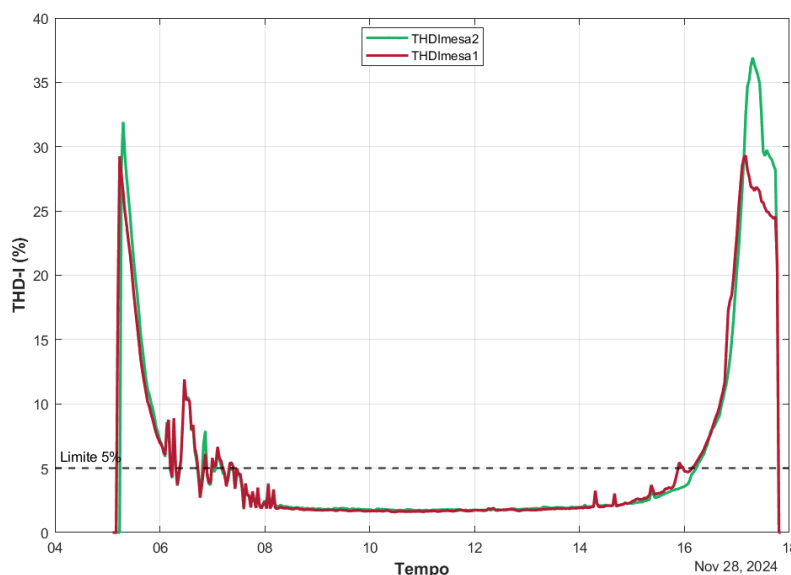
Para o Caso 3 ($FDI_{Mesa\ 2} = 1,02$), conforme ilustrado nas Figuras 12 e 13, observa-se que conforme a Tabela 2, os sistemas foram configurados com a mesma potência nominal de 3,06 kWp. A análise da Figura 13 mostra que, durante o período das 06h às 08h10, caracterizado por condições de céu nublado, ocorreu uma injeção de harmônicos acima do limite de 5% estabelecido pela norma NBR 16149, com picos registrados até aproximadamente 07h40. No restante do dia, entretanto, os níveis de distorção harmônica total (*THDI*) mantiveram-se dentro do aceitável, conforme ilustrado no gráfico.

Figura 12 - Comparativo entre Potência e Corrente para caso 3.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 13 - Comparativo entre THDi para caso 3.



Fonte: Elaborado pelo Autor

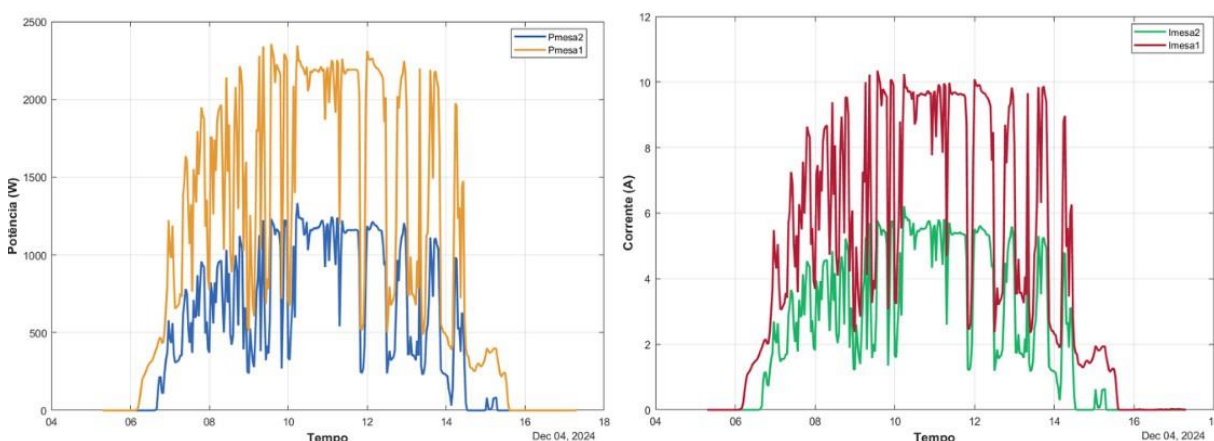
Em relação à potência ativa, ambos os sistemas apresentaram comportamentos similares, com valores estáveis alinhados à configuração nominal (3,06 kWp). Contudo, a injeção de harmônicos na rede seguiu o padrão observado nas medições anteriores: níveis mais elevados no início da manhã (06h-08h) e no final da tarde (16h-18h), períodos em que a irradiância solar reduzida e a operação do inversor em faixas parciais de carga amplificam a geração de distorções.

Ressalta-se que, mesmo os inversores da Mesa 1 e Mesa 2 estando configurados com o mesmo Fator de Dimensionamento e a mesma carga, em alguns momentos do dia, por volta das 16h, e no início e fim da geração, observou-se uma pequena variação no THDi. Isso ocorre porque os inversores podem apresentar diferenças na eletrônica de potência, nos filtros internos e na resposta dinâmica, resultando em níveis de distorção harmônica diferentes. Além disso, mesmo que a carga seja nominalmente 3,06 kWp, pequenas variações no consumo real das cargas conectadas podem influenciar a forma de onda da corrente. Outro fator significativo é

a calibração de cada equipamento, ou seja, o analisador de energia pode estar desajustado, impactando as medições.

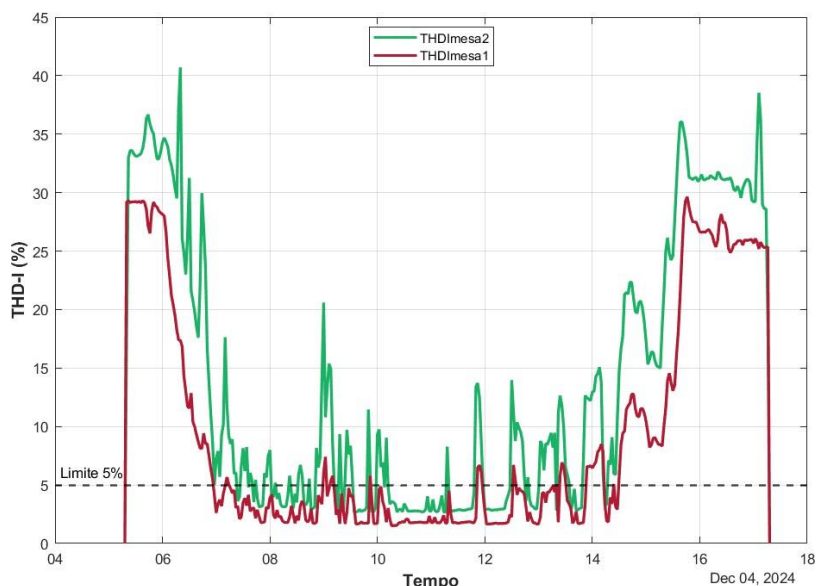
No Caso 4 ($FDI_{Mesa\ 2} = 0,51$), conforme ilustrado na Figura 14 e na Figura 15, o dia analisado apresentou características completamente nubladas, o que impactou significativamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. De acordo com a Tabela 2, o sistema da Mesa 1 está configurado com 3,06 kWp, enquanto o da Mesa 2 opera com 1,53 kWp. A análise comparativa dos dados revela que, embora ambos os sistemas apresentem distorções harmônicas (THD) instáveis devido às condições climáticas adversas, o sistema da Mesa 1 manteve-se mais próximo dos limites estabelecidos pela NBR 16149 em comparação com o sistema da Mesa 2.

Figura 14 - Comparativo entre Potência e Corrente para caso 4.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 15 - Comparativo entre THDI para caso 4.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Então, a baixa irradiância solar em dias nublados reduz a potência de entrada nos inversores, forçando-os a operar em carga parcial. Essa condição é particularmente crítica para inversores projetados para operar próximo à capacidade nominal, como o

da Mesa 1 (3,06 kWp). O sistema da Mesa 1 demonstra maior sensibilidade às variações de irradiância, com oscilações bruscas na potência de saída e no THD. Esse comportamento é comum em inversores operando próximo ao limite de capacidade em condições adversas, onde a eficiência de conversão é reduzida e as distorções são amplificadas.

Por outro lado, o sistema da Mesa 2 apresenta maior instabilidade operacional, devido a potência estar muito abaixo da potência nominal e observou-se o impacto na análise do THD. Isso evidencia que a subutilização do inversor não apresenta muitas vantagens e, principalmente, em cenários de baixa irradiância.

De maneira geral, observa-se que as condições de baixa irradiância solar não apenas reduzem a geração de energia, mas também elevam a distorção harmônica, comprometendo a qualidade da energia.

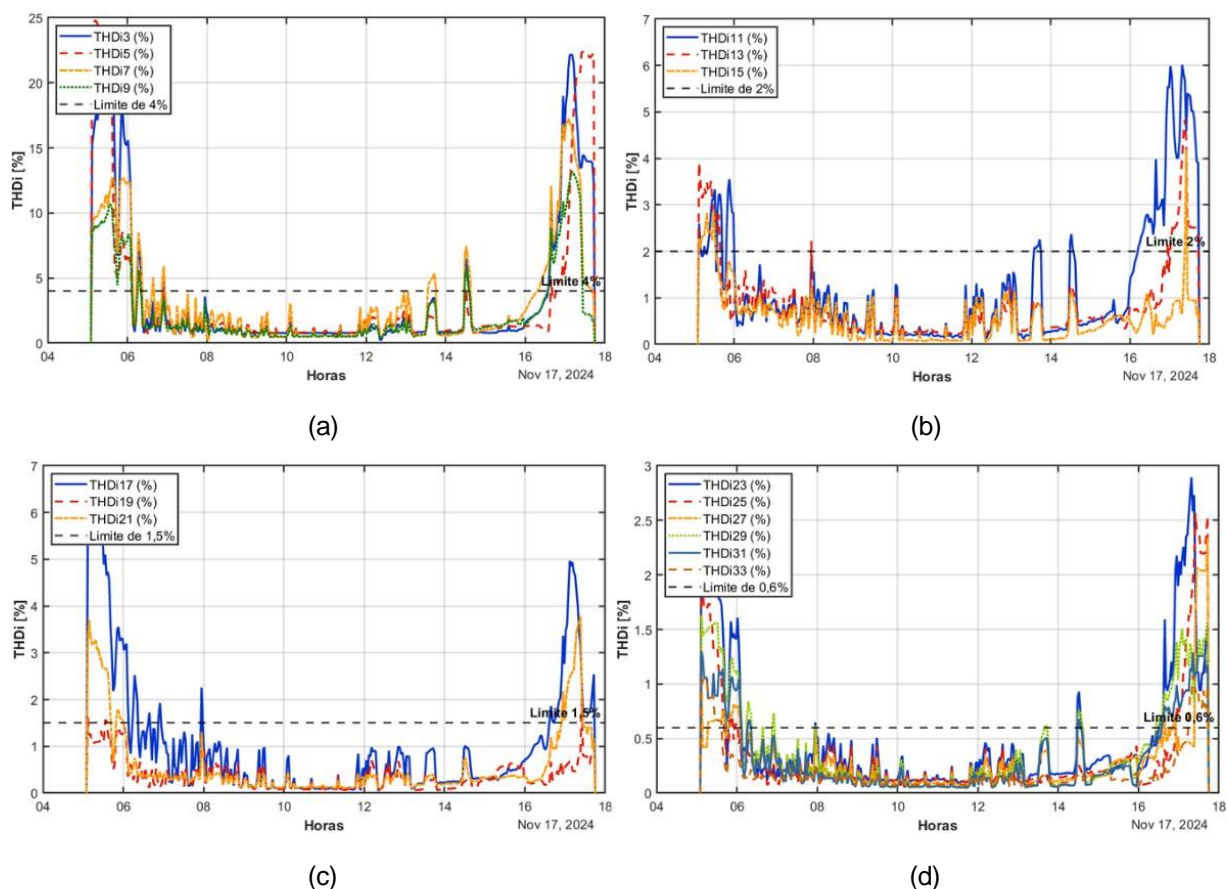
4.2.1 Análise de Harmônicos Individuais de Acordo com a NBR 16149

Para a análise das harmônicas individuais, foram plotados gráficos no MATLAB para o Inversor da Mesa 2 em cada medição e dia típico, considerando os limites estabelecidos na Tabela 1 (que detalha os valores máximos permitidos pela NBR 16149 por ordem harmônica). Ao correlacionar esses resultados com o comportamento da potência ativa ao longo do dia, conforme ilustrado na Figura 8, observa-se que para o Caso 1, conforme a Figura 16, a análise das distorções harmônicas do Inversor Mesa 2, de potência nominal 3 kW, revelou que as componentes harmônicas entre a 3ª e a 21ª (figura 16a, figura 16b e figura 16c) ordens ultrapassaram os limites estabelecidos pela norma NBR 16149 em períodos específicos.

De maneira geral, ao longo do dia – entre 06h e 16h30 –, foram observadas oscilações bruscas, embora dentro do limite máximo permitido. Contudo, em momentos de menor irradiância solar, os níveis de harmônicos atingiram valores acima do padrão normativo. Esses resultados indicam que, embora o inversor esteja dimensionado para 3kW, ele operou sob condições de sobredimensionamento, registrando picos de potência de até 4,08 kW. No entanto, essa capacidade elevada não impediu a operação em carga parcial (inferior a 50% da potência nominal) durante períodos críticos, o que amplificou as distorções harmônicas.

A combinação entre a operação em carga reduzida e os picos de potência sugere uma relação direta entre a variação da irradiância solar e a degradação da qualidade da energia. Em condições de baixa irradiância, a eficiência do inversor diminui, intensificando a geração de harmônicos e comprometendo a conformidade com a norma. Além disso, o sobredimensionamento do equipamento, embora útil para absorver picos temporários, não se mostrou suficiente para mitigar os efeitos negativos da operação prolongada abaixo da capacidade nominal.

Figura 16 – Análise das distorções harmônicas individuais para o caso 1 de acordo com a NBR 16149: (a) 3º ao 9º harmônico, (b) 11º ao 15º harmônico, (c) 17º ao 21º harmônico) e (d) 23º ao 33º harmônico.

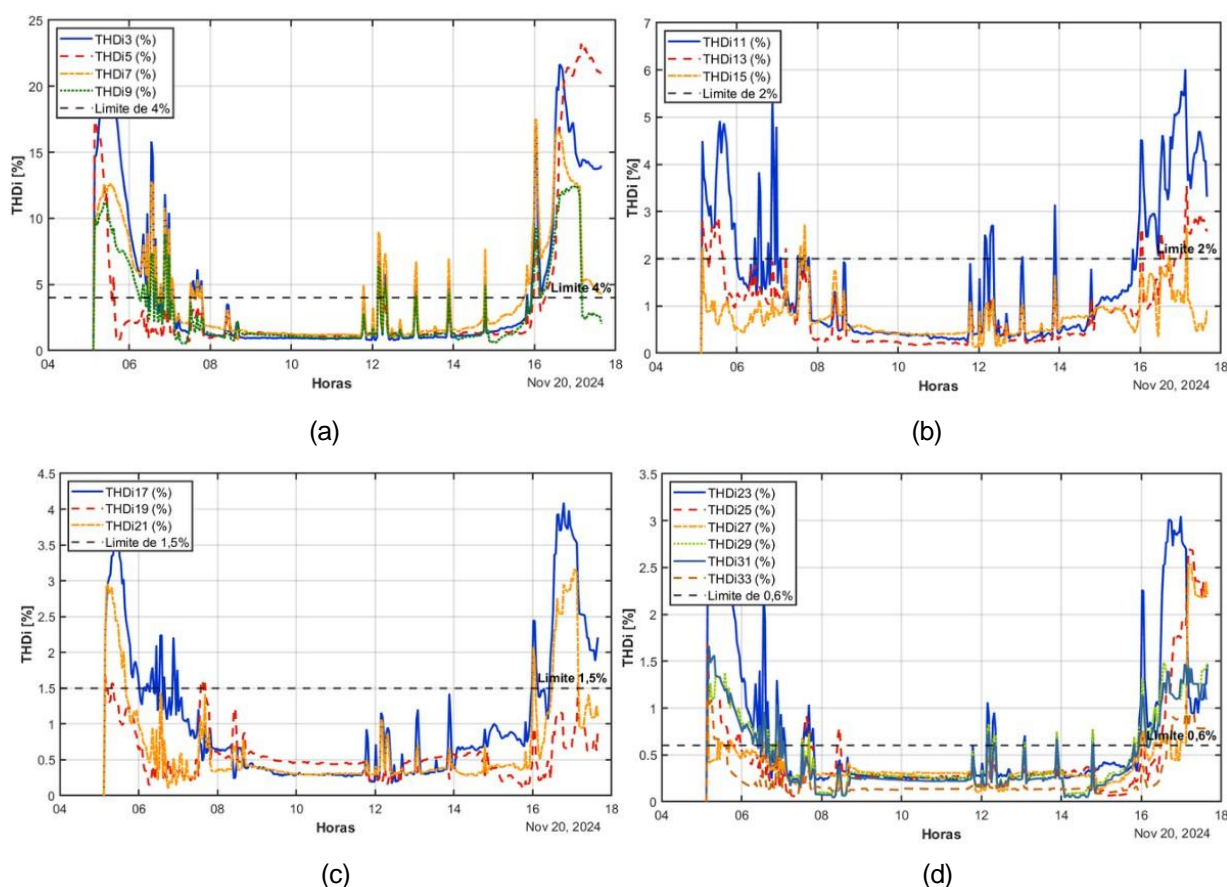


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os gráficos analisados para o Caso 2, conforme a Figura 17, evidenciam padrões críticos de distorções harmônicas em múltiplas ordens, mesmo após a redução da potência do sistema para 2,04 kW. A operação abaixo da capacidade nominal do inversor (3 kW) mantém o sistema em regime de carga parcial (68% da potência nominal), condição que, conforme estudos prévios, amplifica as distorções. Apesar de a carga operar acima de 50% da capacidade, observa-se que inversores sobredimensionados continuam a gerar harmônicos significativos, especialmente durante oscilações na irradiância solar. Tais variações, mais acentuadas em períodos de baixa insolação, reduzem a eficiência do equipamento e agravam as componentes harmônicas.

Embora o sistema opere em 2,04 kW, os registros indicam oscilações bruscas na maioria dos horários, com exceção do intervalo de maior irradiância (entre 08h30 e 12h), quando há relativa atenuação das distorções. Fora desse período, os limites estabelecidos pela norma NBR 16149 são sistematicamente ultrapassados, evidenciando que a simples redução de potência não resolve as não conformidades. Esse cenário reforça a necessidade de intervenções técnicas complementares, como a implementação de filtros especializados e a reavaliação do dimensionamento do inversor, visando adequar sua capacidade à demanda real do sistema.

Figura 17 – Análise das distorções harmônicas individuais para o caso 2 de acordo com a NBR 16149: (a) 3º ao 9º harmônico, (b) 11º ao 15º harmônico, (c) 17º ao 21º harmônico) e (d) 23º ao 33º harmônico.

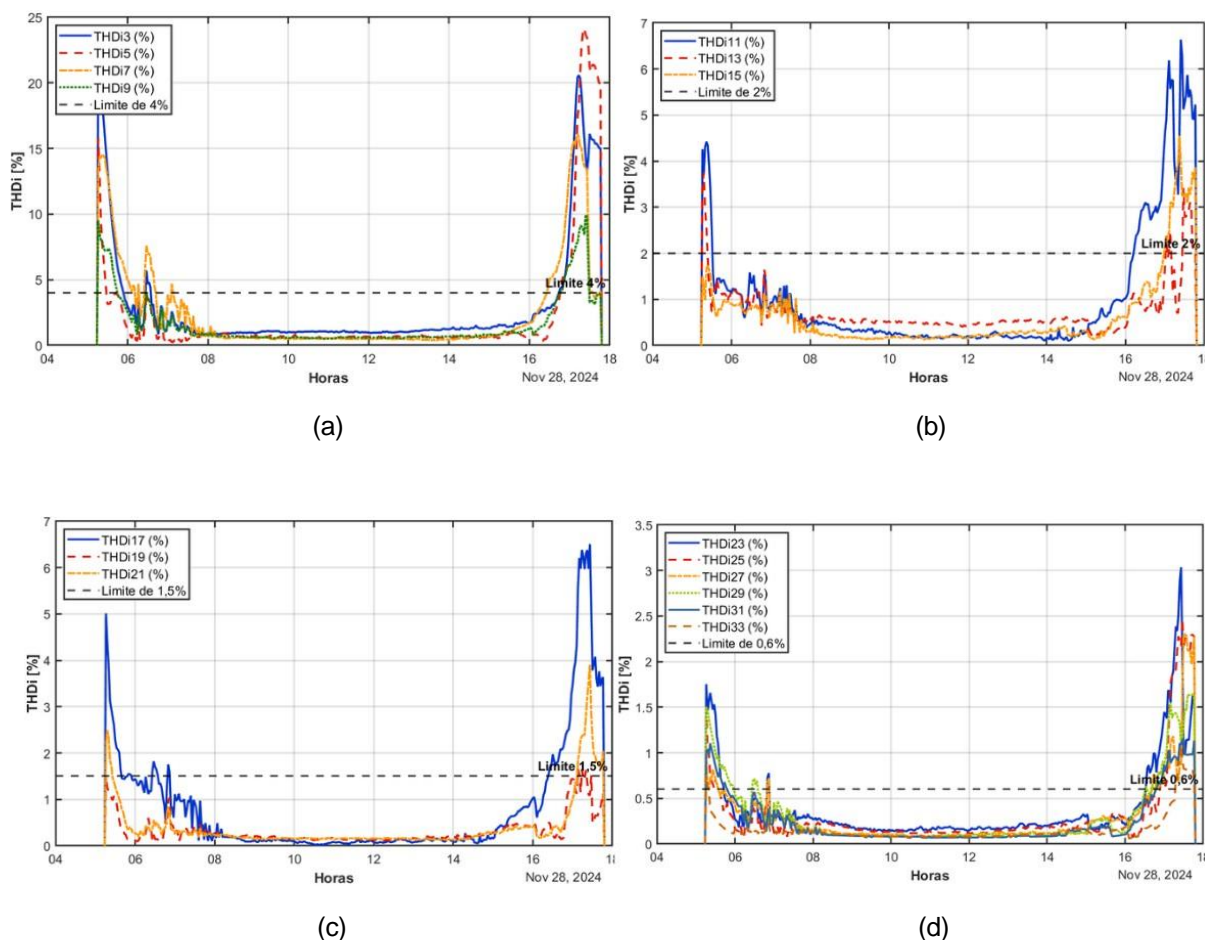


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para o Caso 3, (Figura 18) é possível observar que entre 08h e 16h, às distorções harmônicas mantiveram-se inteiramente dentro dos limites estabelecidos pela NBR 16149, demonstrando estabilidade operacional do sistema em 3,06 kW (ligeiramente acima da potência nominal do inversor de 3 kW). No entanto, foram identificados excedentes pontuais nos períodos de 06h-08h (início da manhã) e 16h-18h (final da tarde), quando os níveis de harmônicos ultrapassaram os parâmetros normativos. Vale destacar que o dia analisado foi praticamente ensolarado, com poucas ou nenhuma nuvem, o que sugere que o sombreamento é um dos principais fatores para a injeção de distorções harmônicas na rede elétrica.

A operação em 3,06 kW mostrou-se adequada durante o período de irradiância solar máxima (08h-16h), comprovando que o inversor é capaz de operar dentro dos limites técnicos em condições ideais. Apesar do céu limpo, os picos de distorção nos extremos do dia estão diretamente associados a interferências temporárias na irradiância, como sombreamento parcial, que reduzem a eficiência de conversão e induzem a geração de harmônicos.

Figura 18 – Análise das distorções harmônicas individuais para o caso 3 de acordo com a NBR 16149: (a) 3º ao 9º harmônico, (b) 11º ao 15º harmônico, (c) 17º ao 21º harmônico) e (d) 23º ao 33º harmônico.

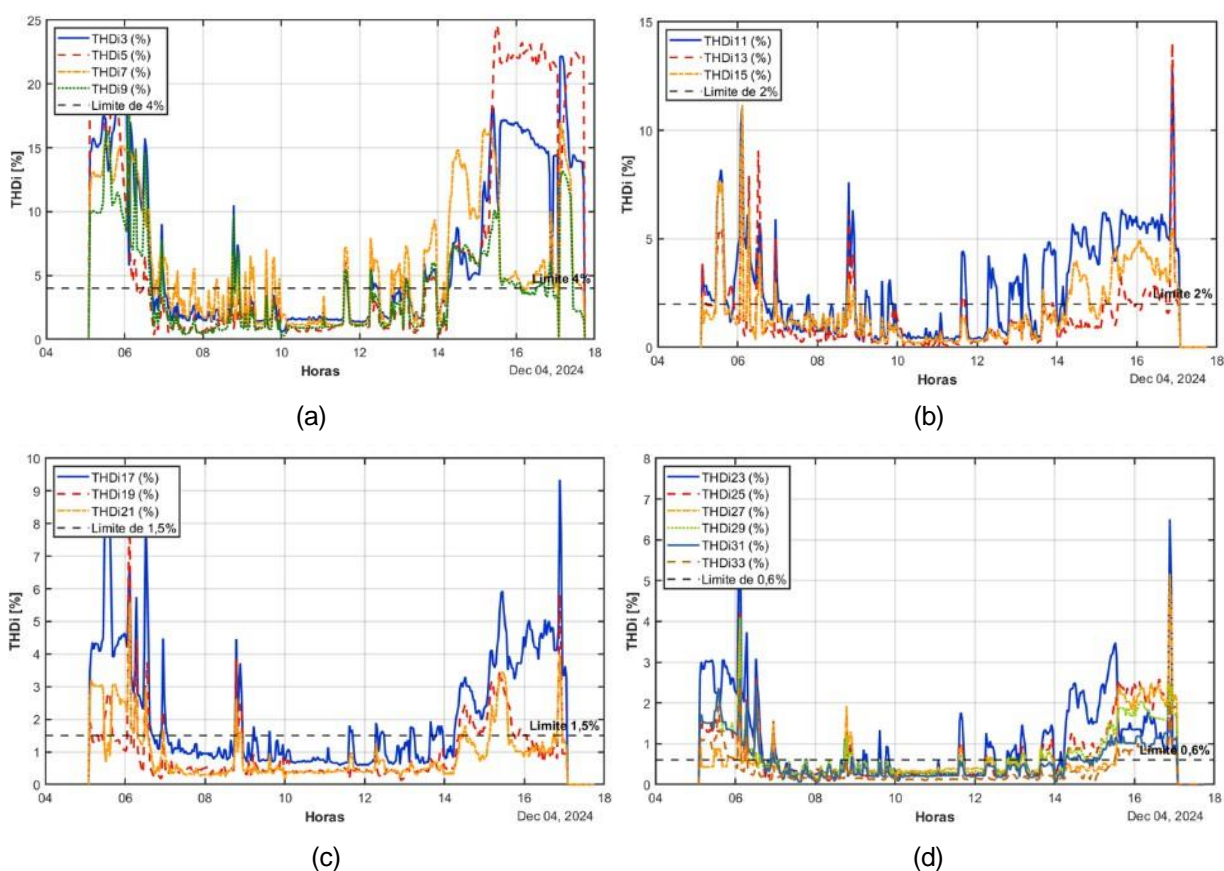


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para o Caso 4, conforme ilustrado na Figura 19, ao observar os limites estabelecidos pela NBR 16149, os valores de distorção harmônica (THD) ultrapassaram o limite de 4% (Figura 19a) em vários momentos, especialmente entre 06h-08h e 16h-18h, com picos próximos a 25%. Durante o período de maior irradiância (10h-14h), as distorções mantiveram-se abaixo de 4%. Esse comportamento é explicado pelo fato de que a operação em carga parcial, decorrente da baixa irradiância solar, amplifica as harmônicas de baixa ordem.

Além disso, as distorções ultrapassaram o limite de 2% (Figura 19b) em momentos específicos, principalmente no início da manhã (06h-08h) e no final da tarde (16h-18h), atingindo valores de até 10%. No caso das harmônicas de 17ª a 21ª ordens (Figura 19c), cujo limite é de 1,5%, os valores excederam o padrão em diversos horários, com picos de até 15% durante os períodos de transição (06h-08h e 16h-18h). Por fim, para as harmônicas de 23ª a 33ª ordens (Figura 19d), cujo limite é de 0,6%, observa-se o mesmo comportamento dos demais casos, com valores ultrapassando significativamente o padrão estabelecido.

Figura 19 – Análise das distorções harmônicas individuais para o caso 4 de acordo com a NBR 16149: (a) 3º ao 9º harmônico, (b) 11º ao 15º harmônico, (c) 17º ao 21º harmônico) e (d) 23º ao 33º harmônico.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo demonstrou que a qualidade da energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede está diretamente relacionada ao Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) e às condições operacionais, como irradiância solar e carga aplicada. A análise comparativa de inversores submetidos a diferentes carregamentos (3,06 kWp, 4,08 kWp, 2,04 kWp e 1,53 kWp) revelou que condições de baixa irradiância (períodos matutinos e vespertinos) forçam os inversores a operarem abaixo de 50% de sua capacidade nominal, amplificando as distorções harmônicas e o THD ultrapassou 5% na maioria dos casos analisados, violando os limites estabelecidos pela norma NBR 16149.

Logo, inversores subdimensionados como $FDI = 1,36$ apresentaram picos de potência de 4,08 kW, mas não evitaram a operação em carga parcial. Em contrapartida, os casos em que os inversores estavam sobredimensionados $FDI = 0,68$ e $FDI = 0,51$ apresentaram TDHi mais elevadas devido a corrente máxima gerada ser inferior à corrente nominal do inversor. Observou-se ainda que dias nublados e sombreamento parcial aumentaram as distorções harmônicas de baixa ordem (3ª a 9ª), com o THD atingindo 25% em horários críticos. Vale ressaltar que, os sistemas que operam próximos à capacidade nominal mostraram-se mais suscetíveis a essas variações ambientais.

Além disso, com base na análise dos cenários, recomenda-se um FDI entre 0,8 e 1,2 para equilibrar eficiência e estabilidade. Os resultados também destacaram a influência da variabilidade climática: céu nublado e sombreamento parcial amplificaram as distorções mesmo em sistemas bem dimensionados, reforçando a necessidade de estratégias complementares, como a integração de filtros ativos e sistemas de monitoramento em tempo real.

Por fim, conclui-se que este trabalho contribui para a otimização de projetos fotovoltaicos ao destacar a importância de um dimensionamento equilibrado, que considere não apenas a potência instalada, mas também a variabilidade climática e os parâmetros de qualidade da energia. Sugere-se que estudos futuros explorem a integração de armazenamento energético e filtros adaptativos para mitigação de harmônicos em tempo real.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil. 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 20 jan. 2025.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 3. ed. São José dos Campos: INPE, 2022. Disponível em: http://www.inpe.br/atlas_solar. Acesso em: 26 ago. 2024.

ABNT NBR 61000-4-30:2018. Qualidade da energia elétrica – Parte 4-30: Métodos de medição e avaliação da qualidade da energia elétrica. Rio de Janeiro, 2018. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

RÜTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos: O potencial da geração solar fotovoltaica integrada à edificação urbana no Brasil. Florianópolis: UFSC, 2004.

ZILLES, Roberto et al. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. . São Paulo: Oficina de texto. . Acesso em: 11 out. 2024., 2012

Moreno, Hilton e Cotrim, Ademaro. “Qualidade de energia - Harmônicas”. Procobre Brasil. 1998

ANTUNES, Fernando; LEÃO, Ruth; SAMPAIO, Raimundo. Harmônicos em sistemas elétricos. Elsevier Brasil, 2014.

RICCI¹, Marcelo M. et al. COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS DE MPPT PARA UM SISTEMA FOTOVOLTAICOS COM DOIS ARRANJOS UTILIZANDO SOFTWARE PSIM®

HAUSER, Daniel. *Controle de um sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede elétrica*. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10011379.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2024.

VILLALVA, M. C. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2010. Tese (D.Sc.) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas (FEEC/UNICAMP), Campinas, SP.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. ****Electrical Power Systems Quality****. 3. ed. Nova York: McGraw-Hill Education, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16149: Qualidade da energia elétrica – Limites para harmônicas**. Rio de Janeiro: ABNT, 2012.