

ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTE PRODUZIDA POR INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.

STUDY OF HARMONIC CURRENT DISTORTION PRODUCED BY GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC INVERTERS.

Vitor Bismark Ferreira de Macêdo

vitor.bismark@hotmail.com

Prof. Dr. Marconni Freitas Barroso Ribeiro Gonçalves

marconni.goncalves@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO

O Brasil está presenciando um rápido avanço na adoção da energia solar fotovoltaica, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede possibilitam que uma parte da energia gerada seja utilizada simultaneamente pela unidade consumidora, enquanto o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária e devolvido na forma de créditos. Assim, o objetivo deste trabalho foi analisar as distorções harmônicas de corrente em inversores fotovoltaicos conectados à rede. Foi realizado um estudo no IFPE em Pesqueira-PE, onde a partir cenários testados foi possível medir a DHT de corrente produzida por inversores fotovoltaicos monofásicos conectados à rede em função da potência de carregamento e da irradiância solar no gerador fotovoltaico. Utilizou-se o software TopView para tratar os dados medidos pelo analisador de rede instalados nas saídas dos inversores analisados. Os resultados mostraram que, em todos os sistemas a DHTi tem seus valores mais elevados nos períodos em que a irradiância solar está baixa, mais especificadamente no início da manhã e final da tarde, quando a potência do gerador está abaixo de 50% do seu valor nominal. Observou-se que a instalação do analisador de energia em local diferente da saída do inversor apresentou interferências devido à distância do inversor com cargas não lineares presentes na instalação. No entanto, o inversor utilizado determinou maiores ou menores percentuais de distorções harmônicas em relação ao cenário de carregamento simulado.

Palavras-chave: Analisador de rede. Distorção Harmônica. Gerador fotovoltaico.

ABSTRACT

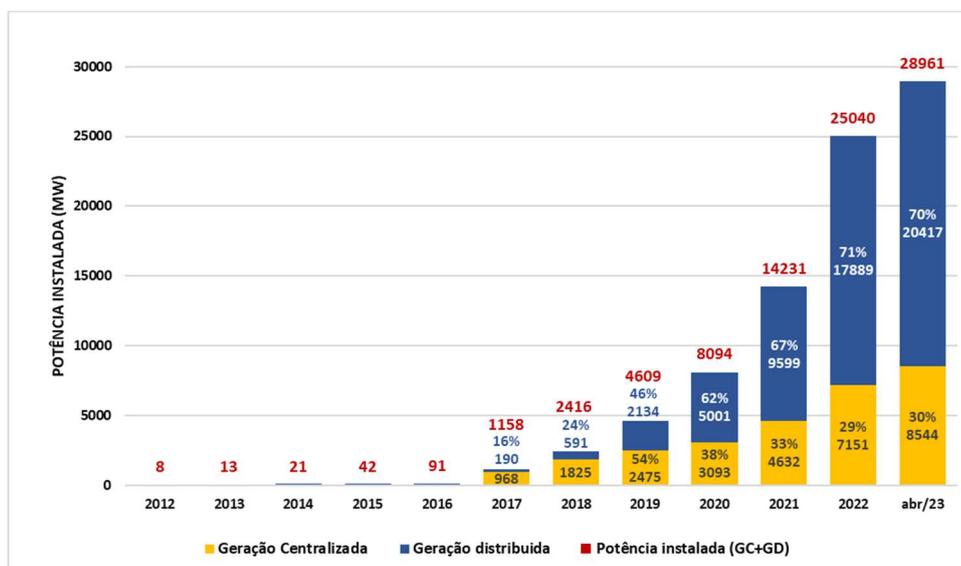
Brazil is witnessing a rapid advance in the adoption of photovoltaic solar energy. Grid-connected photovoltaic systems allow a portion of the generated energy to be used simultaneously by the consumer unit, while the surplus is injected into the utility's electrical grid and returned in the form of credits. Therefore, the aim of this study was to analyze harmonic current distortions in grid-connected photovoltaic inverters. A study was conducted at IFPE in Pesqueira-PE, where, based on the tested scenarios, it was possible to measure the current total harmonic distortion (DHT) produced by grid-connected single-phase photovoltaic inverters as a function of the loading power and solar irradiance on the photovoltaic generator. The TopView software was employed to process the data measured by the power analyzer installed at the outputs of the analyzed inverters. The results showed that, in all systems, DHTi values are highest during periods of low solar irradiance, specifically in the early morning and late afternoon when the generator power is below 50% of its nominal value. It was observed that installing the energy analyzer at a location different from the inverter output introduced interference due to the distance from the inverter with non-linear loads present in the installation. However, the chosen inverter determined higher or lower percentages of harmonic distortions relative to the simulated loading scenario.

Keywords: Network analyzer. Harmonic distortion. Photovoltaic generator.

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos a energia solar fotovoltaica tem se mostrando uma das melhores opções para o crescimento da matriz energética nacional. Devido à sua localização geográfica e aos altos níveis de irradiação solar, o Brasil está presenciando um rápido avanço na adoção da energia solar fotovoltaica, como ilustrado na Figura 1 a seguir.

Figura 1 – Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023).

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR) possibilitam que uma parte da energia gerada seja utilizada simultaneamente pela Unidade Consumidora (UC), enquanto o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária, de acordo com as disposições do Art.1º da Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (Brasil, 2022).

Com o crescimento dos SFCCR, surge uma preocupação em relação à qualidade da energia fornecida pelos inversores fotovoltaicos, responsáveis pela conversão da energia em Corrente Contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos, em energia em Corrente Alternada (CA). Os inversores de frequência utilizam estratégias de controle baseadas na modulação por largura de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*) que pode resultar em distorções na forma de onda entregue a rede elétrica. Além disso, esses inversores também utilizam sistemas de sincronismo baseados em PLL (*Phase Locked Loop*), que utilizam a própria rede como sinal de referência para a injeção de energia na rede.

Um módulo fotovoltaico pode ser caracterizado como uma fonte de corrente contínua controlada por irradiância solar (W/m^2). Um problema recorrente em aplicações fotovoltaicas é a previsão do comportamento elétrico de um gerador fotovoltaico, dadas as informações construtivas, a localização geográfica e o clima local (SAUTHIER, 2018). A variação de potência de um módulo fotovoltaico pode distorcer a forma de onda de corrente gerada por um inversor de frequência.

Existem normas nacionais e internacionais que definem os parâmetros básicos para inversores fotovoltaicos, como a ABNT NBR 16149:2013 e o IEEE 1547-2018. Esses requisitos devem ser mantidos de forma satisfatória, independentemente do carregamento ou das condições climáticas a que o SFCCR está sendo submetido. Conforme destacado por MACÊDO (2018), a eficiência e os níveis de distorção harmônica de corrente do inversor variam com o carregamento e,

tipicamente, são menos adequados quando operam abaixo de 50% da potência nominal.

Portanto, este trabalho tem como objetivo realizar uma análise das distorções harmônicas de corrente em inversores fotovoltaicos conectados à rede, utilizando como referência o trabalho de CASTRO (2019). Neste trabalho foram definidas as equações que relacionam a Distorção Harmônica Total (DHT) com a corrente de saída dos inversores. Todos os equipamentos utilizados neste trabalho foram disponibilizados pelo laboratório de energias renováveis do IFPE campus Pesqueira.

2 DESENVOLVIMENTO

Neste tópico serão apresentados alguns conceitos fundamentais para o entendimento e elaboração do trabalho, tais como qualidade de energia, distorções harmônicas e inversores fotovoltaicos.

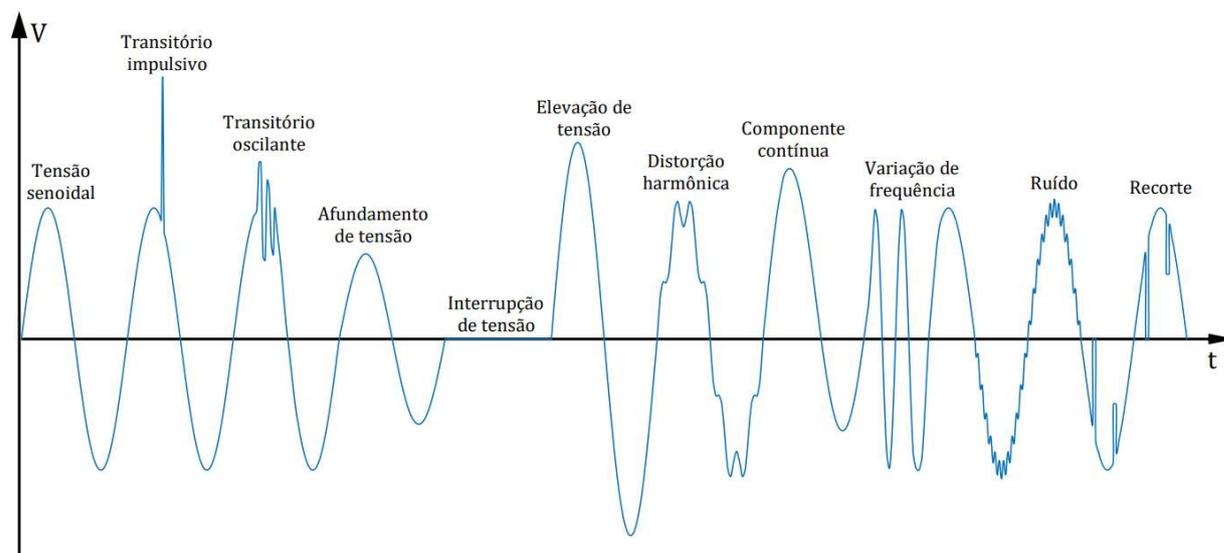
2.1 Qualidade de Energia Elétrica

A Qualidade da Energia Elétrica (QEE) é a condição do sinal de tensão e corrente que permite que equipamentos, processos, instalações e sistemas elétricos operem de forma satisfatória, sem prejuízo no desempenho e vida útil (ANTUNES, 2014). Este conceito é amplo e engloba diversos fenômenos eletromagnéticos que podem resultar em perturbações e, conseqüentemente, em danos a instalações e componentes elétricos conectados à rede.

As principais perturbações que podem existir em uma rede com baixa QEE são: transitório impulsivo; transitório oscilante; afundamento de tensão; interrupção de tensão; elevação de tensão; distorções harmônicas; componentes contínuas; variação de frequência; ruídos; e recortes (FORTES, 2018). Na Figura 2 são apresentadas as principais perturbações existentes em um sinal de tensão.

Dentre as perturbações mencionadas, as distorções harmônicas ganham destaque devido à capacidade de distorção das formas de onda de tensão e corrente em estado permanente. Isso ocorre devido ao novo perfil de carga conectada à rede, que é de natureza não linear, incluindo os SFCR. Além disso, as distorções harmônicas provocam problemas como disparos de disjuntores, aquecimento em equipamentos elétricos e corrente excessiva no condutor de neutro podem reduzir ou até mesmo comprometer a operacionalidade de máquinas e equipamentos.

Figura 2– Principais perturbações associadas á um sinal elétrico de tensão.



Fonte: FORTES (2018).

2.2 Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede.

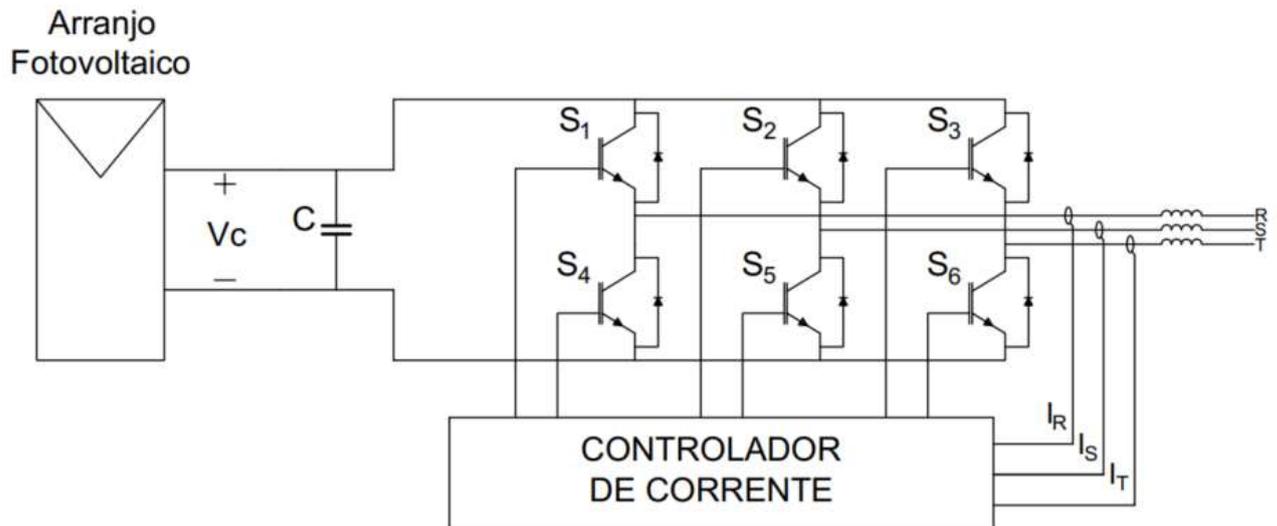
Determinadas características dos inversores fotovoltaicos estão relacionadas à frequência de chaveamento do conversor. Quando há a necessidade de uma alta frequência de comutação, tende-se a utilizar inversores fotovoltaicos baseados em dispositivos MOSFETs (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*). Por outro lado, quando existe demanda pelo controle de tensão e corrente de alta amplitude, com a necessidade de redução de perdas, é preferível a utilização de inversores baseados em IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) (CASTRO, 2019).

Os inversores fotovoltaicos podem ser classificados como inversores de fonte de tensão VSI (*Voltage Source Inverter*) ou inversores de fonte de corrente CSI (*Current Source Inverter*). Essa classificação é determinada pela forma como o barramento de entrada da alimentação do conversor é considerado, seja como fonte de tensão (VSI) ou como fonte de corrente (CSI). A escolha entre essas duas topologias depende da necessidade de precisão no gerenciamento da conexão. Com a topologia VSI, é possível realizar um maior controle do inversor por meio da regulação da tensão ou corrente, dependendo da grandeza de referência utilizada (SAMPAIO, 2013).

O VSI controlado por corrente apresentado na Figura 3 tem como característica principal a injeção da máxima corrente possível, enquanto a tensão é imposta pela rede elétrica (SAMPAIO, 2013). Um ponto importante para essa topologia é a necessidade de sincronização entre a corrente injetada e a tensão da rede, de maneira que se possa regular o fator de potência da instalação. O processo de sincronização pode ser realizado através de um PLL, devido à grande

estabilidade dessa topologia mediante a perturbações na rede, são os mais empregados em SFCR (PRIEB, 2011).

Figura 3 – VSI trifásico controlado por corrente.



Fonte: CASTRO (2019).

2.3 Distorções Harmônicas

O sistema elétrico brasileiro opera com um sinal senoidal de tensão em 60Hz ($h=1$). Com a conexão de cargas não lineares, surgem sinais senoidais em frequências múltiplas da fundamental ($h=2, 3\dots$), essas são chamadas de componentes harmônicas que se somam a fundamental distorcendo a forma de onda. A decomposição desse sinal distorcido pode ser descrita utilizando a série de Fourier apresentada na Equação 1 abaixo:

$$f(t) = \frac{A_0}{2} + \sum_{h=1}^{\infty} [(A_h \cos(h \cdot \omega t)) + (B_h \sin(h \cdot \omega t))] \quad (1)$$

Em que: A_0 é a componente contínua; A_h e B_h são as componentes de enésima ordem; e ωt é o deslocamento angular.

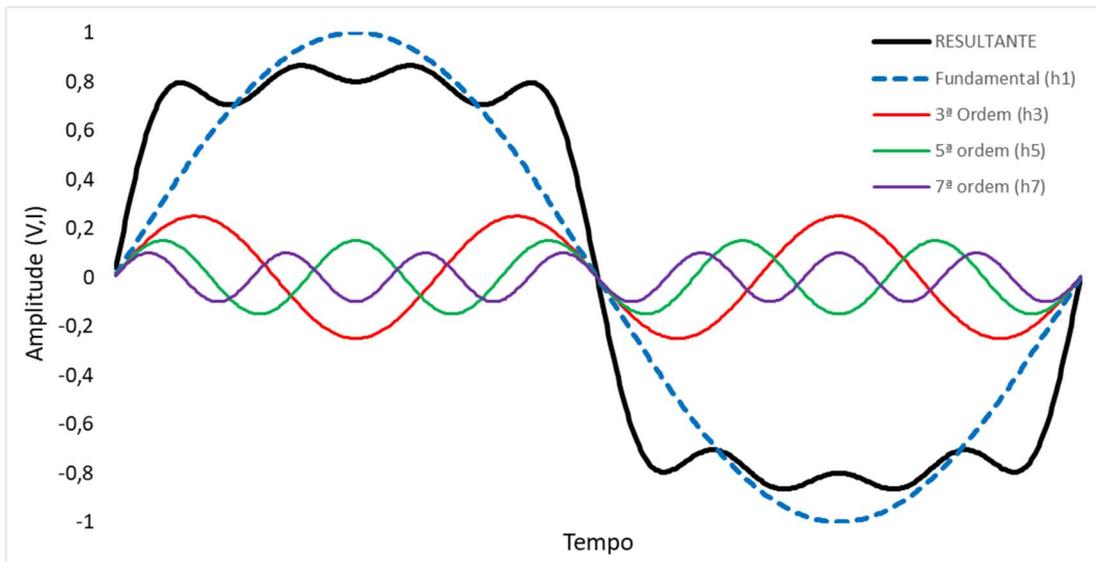
No trabalho desenvolvido por SOUZA (2012), é apresentada outra abordagem para decomposição de um sinal distorcido, A transformada GDSC (*Generalize Delayed Signal Cancelation*) apresentada na Equação 2 é uma técnica que utiliza operações matemáticas para eliminação de componentes harmônicas de um sinal trifásico desbalanceado ou distorcido onde a FFPS (Sequência Positiva na Frequência Fundamental) tem ganho unitário e as outras harmônicas são atenuadas. As operações são feitas baseadas em um referencial estacionário $\alpha\beta$ obtido através da transformada de Clark.

$$\vec{f}_{gdsc}[kT_s] = \vec{a}\{\vec{S}_{\alpha\beta}(kT_s) + e^{j\theta_r}\vec{S}_{\alpha\beta}[(k - kd)T_s]\} \quad (2)$$

Em que: T_s é o período de amostragem; kT_s é o instante atual; e $(k - kd)T_s$ é o instante atrasado de kd amostras.

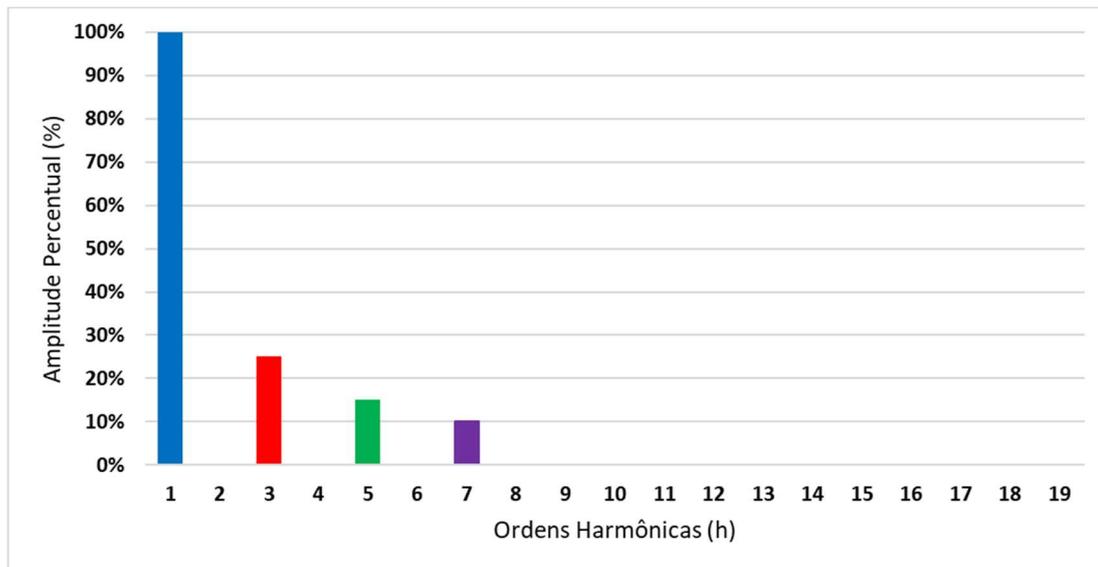
Na figura 4 abaixo é apresentada uma forma de onda decomposta em diversas formas de onda senoidais. É possível observar que a forma de onda marcada em preto é a resultante da soma da fundamental ($h1$) com as componentes harmônicas 3, 5 e 7, e que no espaço de tempo de 1 ciclo da componente fundamental que é igual a resultante, tem-se uma quantidade de ciclos de acordo com a ordem harmônica escolhida. Na Figura 5 é apresentado o espectro de frequência da onda resultante que mostra as amplitudes de cada componente do sinal de forma percentual.

Figura 4 – Decomposição de uma forma de onda distorcida.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 5 – Espectro de frequências da onda apresentada na Figura 4.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Existem normas nacionais e internacionais que estabelecem os critérios para os sistemas elétricos. Internacionalmente, as normas mais relevantes são as do IEC (*International Electrotechnical Commission*) e do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). Nacionalmente, temos o PRODIST da ANEEL, que estabelece as diretrizes e restrições para funcionamento do sistema de distribuição nacional. O principal parâmetro para definição do espectro harmônico é a Distorção Harmônica Total (DHT) definida na Equação 3. Este é o parâmetro mais comumente utilizado para indicar o conteúdo harmônico de um sinal (BONATTO, 1999, *apud* CASTRO, 2019).

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \quad (3)$$

Em que: V_h é o valor eficaz da tensão de ordem h ; V_1 é o valor eficaz da tensão de ordem fundamental; e h_{max} é a maior ordem que será considerada no cálculo.

Para os sistemas fotovoltaicos, a norma ABNT NBR 16149-2013 utiliza os mesmos parâmetros definidos pela norma IEC 61727, que estabelecem as características da conexão de sistemas fotovoltaicos interligados à rede. Nessas normas os valores de DHT de corrente produzida pelos inversores fotovoltaicos devem ser inferiores a 5% em relação a corrente fundamental na potência nominal do inversor. As limitações individuais são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites de correntes harmônicas para sistemas fotovoltaicos

| Harmônicas ímpares | Distorção Limite |
|-----------------------------------|-------------------------|
| 3 ^a à 9 ^a | <4,0% |
| 11 ^a à 15 ^a | <2,0% |
| 17 ^a à 21 ^a | <1,5% |
| 23 ^a à 33 | <0,6% |
| Harmônicas Pares | Distorção Limite |
| 2 ^a à 8 ^a | <1,0% |
| 10 ^a à 32 ^a | <0,5% |

Fonte: IEC 61727 (2004).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste tópico serão apresentados os equipamentos utilizados na realização do trabalho e suas principais características, além disso será demonstrado a forma de coleta e tratamento de dados.

Para a elaboração deste trabalho foram analisados três sistemas fotovoltaicos distintos. As medições foram realizadas utilizando um analisador de energia. Dado que o foco do estudo está na obtenção de resultados na saída do inversor, não foi necessário fazer distinção com base nas condições climáticas no momento das medições. Foram coletados dados de tensão, corrente, potência injetada e harmônicos de corrente e tensão de três sistemas distintos instalados no IFPE campus Pesqueira. Para cada sistema, foi escolhido arbitrariamente um inversor fotovoltaico, e as medições foram realizadas ao longo de diferentes dias. Os sistemas são descritos na Tabela 3 abaixo e na Figura 6 são apresentados os inversores utilizados.

Tabela 3 – Sistemas fotovoltaicos utilizados no trabalho.

| Denominação | Marca do inversor | Potência do inversor | Potência do Gerador |
|--------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| Sistema 01 | SMA SB2000HFUS-30 | 2000W | 16x140Wp (2,24kWp) |
| Sistema 01* | SMA SB2000HFUS-30 | 6x2000W | 96x140Wp (13,44kWp) |
| Sistema 02 | Fronius Primo 8.2-1 | 8000W | 40x255Wp (10,2kWp) |
| Sistema 03 | PHB PHB3000-SS | 3000W | 16x255Wp (4,08kWp) |

Fonte: Elaborado pelo Autor

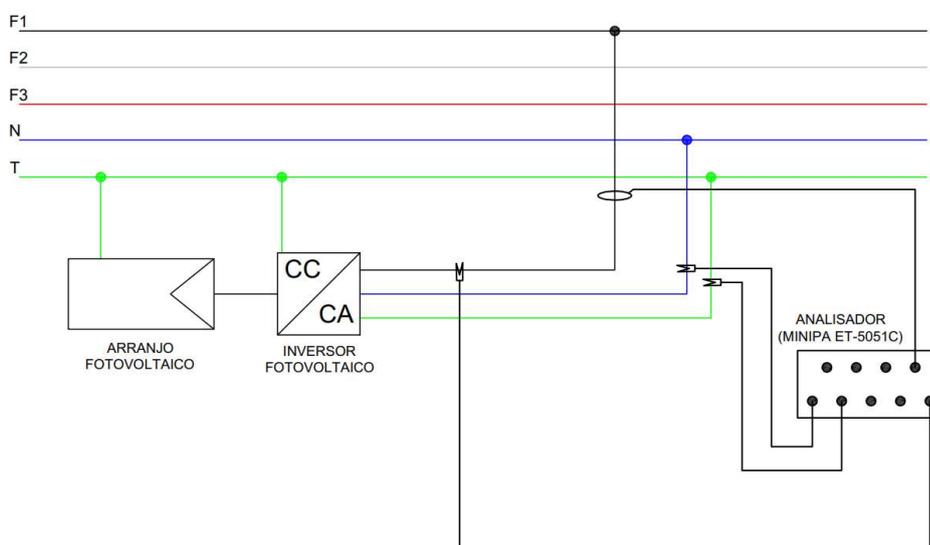
Figura 6 – Inversores utilizados nos sistemas 01,02 e 03.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Todas as medições foram realizadas na saída do inversor alvo. Além disso, foi realizada uma medição adicional denominada (sistema 01*), com a conexão de 6 inversores SMA idênticos, sendo 2 inversores conectados por fase a uma distância de 95 metros e 55 metros do ponto de injeção principal. O objetivo desta medição foi identificar possíveis interferências causadas pelo paralelismo inversor-inversor e inversor-carga. Na Figura 7 é apresentado o diagrama de conexão do analisador de energia aos sistemas fotovoltaicos utilizados para medição nos sistemas 01, 02 e 03. Na Figura 8 é apresentada a instalação do analisador nos inversores.

Figura 7 – Esquema de ligação dos sistemas 01, 02 e 03.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 8 – Instalação do analisador de energia na saída dos inversores.



Fonte: Elaborado pelo Autor

O esquema de ligação para o sistema 01* utiliza o mesmo inversor SMA do sistema 01. No entanto, a medição foi realizada no ponto de conexão entre seis inversores em paralelo, com dois inversores conectados em cada fase. Nesta coleta, o analisador de energia foi instalado no disjuntor principal responsável pelo paralelismo entre as saídas dos inversores e a injeção de energia no barramento de alimentação principal do IFPE. A distância entre o barramento principal e os inversores fotovoltaicos é de 50 metros para o primeiro conjunto com 3 inversores e 95 metros para o segundo conjunto de inversores. Na Figura 9 abaixo, é apresentada a planta de localização e instalação dos inversores, onde no círculo azul estão representados os inversores, e em vermelho está o quadro ao qual eles estão instalados. Na mesma figura, é mostrada a conexão dos analisadores de energia ao disjuntor trifásico no qual os inversores estão instalados.

Figura 9 – Planta de situação Inversores SMA (Sistema 01*)



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para a coleta de dados, foi utilizado o analisador de energia ET-5051C da Minipa, conforme apresentado na Figura 10. Ele pode ser utilizado para análise em tempo real ou offline de sistemas monofásicos e trifásicos, com tempo de integração variando de 1 segundo até 60 minutos. No contexto deste trabalho, foram coletadas informações básicas, tais como tensão, corrente, potência ativa e potência reativa, além das informações de THD (Distorção Harmônica Total) de tensão e corrente, sendo que o tempo de integração utilizado foi de 10 segundos.

Figura 10 – Analisador de energia MINIPA ET-5051C.



Fonte: Blog Minipaeducation (Acesso em 2023)

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste tópico serão apresentados os resultados obtidos a partir das medições realizadas nos sistemas fotovoltaicos mencionados no trabalho. A taxa de amostragem utilizada foi de 10 segundos, totalizando 8640 amostras por dia. Nas medições realizadas, os dados foram tratados utilizando o Excel e, por meio de gráficos de dispersão, foram encontradas as equações que definem o comportamento da DHT em relação à variação da corrente de saída dos inversores.

4.1 MEDIÇÕES NA SAÍDA DOS INVERSORES (SISTEMAS 01,02 E 03)

A Figura 11 apresenta a potência produzida na rede pelo inversor fotovoltaico SMA de 2 kW (sistema 01) e sua DHT de corrente em percentual, medidas no dia 27 de julho de 2023. Nas Figuras 11 e 12, os mesmos dados são apresentados para os inversores da Fronius de 8 kW, com medições realizadas no dia 21 de maio de 2023, e PHB de 3 kW, com medições realizadas no dia 29 de maio de 2023.

Figura 11 – Variação da DHTi(%) em função da potência de saída do inversor SMA monofásico de 2kW – SISTEMA 01

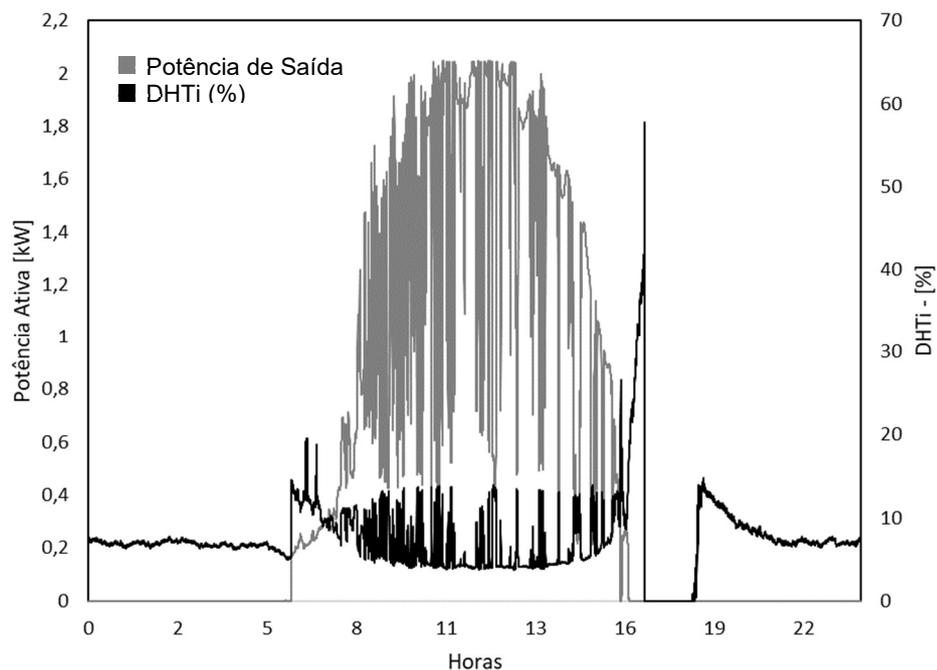


Figura 12 – Variação da DHTi(%) em função da potência de saída do inversor FRONIUS monofásico de 8kW – SISTEMA 02

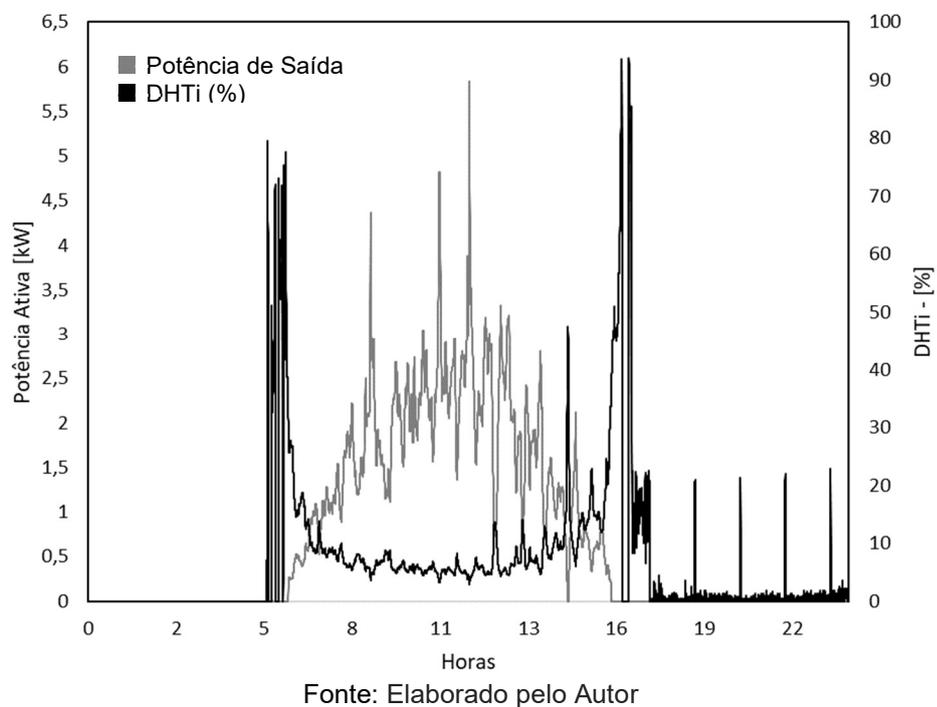
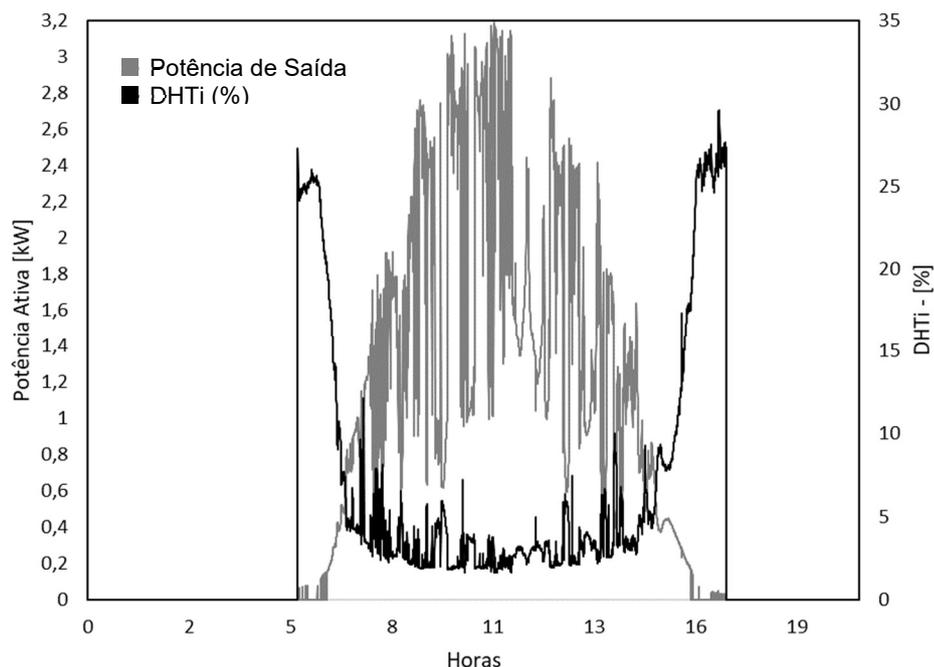


Figura 13 – Variação da DHTi(%) em função da potência de saída do inversor PHB monofásico de 3kW – SISTEMA 03

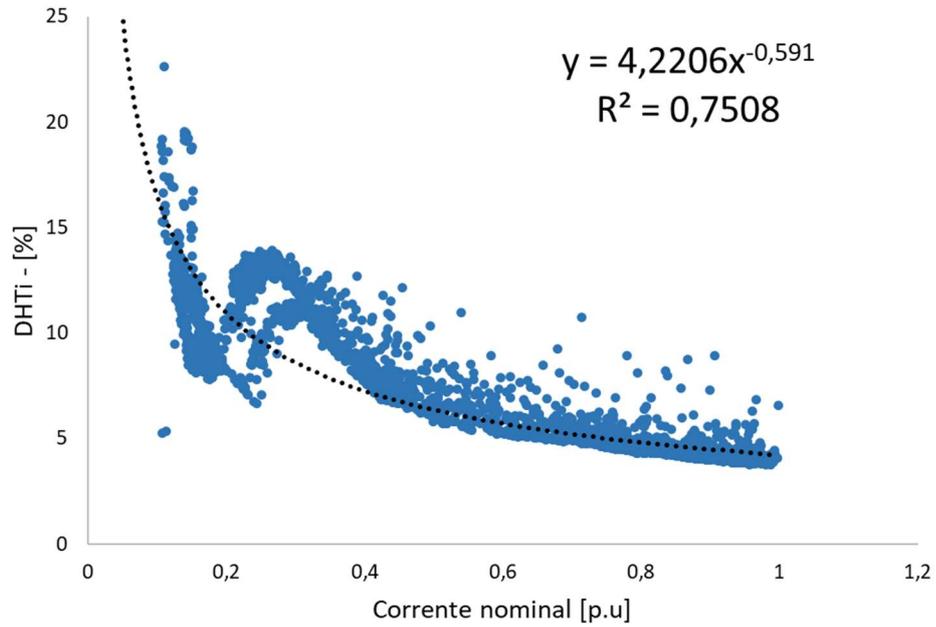


Fonte: Elaborado pelo Autor

Nas Figuras 11, 12 e 13 notou-se que em todos os sistemas a DHTi apresenta seus valores mais elevados nos períodos em que a irradiância solar está baixa, mais especificamente no início da manhã e no final da tarde, quando a potência do gerador está abaixo de 50% do seu valor nominal. Nos períodos de pico de geração, os valores de DHTi são atenuados. Isso ocorre porque, na maioria dos inversores comerciais existentes no mercado, o filtro de harmônicos internos é projetado para os valores de corrente nominal do inversor.

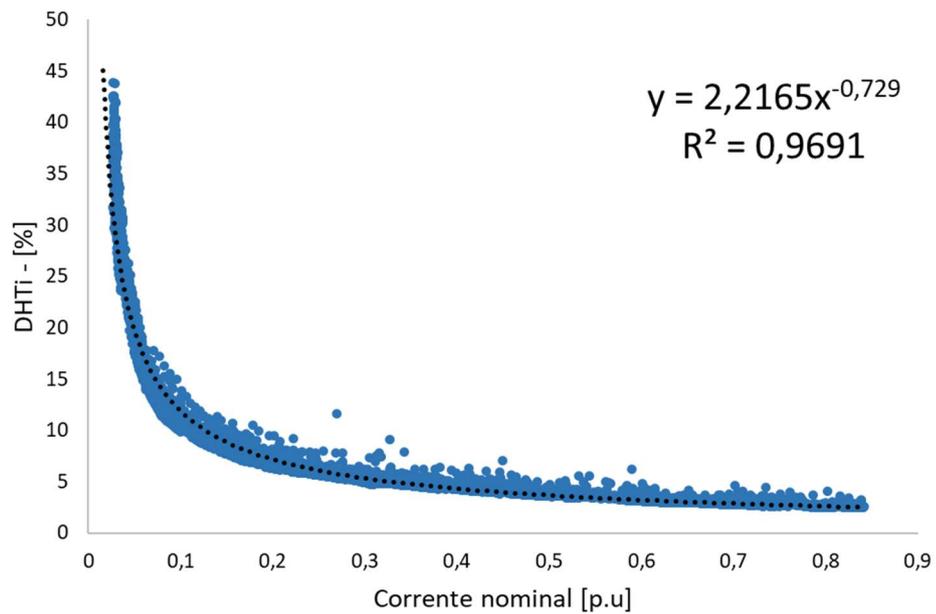
A partir do gráfico de dispersão, é possível realizar a análise do comportamento da distorção harmônica total em relação à corrente de carregamento dos inversores, que também pode ser relacionada com os valores de irradiância solar. Nas figuras 14, 15 e 16, são apresentados os gráficos para os sistemas estudados, juntamente com as equações que descrevem o comportamento da DHTi.

Figura 14 – Variação da DHTi (%) em função da corrente do inversor SMA de 2kW. – SISTEMA 01



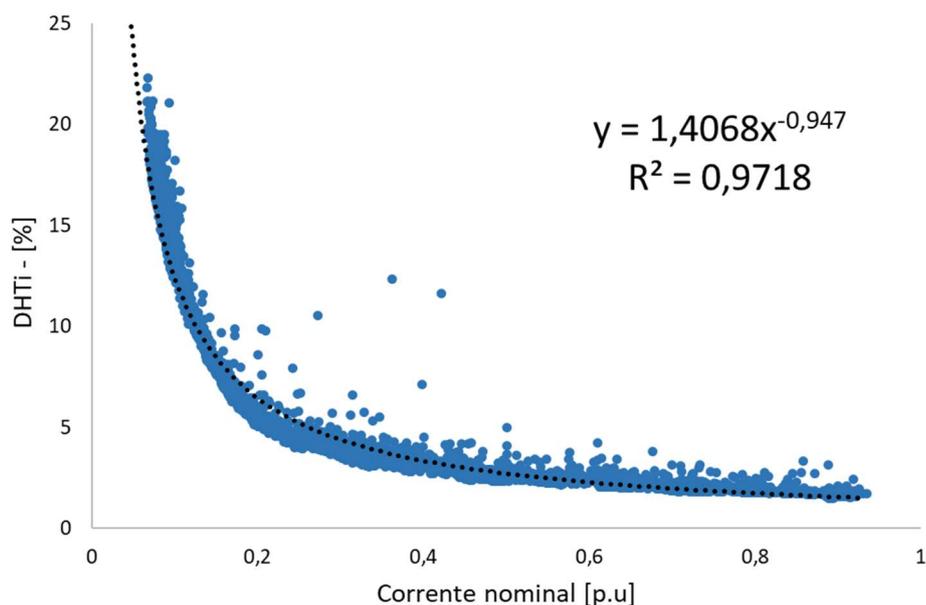
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 15 – Variação da DHTi (%) em função da corrente do inversor FRONIUS de 8kW. - SISTEMA 02



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 16 – Variação da DHTi (%) em função da corrente do inversor PHB de 3kW. - SISTEMA 03



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Comparando as Figuras 14, 15 e 16, observou-se que a distorção harmônica é atenuada nos valores próximos à corrente nominal. Ao comparar a figura 14 com as Figuras 15 e 16, é possível notar que a DHTi no inversor da SMA (sistema 01) não segue o padrão da equação exponencial, como nos outros dois sistemas. Utilizando as equações definidas pelos gráficos de dispersão nas figuras 14, 15 e 16, foi montada a Tabela 4 que indica as porcentagens da DHTi para diferentes valores de corrente nominal.

Tabela 4 – Limites de correntes harmônicas para sistemas fotovoltaicos sistemas 01, 02 e 03

| Corrente Nominal (pu) | Sistema 01 SMA 2kW | Sistema 02 FRONIUS 8kW | Sistema 03 PHB (3kW) |
|-----------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 0,1 | 16,4579% | 11,8759% | 12,4518% |
| 0,2 | 10,9261% | 7,1650% | 6,4589% |
| 0,3 | 8,5980% | 5,3315% | 4,3995% |
| 0,4 | 7,2537% | 4,3228% | 3,3503% |
| 0,5 | 6,3574% | 3,6738% | 2,7121% |
| 0,6 | 5,7080% | 3,2166% | 2,2820% |
| 0,7 | 5,2110% | 2,8747% | 1,9721% |
| 0,8 | 4,8156% | 2,6080% | 1,7378% |
| 0,9 | 4,4918% | 2,3935% | 1,5544% |
| 1 | 4,2206% | 2,2165% | 1,4068% |

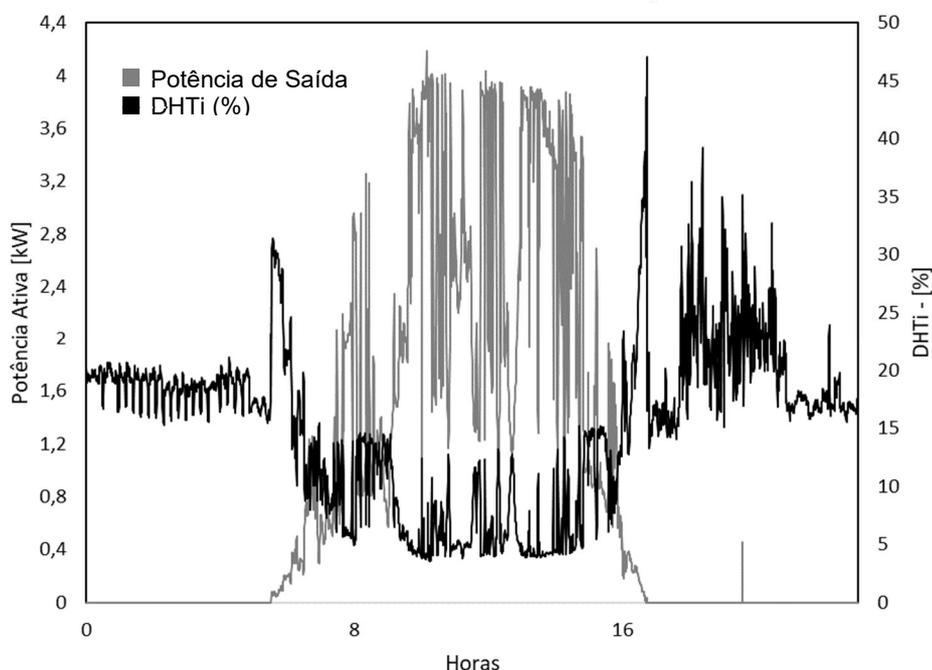
Fonte: Elaborado pelo Autor.

A partir dos dados apresentados, observa-se que nos inversores do sistema 02 (FRONIUS 8kW) e sistema 03 (PHB 3kW), os valores de DTHi são satisfatórios (isto é, a distorção Harmônica é menor ou igual a 5%) quando os níveis de corrente estão acima de 50% da corrente nominal. No entanto, para o sistema 01, os valores da DTHi não são satisfatórios com a distorção harmônica atingidos valores abaixo de 5% apenas com 80% da corrente nominal de saída. Isso pode ser devido aos inversores do sistema 01 estarem localizados no barramento principal da unidade consumidora, que conta com diversas cargas não lineares. Além disso, o fato de os inversores já terem mais de 8 anos de funcionamento pode justificar os valores apresentados.

4.2 MEDIÇÃO NO PONTO DE CONEXÃO COM A REDE (SISTEMAS 01*).

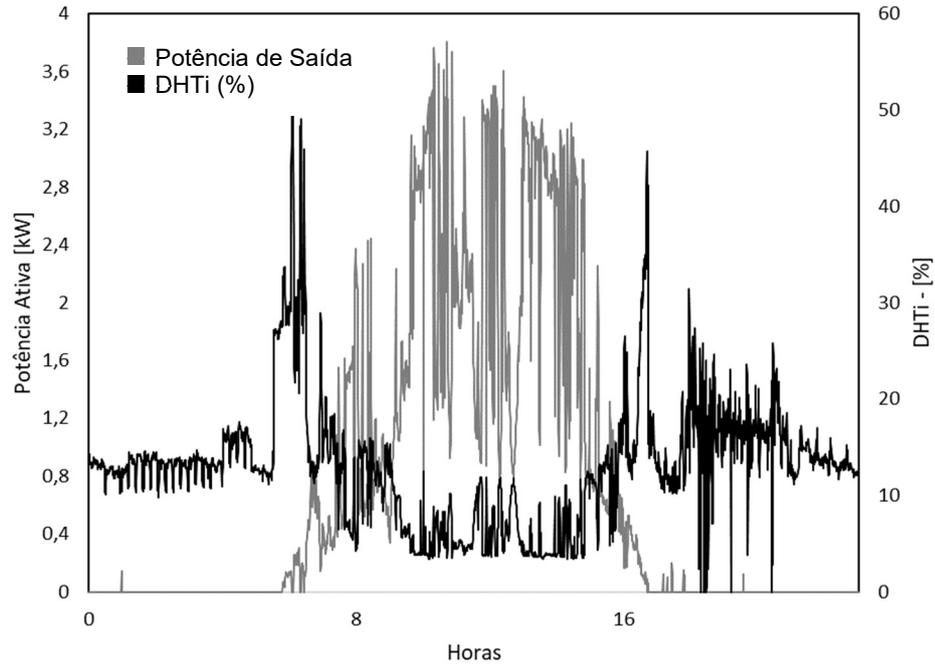
Para o sistema 01* foram realizadas medições diretamente no disjuntor onde os inversores fazem a injeção de corrente. No total, 6 inversores SMA de 2kW estavam conectados em paralelo (2 inversores por fase, conforme apresentado na Figura 9). A seguir, nas Figuras 17, 18 e 19, são apresentados os valores de DHTi em função da potência de saída do inversor para os dados coletados no dia 29 de março de 2023. Para essa medição, a taxa de amostragem utilizada foi de 30 segundos, gerando 2880 amostras por dia. Nas figuras 20, 21 e 22 são apresentados os gráficos de dispersão para todas as fases do sistema 01*.

Figura 17 – Variação da DHTi(%) em função da potência de saída de dois inversores SMA monofásicos de 2kW em paralelo – FASE A



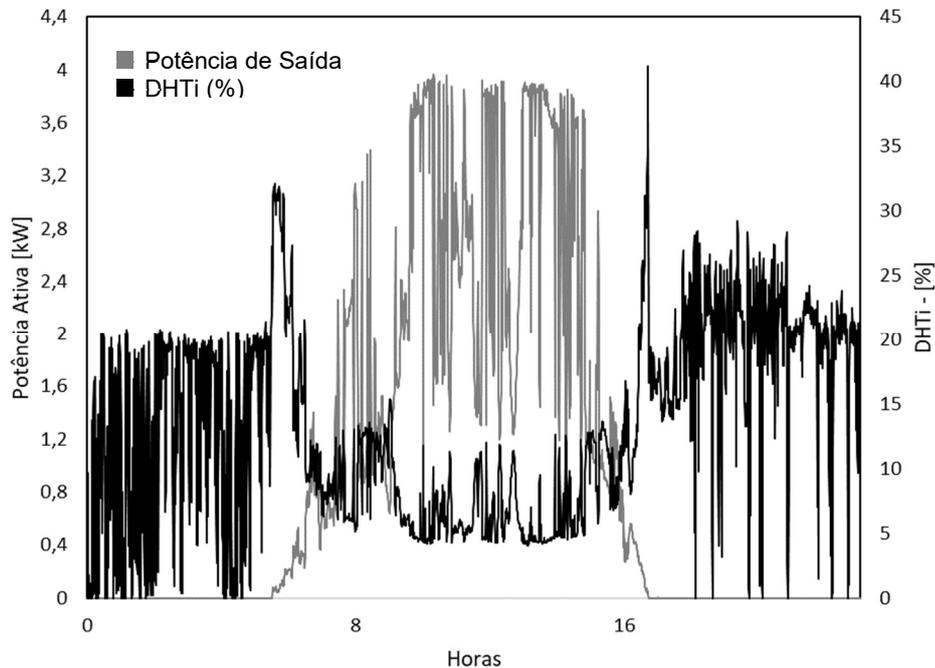
Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 18 – Variação da DHTi(%) em função da potência de saída de dois inversores SMA monofásicos de 2kW em paralelo – FASE B.



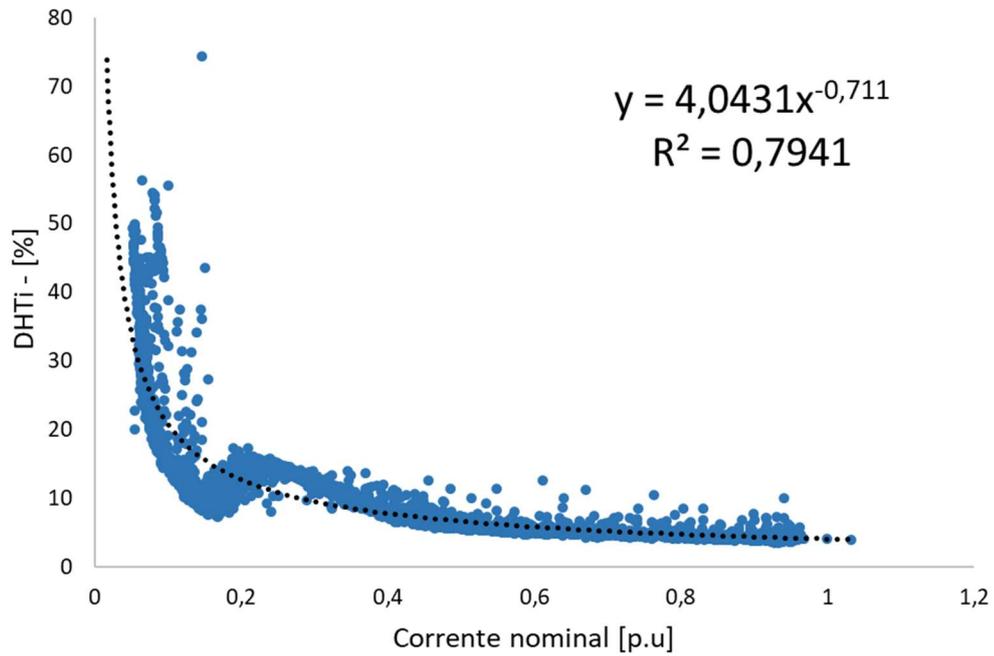
Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 19 – Variação da DHTi(%) em função da potência de saída de dois inversores SMA monofásicos de 2kW em paralelo – FASE C.



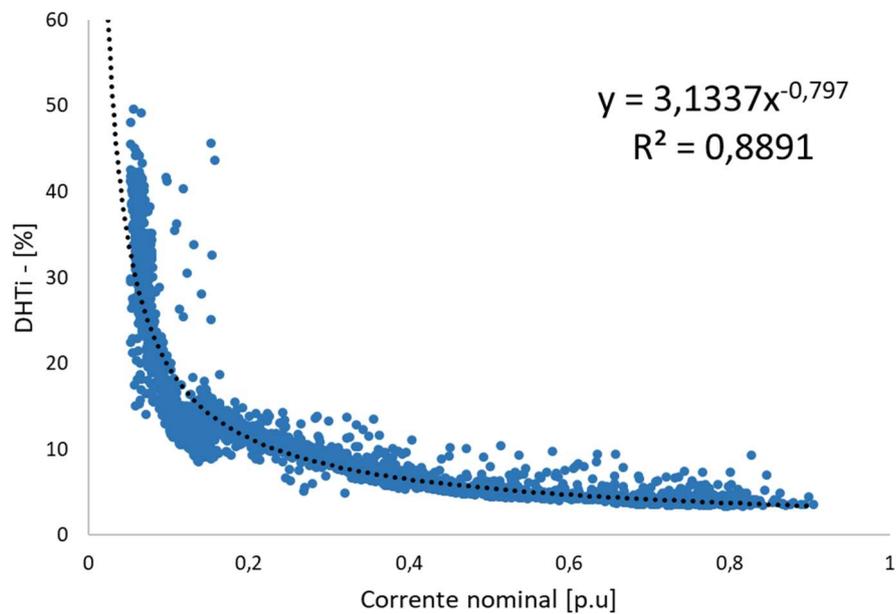
Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 20 – Variação da DHTi (%) em função da corrente de dois inversores SMA de 2kW em paralelo – FASE A.



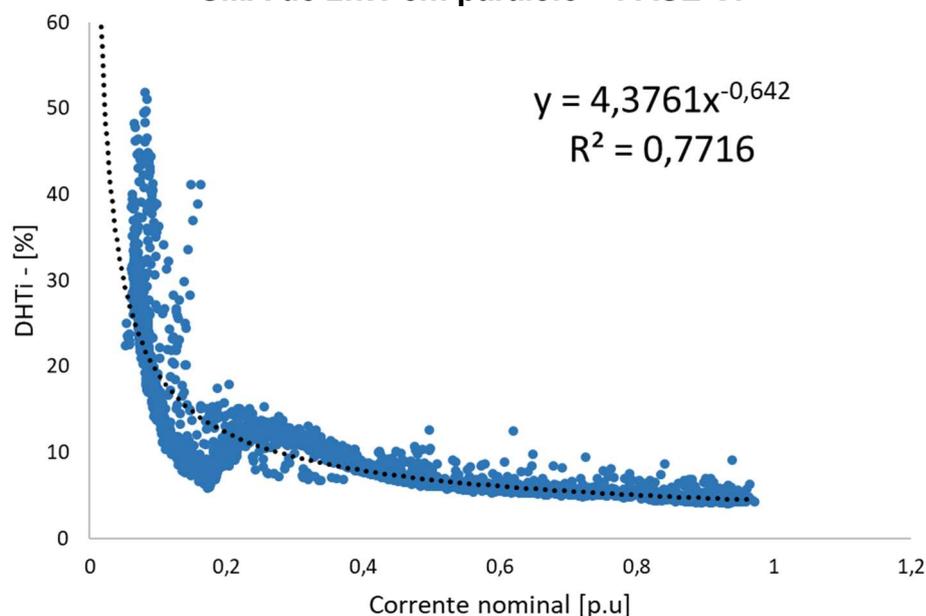
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 21 – Variação da DHTi (%) em função da corrente de dois inversores SMA de 2kW em paralelo – FASE B.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 22 – Variação da DHTi (%) em função da corrente de dois inversores SMA de 2kW em paralelo – FASE C.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Utilizando as equações definidas nas Figuras 20, 21 e 22, foi elaborada a Tabela 5 abaixo, indicando as porcentagens da DHTi para diferentes valores de corrente nominal.

Tabela 05 – Limites de correntes harmônicas para sistemas fotovoltaicos sistema 01*

| Corrente Nominal (pu) | Sistema 01* FASE A | Sistema 01* FASE B | Sistema 01* FASE C |
|-----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 0,1 | 20,7833% | 19,6362% | 19,1905% |
| 0,2 | 12,6964% | 11,3015% | 12,2978% |
| 0,3 | 9,5166% | 8,1807% | 9,4793% |
| 0,4 | 7,7562% | 6,5045% | 7,8807% |
| 0,5 | 6,6183% | 5,4448% | 6,8289% |
| 0,6 | 5,8137% | 4,7084% | 6,0746% |
| 0,7 | 5,2101% | 4,1640% | 5,5022% |
| 0,8 | 4,7382% | 3,7436% | 5,0501% |
| 0,9 | 4,3576% | 3,4082% | 4,6823% |
| 1 | 4,0431% | 3,1337% | 4,3761% |

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Com base nos dados apresentados nesta seção, observa-se que a medição de grandezas elétricas em um local distante da saída do inversor fotovoltaico provoca uma imprecisão de medição devido às interações inversor-inversor devido ao paralelismo e às interações inversor-carga devido à presença de cargas não lineares conectadas ao mesmo ponto de alimentação. Ao observar as figuras 17, 18 e 19, as distorções harmônicas estão muito mais presentes e visíveis em

comparação com a figura 11. Na Tabela 5, nota-se que os valores de distorção harmônica são satisfatórios apenas na Fase B quando o carregamento dos inversores representa uma corrente de saída de 80% do valor nominal. No entanto, isso não condiz com os valores de referência da Tabela 2, que estabelece os parâmetros mínimos para distorção harmônica de corrente em inversores fotovoltaicos.

5 CONCLUSÕES

Com o rápido crescimento da tecnologia solar fotovoltaica no país, surge uma preocupação com a qualidade de energia que os inversores fornecem e recebem da rede. Com o fim deste trabalho foi observado que os inversores fotovoltaicos, apesar de serem de extrema importância para a diversificação da matriz energética, ainda apresentam alguns problemas no que diz respeito a qualidade de energia elétrica, principalmente em períodos de baixa irradiância.

Foi realizado um estudo na rede do IFPE em Pesqueira-PE, onde a partir de cenários distintos foi possível medir a DHT de corrente e tensão produzida por inversores fotovoltaicos monofásicos conectados à rede em função da potência de carregamento e da irradiância solar no gerador fotovoltaico. Utilizou-se o software TopView para tratar os dados medidos pelo analisador de rede instalados nas saídas dos inversores analisados.

Os resultados mostraram que em todos os sistemas a DHTi tem seus valores mais elevados nos períodos em que a irradiância solar está baixa, mais especificadamente no início da manhã e final da tarde, quando a potência do gerador está abaixo de 50% do seu valor nominal. Observou-se que a instalação do analisador de energia em local diferente da saída do inversor apresenta interferências devido à distância do inversor com cargas não lineares presentes na instalação. No entanto, o inversor utilizado determinou maiores ou menores percentuais de distorções harmônicas em relação ao cenário de carregamento simulado. O estudo demonstrou a necessidade de instalação de filtros harmônicos nas redes para atenuar essas distorções.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 16149. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede de distribuição**. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. 2010.

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

BLOG MINIPAEDUCATION. **Analisador de Qualidade de Energia ET5051C**. Disponível em: [<http://blogminipaeducation.blogspot.com/2014/02/analizador-dequalidade-de-energia.html>]. Acesso em: 13 de agosto de 2023.

CASTRO, Felipe de Carvalho et al. **Distorção harmônica de corrente produzida por inversores fotovoltaicos conectados à rede**. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022.

FORTES, Rárisson Roberto Acácio. **Propagação de harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída**. 2018.

International Electrotechnical Commission. **IEC Std. 61727: Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface**. 2004.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. 2006. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. 2011. 141 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

SAUTHIER, Luís F. et al. **Modelagem Matemática de Módulos Fotovoltaicos Empregados em Ambientes de Simulação de Geração Distribuída**. Em: 11th SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL. Santa Maria, Brazil: UFSM, 2018.

SOUZA, Helber Elias Paz de. **Uma Abordagem Vetorial para a Detecção em Tempo Real de Componentes Harmônicas de Sequência Positiva e Negativa em Sinais Trifásicos**. 2012.

SAMPAIO, Leonardo Poltronieri. **Controle da Injeção de Potências Ativa e Reativa em Inversor de Geração Distribuída Conectado à Rede de Distribuição em Corrente Alternada em Baixa Tensão, Empregando LMIs com Realimentação de Estados e Critérios de D-Estabilidade.** 2013. 209 f. Tese (Doutorado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.