



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Max May

**Estudo da Qualidade da Energia Elétrica de Inversores com Duas Topologias
Diferentes e Desempenho Energético de Sistemas Fotovoltaicos com Distintos
Fatores de Dimensionamento**

ARARANGUÁ
2024

Max May

Estudo da Qualidade da Energia Elétrica de Inversores com Duas Topologias Diferentes e Desempenho Energético de Sistemas Fotovoltaicos com Distintos Fatores de Dimensionamento

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Orientador: Giuliano Arns Rampinelli

ARARANGUÁ

2024

May, Max

Estudo da qualidade da energia elétrica de inversores com duas topologias diferentes e desempenho energético de sistemas fotovoltaicos com distintos fatores de dimensionamento / Max May ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2024.

104 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2024.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Energia Fotovoltaica. 3. Qualidade de energia. 4. Desempenho de sistemas fotovoltaicos. I. Rampinelli, Giuliano Arns. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

Max May

Estudo da Qualidade da Energia Elétrica de Inversores com Duas Topologias Diferentes e Desempenho Energético de Sistemas Fotovoltaicos com Distintos Fatores de Dimensionamento

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. João Batista Dias, Dr
Atelier Solaire

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado e adequado do título de mestre em Energia e Sustentabilidade.

Prof. Dr. Tiago Elias Allievi Frizon
Coordenador do Programa

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli
Orientador

Araranguá, 2024

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, por me proporcionar a oportunidade de realização deste mestrado.

Aos colegas e professores do PPGES, por toda a orientação e compartilhamento de informações durante toda a realização deste trabalho.

À minha mãe, por todo apoio e incentivo durante esta jornada.

Em especial ao professor Giuliano Arns Rampinelli, por toda a orientação e conhecimento transmitido durante a realização desta dissertação de mestrado.

À todos, que, de alguma forma, contribuíram para a realização desta jornada em busca de mais conhecimento.

RESUMO

O aumento da demanda de energia evidencia a necessidade cada vez mais presente na busca por novas fontes energéticas, sobretudo fontes renováveis e com menor impacto ambiental. A energia solar fotovoltaica, técnica confiável, eficiente e com uma fonte abundante, ganha papel de destaque nas novas fontes de energia. Nos últimos anos, o microinversor fotovoltaico, uma tecnologia já conhecida, porém ainda pouco difundida devido ao seu alto custo, passou a ganhar uma parcela significativa do mercado, disputando o espaço com inversores *string*. Porém, a escolha do inversor afeta diretamente o desempenho global dos sistemas fotovoltaicos, incluindo a qualidade da energia elétrica gerada e o desempenho do sistema. Assim, a presente dissertação analisa a qualidade da energia elétrica gerada e o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão com inversores de distintas topologias e fatores de dimensionamento. Foram analisados 3 sistemas fotovoltaicos, localizados em diferentes localidades na região sul do Brasil. O Sistema FV 1 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Santa Rosa do Sul, Santa Catarina, e é composto por duas *strings* em paralelo, contando cada uma com 7 módulos de 455 Wp conectados em série, totalizando 6,37 kWp, e um inversor *string* com potência nominal de 5 kW. O Sistema FV 2 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Alpestre, Rio Grande do Sul, sendo composto por 2 subsistemas idênticos, sendo estes denominados subsistemas A e B, cada um sendo constituído por duas *strings* em paralelo, contando cada uma com 7 módulos de 455 Wp conectados em série, totalizando 6,37 kWp, e um inversor *string* com potência nominal de 5 kW. O Sistema FV 3 está instalado no telhado de uma planta piloto bioclimática no campus Araranguá da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), e é composto por dois subsistemas, denominados subsistemas C e D. O subsistema C, com inversor *string*, apresenta uma potência instalada de 0,99 kWp, sendo composto por 3 módulos, com potência de 330 Wp cada, conectados em série, e 1 inversor, com potência de 1,5 kW. O subsistema D, com microinversor, apresenta uma potência instalada de 0,92 kWp, sendo composto por 2 módulos, com potência de 460 Wp e 1 microinversor, com potência de 2 kW. Foram coletados dados utilizando um analisador da qualidade da energia elétrica e também diretamente dos sistemas de monitoramento dos inversores. Os Sistemas FV 1 e 2, com valores de FDI de 0,78, em potências relativas de 100%, 50% e 20%, obtiveram valores de THDi e das componentes harmônicas dentro dos limites estabelecidos em norma. O subsistema C, com um FDI de 1,51, apresentou uma potência relativa máxima de 53,2%. Foram realizadas extrapolações para valores de 100% da potência nominal. Nestas condições, o valor de THDi obedeceria o limite estabelecido em norma. Em relação ao subsistema D, com maior valor de FDI, 2,17, os dados obtidos não apresentaram nenhuma tendência, devido ao fato de o inversor estar trabalhando grande parte do tempo em potências relativas muito baixas. Quanto ao rendimento dos sistemas, o Sistema FV 1 apresentou um índice de produtividade anual de 1130,25 kWh/kWp e o Sistema FV 2 de 1180,65 kWh/kWp. O subsistema C apresentou uma índice de produtividade anual de 1225,69 kWh/kWp. Para o subsistema D, não foi possível a obtenção de dados de geração para o período de um ano. O índice de produtividade para um período de 8 meses foi de 814,30 kWh/kWp. Fazendo um comparativo entre os subsistemas C e D, localizados na mesma latitude, longitude, orientação e

ângulo de inclinação, o subsistema C apresenta um índice de produtividade 3,23% superior ao subsistema D. Inversores operando com baixo carregamento podem gerar maiores níveis de distorção harmônica, diretamente relacionada à irradiação solar. Microinversores não mostraram maior eficiência que inversores *string* nos sistemas analisados, possivelmente devido a eficiência de conversão e ao fator de carregamento.

Palavras-chave: energia fotovoltaica; inversor *string*; microinversor; qualidade de energia elétrica; desempenho de sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

The increasing demand for energy highlights the ever-present need for new energy sources, especially renewable sources with lower environmental impact. Photovoltaic solar energy, a reliable and efficient technique with an abundant source, plays a prominent role in the new energy sources. In recent years, the photovoltaic microinverter, a technology already known but still not widely disseminated due to its high cost, has begun to gain a significant share of the market, competing with string inverters. However, the choice of inverter directly affects the overall performance of photovoltaic systems, including the quality of the generated electrical energy and system performance. Thus, this dissertation analyzes the quality of the generated electrical energy and the performance of photovoltaic systems connected to low-voltage electrical grids with inverters of different topologies and sizing factors. Three photovoltaic systems located in different locations in the southern region of Brazil were analyzed. PV System 1 is installed on the roof of a building in the city of Santa Rosa do Sul, Santa Catarina, and consists of two parallel strings, each with 7 modules of 455 Wp connected in series, totaling 6.37 kWp, and a string inverter with a nominal power of 5 kW. PV System 2 is installed on the roof of a building in the city of Alpestre, Rio Grande do Sul, and is composed of 2 identical subsystems, called subsystems A and B, each consisting of two parallel strings, each with 7 modules of 455 Wp connected in series, totaling 6.37 kWp, and a string inverter with a nominal power of 5 kW. PV System 3 is installed on the roof of a bioclimatic pilot plant on the Araranguá campus of the Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), and is composed of two subsystems, called subsystems C and D. Subsystem C, with a string inverter, has an installed power of 0.99 kWp, consisting of 3 modules, with a power of 330 Wp each, connected in series, and 1 inverter, with a power of 1.5 kW. Subsystem D, with a microinverter, has an installed power of 0.92 kWp, consisting of 2 modules, with a power of 460 Wp and 1 microinverter, with a power of 2 kW. Data were collected using a power quality analyzer and also directly from the inverter monitoring systems. PV Systems 1 and 2, with SFI values of 0.78, at relative powers of 100%, 50%, and 20%, obtained THDi values and harmonic components within the limits established by the standard. Subsystem C, with an SFI of 1.51, presented a maximum relative power of 53.2%. Extrapolations were made for 100% of the nominal power values. Under these conditions, the THDi value would comply with the limit established by the standard. Regarding subsystem D, with a higher SFI value of 2.17, the obtained data showed no trend, because the inverter was operating most of the time at very low relative powers. Regarding the efficiency of the systems, PV System 1 presented an annual productivity index of 1130.25 kWh/kWp and PV System 2 of 1180.65 kWh/kWp. Subsystem C presented an annual productivity index of 1225.69 kWh/kWp. For subsystem D, it was not possible to obtain generation data for the period of one year. The productivity index for an 8-month period was 814.30 kWh/kWp. Making a comparison between subsystems C and D, located at the same latitude, longitude, orientation, and tilt angle, subsystem C had a productivity index 3.23% higher than subsystem D. Inverters operating with low loading can generate more harmonic distortion, directly related to solar irradiation. Microinverters did not show greater efficiency than string inverters in the analyzed systems, possibly due to conversion efficiency and loading factor.

Keywords: photovoltaic energy; string inverter; microinverter; electrical energy quality; photovoltaic system performance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil	16
Figura 2 – Curva I-V de um módulo fotovoltaico	24
Figura 3 – Funcionamento do inversor CC-CA.....	26
Figura 4 – Tensão alternada produzida na saída do inversor CC-CA	27
Figura 5 – Ondas senoidal, pura e modificada	27
Figura 6 – Funcionamento inversor PWM	28
Figura 7 – Método de perturbação e observação	29
Figura 8 – Conjunto de módulos com sombreamento parcial	30
Figura 9 – Diferentes configurações de SFCR.....	34
Figura 10 – Decomposição de um sinal distorcido	38
Figura 11 – Sistema FV 1 (Santa Rosa do Sul/SC).....	46
Figura 12 – Sistema FV 2 (Alprestre/RS)	47
Figura 13 – Sistema FV 3 (Araranguá/SC).....	47
Figura 14 – Tipos de conexão do analisador de energia.....	51
Figura 15 – THDi em relação a potência relativa para o Sistema FV 1.....	57
Figura 16 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa para o Sistema FV 1	58
Figura 17 – Componentes harmônicas individuais em relação a potência relativa para o Sistema FV 1.....	59
Figura 18 – THDi estimado com dados obtidos do sistema de monitoramento do inversor	61
Figura 19 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema A.....	62
Figura 20 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa para o subsistema A.....	62
Figura 21 – Componentes harmônicas em relação a potência relativa para o subsistema A.....	63
Figura 22 – Evolução diária da THDi em relação a potência relativa	65
Figura 23 – THDi estimado com dados obtidos da plataforma do inversor	66
Figura 24 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema B.....	67
Figura 25 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa	67
Figura 26 – Componentes harmônicas em relação a potência relativa para o subsistema B.....	69

Figura 27 – Evolução diária da THDi em relação a potência relativa	69
Figura 28 – THDi estimado com dados obtidos da plataforma do inversor	70
Figura 29 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema C.....	72
Figura 30 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa.....	72
Figura 31 – Componentes harmônicas em relação a potência relativa.....	73
Figura 32 – THDi estimado com dados obtidos do inversor	73
Figura 33 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema D para o período de 03 à 06 de janeiro de 2023	75
Figura 34 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema D para o período de 16 à 19 de maio de 2023	76
Figura 35 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema D para o período de 15 à 16 de agosto de 2023	76
Figura 36 – Comparação entre a THDi dos sistemas analisados	77
Figura 37 – Comparação entre a 2ª harmônica dos sistemas analisados.....	78
Figura 38 – Comparação entre a 3ª harmônica dos sistemas analisados.....	78
Figura 39 – Comparação entre a 5ª harmônica dos sistemas analisados.....	79
Figura 40 – Comparação entre a 7ª harmônica dos sistemas analisados.....	79
Figura 41 – Comparação entre a 9ª harmônica dos sistemas analisados.....	80
Figura 42 – Energia elétrica média diária mensal Sistema FV 1	81
Figura 43 – Índice de produtividade do Sistema FV 1	82
Figura 44 – Energia elétrica média diária mensal do Sistema FV 2.....	83
Figura 45 – Índice de produtividade do Sistema FV 2.....	84
Figura 46 – Energia elétrica média diária mensal do subsistema C.....	86
Figura 47 – Índice de produtividade do subsistema C.....	86
Figura 48 – Geração de energia para com um dia tipicamente ensolarado	87
Figura 49 – Geração de energia para com um dia com baixa radiação	88
Figura 50 – Energia elétrica média diária mensal do subsistema D.....	89
Figura 51 – Índice de produtividade do subsistema D.....	90
Figura 52 – Geração de energia para com um dia tipicamente ensolarado	90
Figura 53 – Geração de energia para com um dia com baixa radiação	90
Figura 54 – Comparativo entre o índice de produtividade dos subsistemas C e D ...	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Datas de relevância para a conversão de energia solar fotovoltaica.....	23
Tabela 2 – Limites de distorção harmônica de corrente	39
Tabela 3 – Comparativo entre as características de cada sistema analisado.....	48
Tabela 4 – Especificações dos módulos dos Sistemas FV 1 e 2.	48
Tabela 5 – Especificações dos módulos do Sistema FV 3 - Subsistema C.	48
Tabela 6 – Especificações dos módulos do Sistema FV 3 - Subsistema D.	49
Tabela 7 – Especificações dos inversores dos Sistemas FV 1 e 2	49
Tabela 8 – Especificações do inversor do Sistema FV 3 - Subsistema C	49
Tabela 9 – Especificações do inversor do Sistema FV 3 - Subsistema D	50
Tabela 10 – Especificações do analisador de energia	52
Tabela 11 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20% para o Sistema FV1.....	60
Tabela 12 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20% para o subsistema A.....	64
Tabela 13 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20% para o subsistema B.....	68
Tabela 14 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para a máxima potência registrada e para as potências relativas de 50 e 30% para o subsistema C.....	74
Tabela 15 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 1	82
Tabela 16 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 2	84
Tabela 17 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema C	87
Tabela 18 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema D.....	91
Tabela 19 – Comparativo entre o índice de produtividade dos subsistemas C e D ..	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si:H	Silício Amorfo Hidrogenado
AM	Massa de Ar
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CEC	<i>California Energy Commission</i>
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CTS	Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EU	Eficiência Europeia
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LCOE	Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
MPPT	Seguidor do Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)
NBR	Normas Brasileiras Regulamentadoras
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
Si-fitas	Silício Crescido em Fitas
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
μd-Si	Silício Microcristalino

LISTA DE SÍMBOLOS

E_{CA}	Energia elétrica em corrente alternada	[kWh]
FC	Fator de Capacidade	[%]
FCI	Fator de Carregamento do Inversor	[-]
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor	[-]
FF	Fator de Forma	[-]
G	Irradiância	[W/m ²]
IHDi	Distorção Harmônica de Corrente Individual	[%]
IHDv	Distorção Harmônica de Tensão Individual	[%]
I_{MP}	Corrente de Máxima Potência	[A]
I_{SC}	Corrente de Curto Circuito	[A]
η	Eficiência	[-]
η_{CEC}	Eficiência CEC	[-]
η_{conv}	Eficiência de conversão de energia	[-]
η_{EU}	Eficiência europeia	[-]
P_{CA}	Potência em Corrente Alternada	[W]
P_{CC}	Potência em Corrente Contínua	[W]
P_{FV}	Potência de Pico do Gerador Fotovoltaico	[kWp]
P_{MP}	Ponto de Máxima Potência	[W]
P_{nom}	Potência Nominal em Corrente Alternada do Inversor	[W]
P_{STD}	Potência Nominal na Condição Padrão	[W]
PR	Desempenho Global	[%]
THDi	Distorção Harmônica Total de Corrente	[%]
THDv	Distorção Harmônica Total de Tensão	[%]
V_{MP}	Tensão de Máxima Potência	[V]
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto	[V]
Y_f	Índice de Produtividade final	[kWh/kWp]
Y_r	Índice de Produtividade de Referência	[kWh/kWp]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	HIPÓTESE.....	17
1.2	OBJETIVOS.....	18
1.2.1	Objetivo geral	18
1.2.2	Objetivos específicos	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	20
2.2	ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS.....	21
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	22
2.3.1	Introdução	22
2.3.2	Células e módulos fotovoltaicos	23
2.3.3	Inversores	25
2.3.3.1	<i>MPPT</i>	28
2.3.3.2	<i>Eficiência de inversores</i>	31
2.3.3.3	<i>Topologia de inversores</i>	32
2.3.3.4	<i>Fator de dimensionamento de inversores</i>	35
2.3.3.5	<i>Fator de carregamento do inversor</i>	35
2.3.4	Qualidade da energia elétrica	36
2.3.5	Distorções harmônicas	37
2.3.6	Estado da arte	39
2.3.6.1	<i>Qualidade da energia elétrica</i>	39
2.3.6.2	<i>Performance de sistemas fotovoltaicos</i>	42
3	MATERIAIS E MÉTODOS	45
3.1	DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	45
3.2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS SISTEMAS.....	48
3.3	COLETA DOS DADOS.....	50
3.3.1	Qualidade da energia elétrica	50
3.3.2	Desempenho dos sistemas fotovoltaicos	52
3.4	INDICADORES DA QUALIDADE DE ENERGIA.....	53
3.5	INDICADORES DE DESEMPENHO.....	53
3.6	MEDIÇÃO E ORGANIZAÇÃO DOS DADOS.....	54
4	RESULTADOS E ANÁLISE	56

4.1	ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	56
4.1.1	Análise do Sistema fotovoltaico 1	56
4.1.2	Análise do Sistema fotovoltaico 2	61
4.1.2.1	<i>Subsistema A</i>	61
4.1.2.2	<i>Subsistema B</i>	66
4.1.3	Análise dos Sistema fotovoltaico 3	70
4.1.3.1	<i>Subsistema C</i>	70
4.1.3.2	<i>Subsistema D</i>	74
4.1.4	Análise comparativa dos sistemas.....	77
4.1.4.1	<i>Análise da distorção harmônica total</i>	77
4.1.4.2	<i>Análise das harmônicas individuais</i>	78
4.2	ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO	80
4.2.1	Análise do Sistema fotovoltaico 1	80
4.2.2	Análise do Sistema fotovoltaico 2	83
4.2.3	Análise do Sistema fotovoltaico 3	85
4.2.3.1	<i>Subsistema C</i>	85
4.2.3.2	<i>Subsistema D</i>	88
4.2.3.3	<i>Análise comparativa entre os subsistemas C e D</i>	91
5	CONCLUSÃO	93
5.1	TRABALHOS FUTUROS	96
	REFERÊNCIAS	97

1 INTRODUÇÃO

A forma atual com que o mundo produz energia gera diversos impactos ambientais e sociais, havendo assim a necessidade de uma revolução na forma como a energia é produzida e utilizada. Um futuro mantendo os padrões atuais não seria nem sustentável e nem desejável. A principal fonte utilizada mundialmente ainda são os combustíveis fósseis, os quais não são renováveis em uma escala de tempo humana, além de serem causadores de grandes impactos ambientais. Neste contexto, a busca por fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, com menor impacto ambiental, apresenta-se como uma alternativa viável (JUNIOR, 2010).

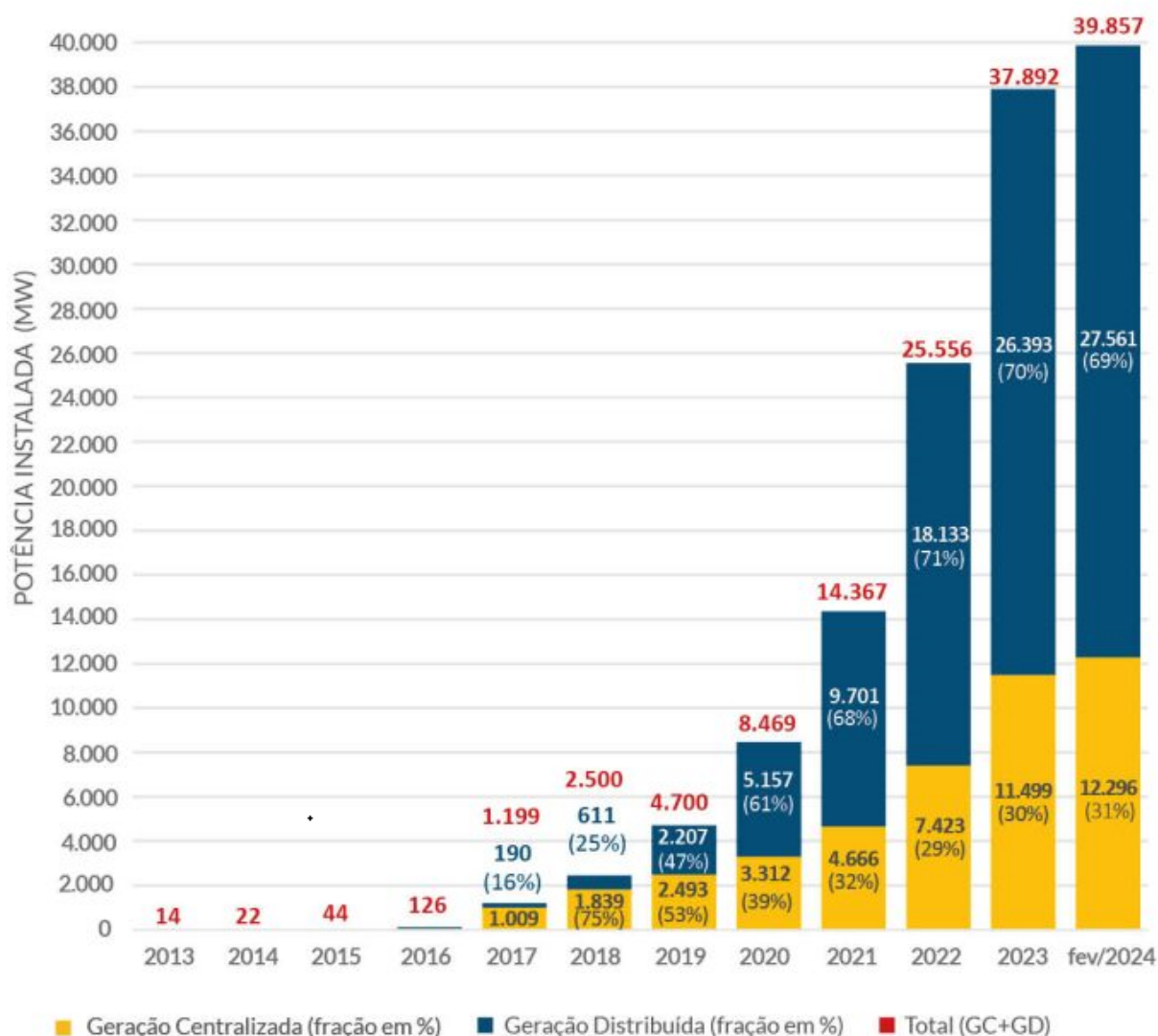
Em 2021, devido à grande escassez hídrica ocorrida ao longo do ano, a matriz elétrica brasileira sofreu mudanças significativas. A redução nos níveis dos reservatórios provocou uma redução na oferta de hidroeletricidade, sendo esta compensada pelo aumento de outras fontes, como a energia solar fotovoltaica, que apresentou um aumento de 79,8% em 2022, em relação ao ano de 2021. A participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional, considerando usinas de geração centralizada, passou de 2,5% em 2021, para 4,4% em 2022 (EPE, 2023).

Marco regulatório da energia fotovoltaica no Brasil, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu condições para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de energia elétrica. No decorrer dos anos, a resolução sofreu atualizações, sendo a mais recente, a Resolução Normativa ANEEL nº 1059 de 07 de fevereiro de 2023. Sendo assim, desde 2012, é possibilitado aos usuários do sistema de energia elétrica produzirem sua própria energia, disponibilizar a mesma para a rede elétrica, e obter abatimentos futuros em suas faturas de energia. Em 2022, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro, consolidou o marco legal da micro e minigeração distribuída, reforçando os direitos dos consumidores e criando um ambiente ainda mais propício para o investimento em energia solar fotovoltaica por parte dos usuários (BRASIL, 2022).

Ainda de acordo com o Balanço Energético Nacional de 2023, a microgeração e a minigeração distribuída apresentaram um aumento de 88% no ano de 2022, quando comparado com o ano de 2021. A energia solar fotovoltaica foi a

principal responsável por este aumento, com uma participação de 94,3%. No mês de março de 2024, de acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a geração centralizada e geração distribuída com base em geração solar fotovoltaica atingiu 39.857 MW de potência instalada, tendo a geração distribuída uma porcentagem de 69% desse valor. Na geração centralizada, destacam-se os estados de Minas Gerais e Bahia, enquanto que na geração distribuída destacam-se São Paulo e Minas Gerais. A Figura 1 mostra a evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil (ABSOLAR, 2024).

Figura 1 – Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: (ABSOLAR, 2024).

As melhorias técnicas apresentadas nos sistemas fotovoltaicos a tornam viável para uso em diversas aplicações. Devido ao desenvolvimento na tecnologia

de semicondutores, o custo da tecnologia acaba diminuindo. Além disso, a melhoria na eletrônica de potência ajuda a melhorar a eficiência da energia gerada. Com a conexão à rede elétrica, há uma melhor utilização da energia elétrica, tornando os sistemas mais eficientes em custos e com menor manutenção. O principal dispositivo para converter a energia em Corrente Contínua (CC) gerada por módulos fotovoltaicos em Corrente Alternada (CA) são os inversores, divididos basicamente em três topologias: inversor central, *string/multi-string* e microinversor (DESHPANDE; BHASME, 2017).

O diferencial dos microinversores em relação aos inversores central e *string* é a capacidade de encontrar o ponto de máxima potência individualmente para cada módulo, aumentando assim a eficiência do sistema e eliminando perdas por *mismatch*. De acordo com Alluhaybi, Batarseh e Hu (2020), o mercado global de microinversores deverá registrar uma taxa anual de crescimento de 15,3%, durante o período de 2016-2026. Isso mostra o crescimento deste tipo de equipamento no mercado de sistemas fotovoltaicos (ALLUHAYBI; BATARSEH; HU, 2020)

Outro ponto importante relacionado aos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos diz respeito à qualidade da energia elétrica. Inversores acabam gerando distorções harmônicas, principalmente em condições de baixa irradiação. Nessas condições, a energia gerada é baixa, e os inversores apresentam uma alta não-linearidade, gerando energia com um alto conteúdo de harmônicas. Essas harmônicas afetam consideravelmente a eficiência operacional e confiabilidade do sistema. A conexão de vários sistemas fotovoltaicos à rede poderia causar impactos significativos (ALFAHADHI; TEH, 2020).

Partindo desses pressupostos, o presente trabalho visa estudar e analisar a qualidade de energia elétrica e a desempenho de três sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), instalados em diferentes cidades: o Sistema 1, instalado na cidade de Santa Rosa do Sul (SC), o Sistema 2, instalado na cidade de Alpestre (RS), e o Sistema 3, instalado no Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), na cidade de Araranguá (SC).

1.1 HIPÓTESE

A hipótese deste estudo é baseada no fato de que inversores de diferentes tecnologias, especificamente o inversor *string* e o microinversor, e com diferentes

fatores de dimensionamento do inversor, apresentam diferenças na qualidade de energia elétrica gerada e desempenho, quando integrados a sistemas fotovoltaicos.

O crescente aumento na instalação e interesse em sistemas fotovoltaicos conectados à rede fez com que topologias até então consideradas não ideais de um ponto de vista econômico, como os microinversores, obtivessem uma maior inserção no mercado. Acredita-se que diferenças na topologia dos inversores e sua forma de conexão aos módulos fotovoltaicos possam influenciar aspectos como a qualidade da energia elétrica e desempenho.

A partir da análise dos sistemas fotovoltaicos sob estudo, será possível realizar uma avaliação comparativa entre as topologias de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos, considerando também os diferentes fatores de dimensionamento. Espera-se, assim, que este estudo contribua para uma melhor compreensão da qualidade da energia elétrica e desempenho energético de sistemas fotovoltaicos com diferentes topologias e fatores de dimensionamento, oferecendo perspectivas para o desenvolvimento e aprimoramento de sistemas mais eficientes.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral medir e analisar indicadores de qualidade de energia elétrica de inversores com diferentes topologias e diferentes fatores de dimensionamento, assim como analisar o desempenho energético dos mesmos.

1.2.2 Objetivos específicos

- Avaliar o impacto da topologia do inversor na qualidade da energia elétrica;
- Comparar o desempenho das diferentes topologias em relação a distorção harmônica total de corrente (THDi) gerada e componentes harmônicas;

- Medir e analisar a distorção harmônica de corrente gerada por inversores com diferentes fatores de dimensionamento (subdimensionados e sobredimensionados);
- Comparar valores de distorção harmônica dos sistemas em estudo com os limites estabelecidos em normas técnicas;
- Analisar o desempenho energético dos sistemas em estudo;
- Comparar os diferentes sistemas em relação ao índice de produtividade e fator de capacidade.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A seguir serão apresentados os conceitos fundamentais para a realização do presente trabalho.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) é um conceito que tem ganhado cada vez mais atenção nos últimos anos. Não há um consenso sobre a definição exata de geração distribuída, mas de acordo com Ackermann, Andersson e Söder (2001), a geração distribuída pode ser definida como a instalação e operação de unidades de produção de energia diretamente ligadas à rede de distribuição ou ligadas à rede no lado do cliente do contador. A ideia central de geração distribuída é, portanto, a geração próxima as cargas (ACKERMANN, ANDERSSON E SÖDER, 2001).

No Brasil, a Resolução Normativa ANEEL nº 956 de 07 de dezembro de 2021, que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), definiu geração distribuída como “centrais geradores de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS” (ANEEL, 2021).

Caracterizada por ser um recurso flexível, a geração distribuída difere dos sistemas tradicionais de geração e transmissão centralizados, com grande potência. A geração distribuída também não está associada às complexidades do sistema convencional, como planejamento do despacho e o despacho propriamente dito, e as unidades geradoras estão no nível de baixa tensão, abrindo a possibilidade para consumidores residenciais e comerciais investirem em equipamentos para sua auto-suficiência energética e ceder energia elétrica à rede, para uma posterior compensação (RODRÍGUEZ, 2002).

Diversos benefícios podem ser relacionados à geração distribuída, sendo eles divididos em benefícios técnicos, econômicos e ambientais. Os benefícios técnicos abrangem uma grande variedade de questões, entre elas a redução das perdas do sistema, redução dos picos de carga, bom perfil de tensão, aumento da eficiência energética total, maior fiabilidade e segurança do sistema e melhoria da

qualidade de energia. Quanto aos benefícios econômicos, podem ser citados a economia de combustível a nível mundial, economia nos custos com distribuição e transmissão e a redução do preço de venda da energia elétrica. Já quanto as questões ambientais, a geração distribuída pode trazer vantagens em relação às grandes centrais geradoras. A geração distribuída pode ajudar a diversificar a matriz energética, visto que muitas tecnologias utilizam fontes renováveis de energia, como turbinas eólicas, painéis solares fotovoltaicos e turbinas hidrelétricas (VIRAL; KHATOD, 2012).

Ainda segundo Viral e Khatod (2012), algumas limitações podem impactar o avanço da geração distribuída, como fluxo de energia inverso, energia reativa, frequência do sistema, níveis de tensão, esquemas de proteção, injeção de harmônicas no sistema, problemas de estabilidade, custo, e qualidade de energia (VIRAL; KHATOD, 2012).

2.2 ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa 482, marco regulatório do sistema de compensação de energia elétrica no Brasil, e que previu as condições gerais para o acesso da minigeração e microgeração distribuída no sistema interligado nacional. Essa resolução foi alterada posteriormente pelas Resoluções 687/2015, 786/2017, e finalmente pela Resolução 1059, de 07 de fevereiro de 2023. Isso proporcionou aos usuários a possibilidade de produzirem sua própria energia, disponibilizando a mesma para a rede e assim obter abatimentos em suas faturas. Dessa forma, a energia fotovoltaica passou a ser atrativa para investimentos por parte dos usuários.

De acordo com o artigo 2º da Resolução 1059, que regulamentou a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, “a microgeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora. Já a minigeração distribuída é definida como central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, que possua potência instalada em corrente alternada maior

que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis, 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis, ou 5 MW para unidades consumidoras já conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis” (ANEEL, 2023).

A Resolução 1059 também define o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual a energia elétrica ativa é injetada na rede por unidade geradora com microgeração ou minigeração distribuída, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema. Podem participar do SCEE consumidores responsáveis por unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, integrante de geração compartilhada ou caracterizada como autoconsumo remoto (ANEEL, 2023).

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.3.1 Introdução

A conversão direta da radiação solar em eletricidade ocorre através do efeito fotovoltaico, quando a radiação eletromagnética incide sobre uma célula composta por materiais semicondutores com algumas propriedades específicas (VILLALVA, 2015). A primeira observação do efeito fotovoltaico ocorreu em 1839, quando Alexandre-Edmond Becquerel percebeu que uma solução de um eletrólito com eletrodos de metal, quando exposta à radiação luminosa, tinha sua condutividade aumentada (ZILLES *et al*, 2012). Porém, somente no final da década de 1940, com o desenvolvimento dos primeiros dispositivos de estado sólido, que foi aberto o caminho para a primeira célula solar de silício, com uma eficiência de 6% (EI CHAAR; IAMONT; EI ZEIN, 2011). A Tabela 1 apresenta datas relevantes no desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica.

Tabela 1 – Datas de relevância para a conversão de energia solar fotovoltaica.

Cientista e Inovação	Ano
Becquerel descobre o efeito fotovoltaico	1839
Adams e Day percebem o efeito fotovoltaico no selênio	1876
Planck reivindica a natureza quântica da luz	1900
Wilson propõe a teoria quântica dos sólidos	1930
Mott e Schottky desenvolvem a teoria do retificador de estado sólido (diodo)	1940
Bardeen, Brattain e Shockley inventam o transistor	1949
Charpin, Fuller e Pearson anunciam uma célula solar de silício com 6% de eficiência	1954
Reynolds <i>et al</i> destacam a célula solar à base de sulfureto de cádmio	1954
Primeira utilização de células solares num satélite em órbita (Vanguard 1)	1985

Fonte: adaptada de El Chaar, lamont e El Zein (2011).

Nos últimos 60 anos, diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas, sendo que as células fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino, tanto mono como policristalino, dominaram o mercado. Outras tecnologias comercializadas são baseadas em filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino (μ d-Si) e silício crescido em fitas (Si-fitas). Células multijunção de alta eficiência, baseadas em corantes ou polímeros também estão sendo desenvolvidas (PINHO; GALDINO, 2014).

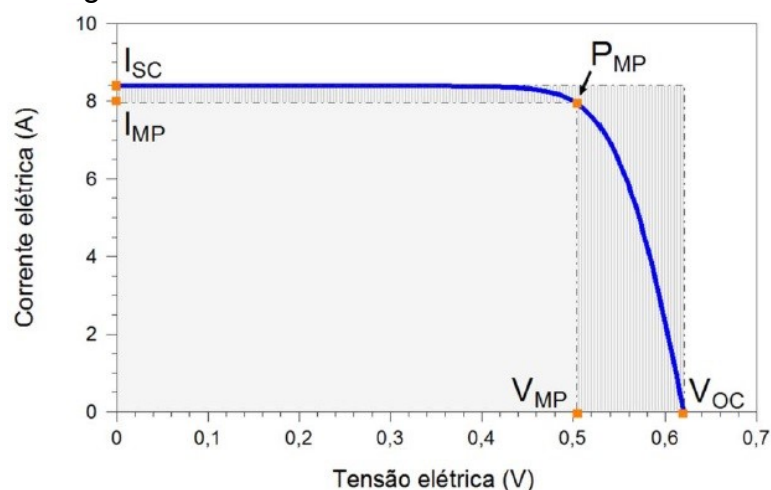
Devido a suas inúmeras vantagens, a energia solar fotovoltaica tornou-se uma fonte promissora: é uma fonte abundante e renovável. Pode-se citar também como vantagens a capacidade de conversão direta da radiação solar em eletricidade, capacidade de funcionar de forma autônoma por longos períodos, natureza modular com o qual pode-se trabalhar com valores de corrente, tensão e potência, baixo custo de manutenção, durabilidade, elevada fiabilidade, respostas rápidas na saída em relação as alterações de entrada, capacidade de trabalhar desde μ W até o MW, entre outras. Uma das principais limitações ainda é o fato de ser uma fonte intermitente, requerendo um armazenamento de energia para os momentos onde há ausência de insolação (SINGH, 2013).

2.3.2 Células e módulos fotovoltaicos

A célula fotovoltaica é considerada o dispositivo fotovoltaico básico. O agrupamento de células fotovoltaicas conectadas eletricamente em série constitui

um módulo fotovoltaico, produzindo assim uma maior quantidade de energia (VILLALVA, 2015). As características mais importantes de um módulo fotovoltaico são sua potência nominal, tensão e corrente. Na condição padrão de teste, ou seja, irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar $AM = 1,5$, é fornecido o valor de máxima potência (P_{MP}) do módulo. Esse valor, dado em Watt-pico (Wp), é atingido quando se obtém a corrente de máxima potência (I_{MP}) e a tensão de máxima potência (V_{MP}). Outros dois parâmetros importantes de um módulo fotovoltaico são a corrente de curto-circuito (I_{SC}), obtida do módulo quando o mesmo está em curto-circuito, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}), obtida da medição da tensão do módulo quando este não apresenta carga (ZILLES *et al*, 2012). A Figura 2 apresenta a curva I-V padrão de um módulo fotovoltaico, obtida a partir dos parâmetros elétricos citados.

Figura 2 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

A partir dos dados da curva I-V, é possível especificar o Fator de Forma (FF). Quanto mais próxima da forma retangular fica a curva I-V, melhor a qualidade das células do módulo fotovoltaico. A Equação 1 apresenta o Fator de Forma (PINHO; GALDINO, 2014).

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (1)$$

onde V_{MP} é a tensão de máxima potência, I_{MP} é a corrente de máxima potência, V_{OC} é a tensão de circuito aberto e I_{SC} é a corrente de curto-circuito.

Outro importante parâmetro definido para um módulo fotovoltaico, na condição padrão de ensaio, é a eficiência (η), que define quanto da energia solar é diretamente convertida em energia elétrica. A Equação 2 apresenta este parâmetro (PINHO; GALDINO, 2014).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot A_M} \cdot 100 \quad (2)$$

onde a irradiância é $G=1000 \text{ W/m}^2$ e A_M é a área do módulo.

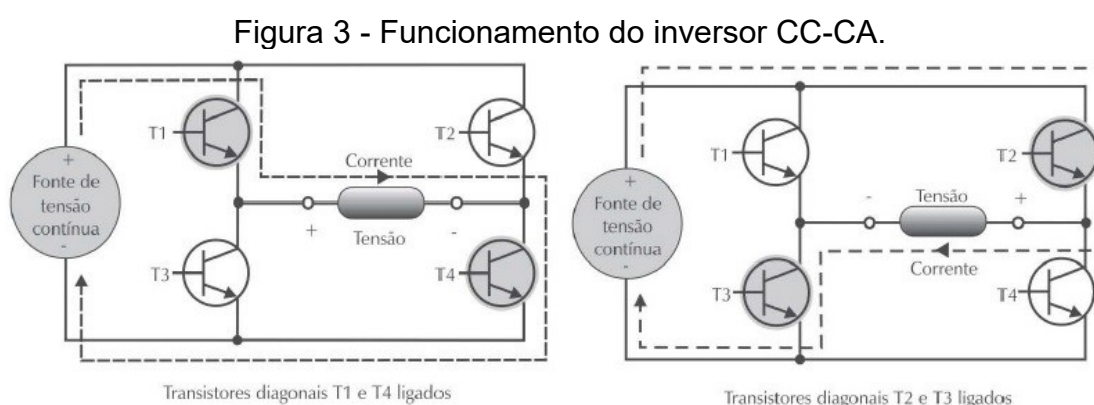
2.3.3 Inversores

O inversor é um equipamento eletrônico capaz de converter a corrente contínua (CC), produzida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA), possuindo essa as mesmas características de tensão, frequência, conteúdo de harmônicos, forma de onda, entre outras, da rede elétrica (RÜTHER, 2004).

Inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em inversores para uso em sistemas conectados à rede de distribuição, inversores para uso em sistemas autônomos, e inversores híbridos. Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a energia gerada pode ser consumida diretamente pelas cargas, ou então injetada na rede elétrica, podendo ser consumida por unidades consumidoras conectadas ao sistemas de distribuição (PINHO; GALDINO, 2014). Os inversores utilizados em sistemas conectados à rede devem possuir características específicas com objetivo de atender as exigências das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, tanto em termos de segurança como de qualidade da energia elétrica injetada (PRIEB, 2011). Os sistemas fotovoltaicos autônomos são utilizados em locais normalmente não atendidos por uma rede elétrica, sendo necessário a utilização de baterias para evitar o desperdício de energia gerada quando o consumo é baixo, permitindo seu armazenamento para uso posterior (VILLALVA, 2015). Nos sistemas fotovoltaicos híbridos, são utilizados inversores híbridos que armazenam o excesso de energia produzida em baterias, para um possível uso posterior, ou também podem funcionar injetando a energia produzida na rede elétrica. Se o consumo for menor do que a produção, a energia excedente é armazenada em baterias ou injetada na rede.

Quando o consumo é maior do que a energia elétrica gerada, as baterias fornecem energia para compensar a menor produção do sistema. Se as baterias não conseguirem atender a necessidade de carga do consumidor, o déficit é compensado pela rede elétrica (MILENOV; ZARKOV, 2023).

A Figura 3 apresenta o princípio básico de funcionamento de um inversor, baseado no circuito eletrônico mostrado. Ele possui quatro transistores (T1, T2, T3 e T4), que são abertos ou fechados com o objetivo de transferir a tensão e a corrente elétrica da fonte de tensão contínua, neste caso os módulos fotovoltaicos, para os terminais de saída do inversor. Quando os transistores de uma diagonal estão ligados, a tensão de saída nos terminais do inversor é positiva. Logo em seguida, estes transistores são desligados e os transistores da outra diagonal entram em funcionamento, aplicando assim uma tensão de polaridade invertida aos terminais de saída do inversor (VILLALVA, 2015).



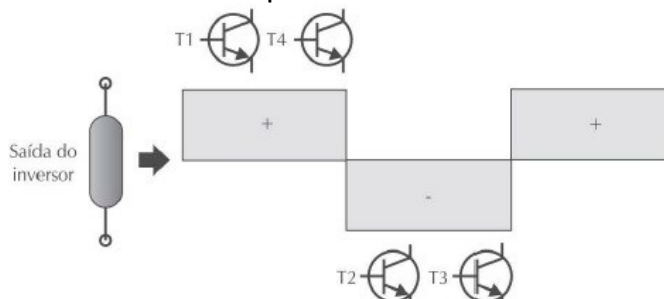
Fonte: (VILLALVA, 2015).

Quando os transistores das diagonais são acionados alternadamente, em uma frequência fixa, obtém-se uma onda quadrada de tensão, como mostra a Figura 4. Esse é o princípio de funcionamento de um inversor de onda quadrada, resultando na produção de tensão e corrente alternadas a partir de uma fonte de corrente contínua (VILLALVA, 2015).

Em um esquema diferente de chaveamento, onde os pares de transistores T1/T4, T2/T3 não são acionados simultaneamente, mas com um defasamento entre eles, tem-se uma tensão igual a 0 em determinados pontos, gerando assim uma onda quadrada modificada. Esse tipo de onda apresenta uma menor distorção

harmônica, sendo mais semelhante a uma senóide, com uma Distorção Harmônica Total (THD) de 30% (PINHO; GALDINO, 2014).

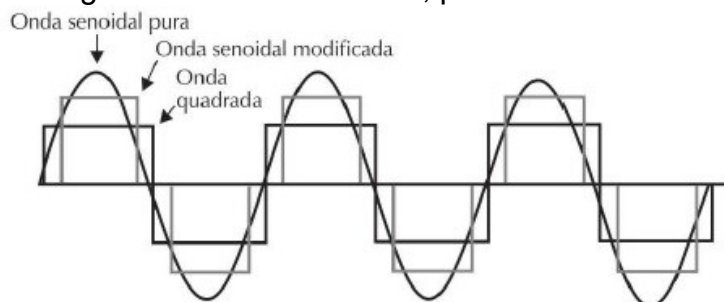
Figura 4 - Tensão alternada produzida na saída do inversor CC-CA.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

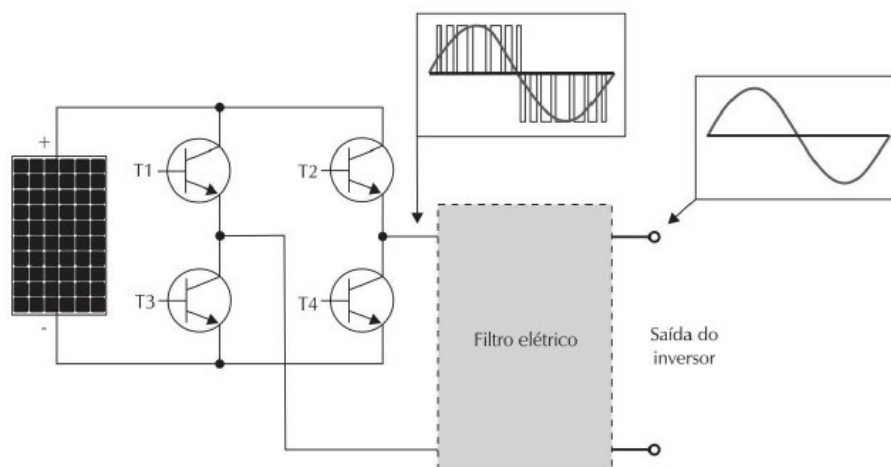
Tanto nos inversores de onda quadrada, como nos de onda modificada, o nível de distorção harmônica ainda é alto. Para resolver este problema e atenuar o nível de distorções harmônicas, podem ser utilizados filtros, porém os mesmos são caros, complexos e volumosos, consomem muita energia, e acabam prejudicando a eficiência dos inversores (PINHO; GALDINO, 2014). Sendo assim, nos inversores CC-CA modernos, a estratégia de controle mais utilizada é a PWM (*Pulse Width Modulation*), onde o inversor produz uma sequência de pequenas ondas quadradas de alta frequência. Isto faz com que o padrão de pulsos na saída do inversor possua um conteúdo senoidal na frequência de 60 Hz, adicionado a um conteúdo harmônico de alta frequência. Com a introdução de um filtro elétrico de alta frequência na saída do inversor, é possível a obtenção de uma onda senoidal pura e com baixa distorção harmônica. A Figura 5 apresenta um comparativo entre tipos de ondas senoidal pura, modificada e quadrada, e a Figura 6 mostra o funcionamento de um inversor PWM de alta frequência.

Figura 5 - Ondas senoidal, pura e modificada.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

Figura 6 - Funcionamento do inversor PWM.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

2.3.3.1 MPPT

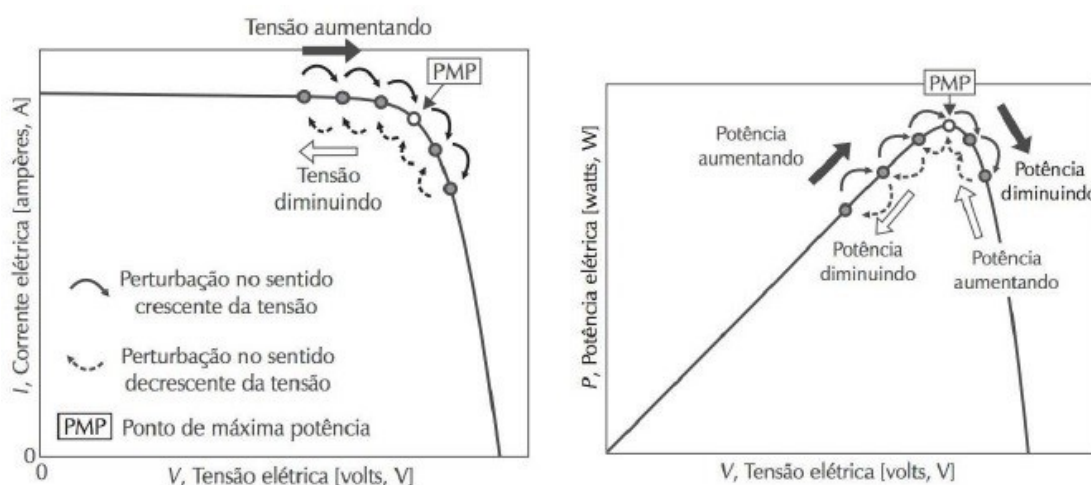
Conforme ilustrado anteriormente na Figura 2, existe um ponto na curva I-V chamado de ponto de máxima potência (P_{MP}), onde o produto da corrente pela tensão apresenta seu valor máximo. A corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional à irradiância solar, sendo pouco afetada pela temperatura das células. Porém, a tensão é diretamente afetada pela temperatura, diminuindo, conseqüentemente, a potência. Logo, os valores de corrente, tensão e potência máxima (I_{MP} , V_{MP} e P_{MP}) são dependentes da irradiância e temperatura das células (PINHO; GALDINO, 2014).

Alguns fatores podem alterar a curva I-V de um módulo fotovoltaico, como sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, folhas, sujeiras, ou mesmo a passagem de nuvens. Portanto, é necessário um sistema de controle que observe continuamente as modificações na curva I-V e atue sobre a eletrônica do inversor, fazendo com que o inversor opere na tensão de máxima potência, evitando assim perdas nas células e maximizando a transferência de potência. Esse processo é conhecido como Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT – do inglês *Maximum Power Point Tracking*). Um MPPT deve ser preciso (medidas de tensão e corrente de qualidade), eficaz (capaz de encontrar o ponto de máxima potência mesmo com a ocorrência de máximos locais) e rápido (deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância) (PINHO; GALDINO, 2014).

O sistema de MPPT consiste em um algoritmo simples, que provoca perturbações na operação dos módulos, alterando a tensão nos seus terminais, e observando o que acontece com a potência fornecida. A Figura 7 mostra o funcionamento do método de perturbação e observação, utilizada na maioria dos inversores comerciais. O inversor aumenta a tensão de saída dos módulos, observando o aumento da potência fornecida. Como a potência aumenta, o inversor continua aumentando a tensão neste sentido, visto que o objetivo é maximizar a potência fornecida. Quando o ponto de máxima potência do módulo é ultrapassado, a perturbação produz o efeito contrário, de redução da potência. Neste instante, o algoritmo do inversor interrompe a perturbação de tensão no sentido crescente e inicia a perturbação no sentido contrário, observando o que acontece com a potência. Na prática, estes incrementos ou decrementos da tensão são muito pequenos, sendo considerado que o ponto de máxima potência foi atingido quando o algoritmo encontra uma estabilidade e as perturbações acontecem em volta do pico de potência do módulo (VILLALVA, 2015).

Em inversores comerciais mais modernos, a eficiência do MPPT fica na faixa de 99%. Rotineiramente, o algoritmo do inversor faz uma varredura em uma faixa mais ampla, com o objetivo de verificar a possibilidade de outros pontos de máxima potência devido a algum problema no sistema, como falha de células, pontos quentes ou sombreamento parcial (PERIN, 2016).

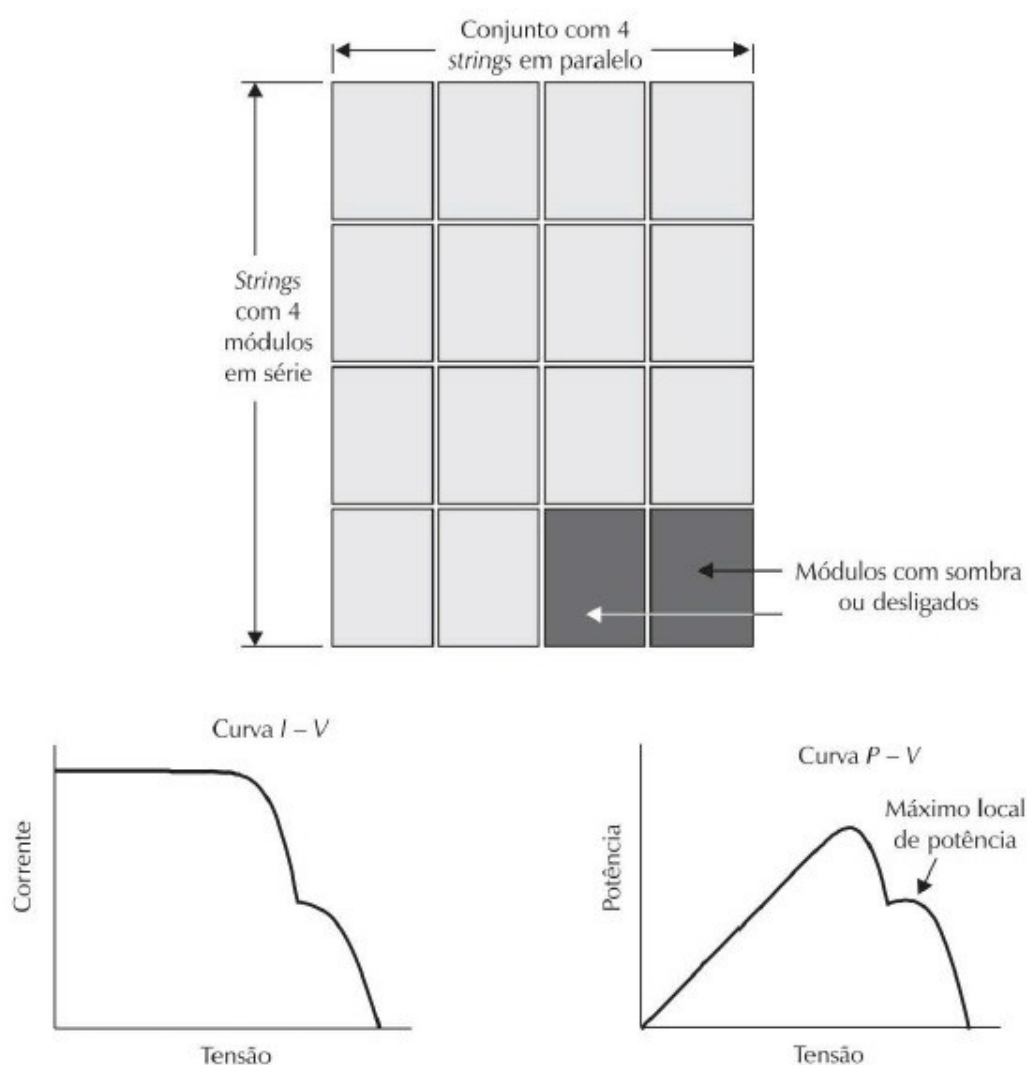
Figura 7 - Método de perturbação e observação.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

Como relatado anteriormente, os métodos de MPPT são vulneráveis a sombreamentos parciais dos módulos fotovoltaicos, podendo comprometer a eficiência total do sistema. A Figura 8 mostra o efeito do sombreamento em um conjunto 4 x 4 de módulos fotovoltaicos, onde dois módulos estão recebendo pouca luz. Pode-se observar na curva de potência dois pontos máximos, um global e um local. O MPPT não consegue distinguir esses dois pontos, podendo operar no ponto máximo local, não correspondendo a máxima potência que poderia ser extraída. Uma estratégia utilizada para contornar o problema é utilizar mais de um rastreador MPPT, com inversores que têm mais de uma entrada MPPT, conectando cada grupo de módulos ao seu próprio rastreador. Assim, se um dos conjuntos estiver recebendo pouca irradiância, os demais não serão afetados (VILLALVA, 2015).

Figura 8 - Conjunto de módulos com sombreamento parcial.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

2.3.3.2 Eficiência de inversores

Um critério importante de comparação entre inversores é a eficiência de conversão, sendo este, porém, dificilmente representado por um valor único, sendo dependente de diversos fatores de operação. Em avaliações experimentais, muitas vezes os dados são obtidos em períodos de tempo curto, obtendo-se a eficiência no ponto de máxima potência ou em condições controladas e favoráveis, não sendo analisados outros efeitos e limitações. Em períodos longos, diversos fatores podem afetar a eficiência global de conversão, como tensão CC de entrada, carregamento CA de saída, eficiência do MPPT, tempo de resposta as variações de alimentação e carga, temperatura de operação e tempo considerado para avaliação da eficiência global (PERIN, 2016).

A eficiência de um sistema de conversão de energia pode ser definida como a razão entre a potência de saída e a potência de entrada. No caso dos inversores, a eficiência pode ser definida pela Equação 3 (PRIEB, 2011).

$$\eta_{CONV} = \frac{\int_0^{T_M} P_{CA}(t) dt}{\int_0^{T_M} P_{CC}(t) dt} \quad (3)$$

onde P_{CA} é a potência em corrente alternada entregue à rede, P_{CC} é a potência em corrente contínua na entrada do inversor e T_M é o período de integração considerado.

Através da observação e registro das condições de operação, órgãos certificadores e entidades normativas propõem que a eficiência seja determinada através de uma média de diferentes valores de eficiência, em suas respectivas condições de carregamento, ponderados para um perfil esperado de radiação solar (PERIN, 2016). Assim, no início da década de 90, foram criadas a eficiência europeia (EU) e a eficiência CEC (*California Energy Commission*), com o objetivo de incorporar a influência do carregamento parcial sobre o desempenho dos inversores. As Equações 4 e 5 mostram as duas eficiências, respectivamente (PRIEB, 2011).

$$\eta_{EU} = 0,03 \eta_{5\%} + 0,06 \eta_{10\%} + 0,13 \eta_{20\%} + 0,10 \eta_{30\%} + 0,48 \eta_{50\%} + 0,20 \eta_{100\%} \quad (4)$$

$$\eta_{CEC} = 0,04 \eta_{10\%} + 0,05 \eta_{20\%} + 0,12 \eta_{30\%} + 0,21 \eta_{50\%} + 0,53 \eta_{75\%} + 0,05 \eta_{100\%} \quad (5)$$

onde $\eta_{x\%}$ é a eficiência correspondente ao carregamento $x\%$ da potência nominal CA do inversor.

A eficiência máxima é determinada quando todos os fatores que influenciam na eficiência de conversão estão agrupados da forma mais favorável possível, resultando assim em um valor de máxima eficiência. É um indicador importante, porém de utilização não recomendada, visto a não probabilidade de que estas condições ocorram o tempo todo e que sejam iguais a todos os inversores (PERIN, 2016).

2.3.3.3 Topologia de inversores

Diversas topologias são utilizadas na configuração eletrônica de inversores, sendo as principais caracterizadas pela presença ou não de isolamento galvânico (*transformerless*). No caso de inversores com isolamento galvânico, podem ser utilizados transformadores de alta ou baixa frequência (PRIEB, 2011). A isolação galvânica pode estar presente no lado CC ou no lado da rede. Ambas as soluções oferecem a segurança e vantagens da isolação galvânica, mas acabam prejudicando a eficiência total do sistema devido as perdas pelo aumento do número de componentes. Inversores *transformerless* podem aumentar a eficiência total do sistema entre 1 e 2% (KEREKES *et al*, 2011). Devido ao baixo custo, menor tamanho e peso, e maior eficiência, os inversores *transformerless* obtiveram um alto grau de interesse em sistemas fotovoltaicos residenciais de baixa a média capacidade de potência (KHAN *et al*, 2020). A ausência de isolamento galvânico traz a vantagem de um aumento na eficiência do inversor, mas por outro lado a falta de isolamento elétrico entre os circuitos CC e CA pode trazer consequências operacionais e de segurança. Por isso, as normas técnicas de muitos países exigem que um dos terminais do gerador fotovoltaico seja aterrado, protegendo assim as pessoas e os equipamentos (PRIEB, 2011).

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os inversores são classificados em inversor central, inversor *string/multi-string* e os inversores

acoplados aos módulos, também conhecidos como microinversores (DESHPANDE; BHASME, 2017).

O inversor central é a configuração empregada nos primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede e ainda utilizada até hoje em plantas fotovoltaicas de médio e grande porte. Com o início da implantação de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída no início da década de 90 em países como Alemanha e Japão, foram evidenciadas suas limitações para sistemas de pequeno porte (PRIEB, 2011). É caracterizado por um número de painéis conectados em série formando *strings*, sendo então essas *strings* conectadas em paralelo formando um grande sistema série-paralelo de painéis fotovoltaicos, que são então conectados ao inversor. Possui certas limitações, como o uso de cabos DC de alta voltagem entre os painéis fotovoltaicos e inversor, e perdas por *mismatch* entre os módulos. Inversores centrais são pesados, volumosos, difíceis de instalar, possuem um fator de potência baixo, e um alto conteúdo de harmônicas na corrente CA de saída. Porém, a principal desvantagem para esse tipo de inversor é a ausência de um MPPT para cada módulo. Se, por exemplo, ocorre um sombreamento parcial em algum módulo do sistema, isso afeta a performance de todo o sistema (DESHPANDE; BHASME, 2017). Este tipo de inversor é uma das melhores soluções para plantas fotovoltaicas de grande escala, em razão da sua estrutura simples e confiabilidade (HASAN *et al*, 2017).

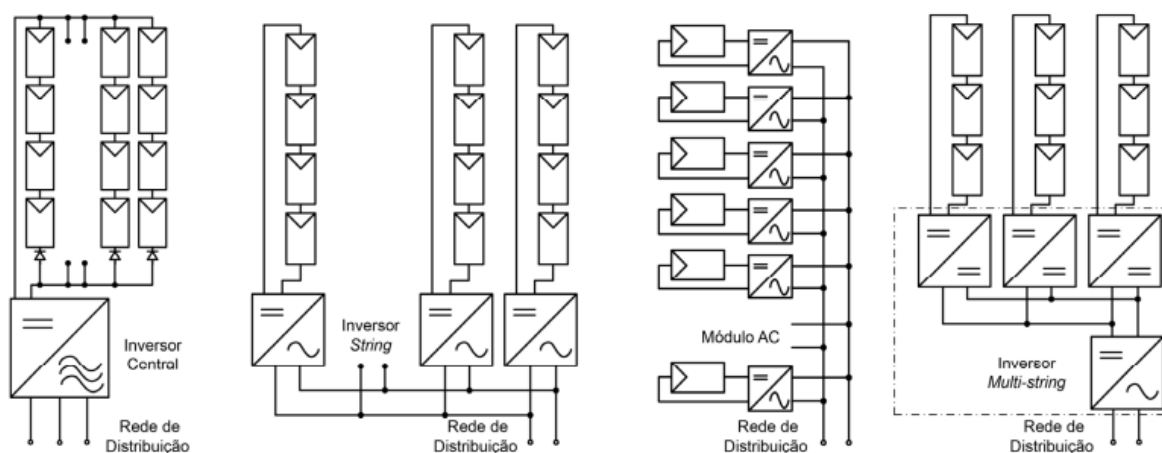
Os inversores *string* são utilizados como forma de resolver os problemas dos inversores centrais. Uma *string* com um número suficiente de módulos fotovoltaicos é conectada a um inversor para adaptar com a tensão da rede. Inversores *string*, portanto, apresentam um MPPT mais exato e também uma maior eficiência que um inversor central nos casos de sombreamento parcial. Este tipo de inversor também apresenta um diagnóstico de falha, garantindo uma produção de energia mais confiável. São muito utilizados em sistemas de pequena e média escala em razão de sua flexibilidade, menor custo e maior eficiência (HASAN *et al*, 2017).

Os inversores *multi-string* combinam as vantagens do inversor central, em relação a eficiência e custo benefício, e do *string*, em relação a flexibilidade. Cada uma das *strings* é conectada a um conversor individual CC/CC que eleva a tensão e efetua o segmento do ponto de máxima potência. As saídas do conversor CC/CC alimentam um único inversor, permitindo assim a conexão de arranjos com

diferentes características elétricas, tecnologias, inclinações ou orientações. Ou seja, há um melhor aproveitamento do estágio de potência (PRIEB, 2011).

O microinversor, também conhecido como Módulo AC, é um desenvolvimento na topologia de inversores com o objetivo de resolver as perdas e desvantagens que ocorrem com os inversores central e *string*. Consiste em um módulo com inversor integrado, o que faz com que cada módulo tenha seu próprio MPPT, injetando a energia para a rede diretamente a partir do microinversor. A sua principal vantagem é diminuir ou eliminar os efeitos de sombreamento na performance de sistemas fotovoltaicos, e também eliminar perdas por *mismatch*. Neste tipo de topologia, se um sombreamento ocorrer em algum módulo, somente este módulo sombreado terá sua performance alterada, não havendo alteração na performance dos outros módulos. Seu *design* é flexível e compacto, podendo ser instalado e operado facilmente. Algumas desvantagens ainda são o alto custo de instalação e *design* de circuito complexo. Entretanto, sua confiabilidade, concepção compacta e viável, máxima energia fornecida, longa vida útil, baixa manutenção e possibilidade de expansão o tornam promissor para uso em sistemas de pequeno e médio porte (DESHPANDE; BHASME, 2017). A Figura 9 apresenta todos os tipos de inversores comentados.

Figura 9 – Diferentes configurações de SFCR.



Fonte: (PRIEB, 2011).

2.3.3.4 Fator de dimensionamento de inversores

Um parâmetro importante relacionado ao desempenho de sistemas fotovoltaicos é o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico. Essa relação é dada pela Equação 6 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$FDI = \frac{P_{nom}(W)}{P_{FV}(W_p)} \quad (6)$$

onde P_{nom} é a potência nominal em corrente alternada do inversor e P_{FV} é a potência de pico do gerador fotovoltaico.

De acordo com estudos realizados na década de 90, inversores dimensionados com uma capacidade inferior à capacidade do gerador fotovoltaico geralmente levam a um melhor desempenho do sistema, principalmente em locais com pouca irradiação. Também, o dimensionamento correto do inversor influencia a eficiência e os níveis de distorção harmônica de corrente do inversor, sendo menos adequados quando estes operam abaixo de 50% da potência nominal (MACÊDO, 2006).

O FDI é dependente do inversor, da tecnologia do módulo, da orientação e inclinação do sistema, da temperatura e da radiação. Estudos mostram que valores recomendados de FDI variam de 0,75 a 0,85, sendo o limite superior 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.3.5 Fator de carregamento do inversor

O Fator de Carregamento do Inversor (FCI) é definido como a relação entre a potência de pico do gerador fotovoltaico e a potência nominal do inversor. Essa relação é dada pela Equação 7 (DESCHAMPS, 2018).

$$FCI = \frac{P_{FV}(W_p)}{P_{nom}(W)} \quad (7)$$

onde P_{nom} é a potência nominal em corrente alternada do inversor e P_{FV} é a potência de pico do gerador fotovoltaico.

Ao se fazer o dimensionamento de um sistema, o mesmo deve ser projetado para que o inversor não seja pouco utilizado, nem muito sobrecarregado. Utilizando-se um inversor de menor capacidade do que o arranjo fotovoltaico, sem impactar na qualidade da energia e na energia gerada, o custo por kWh será menor (NASCIMENTO, 2013).

2.3.4 Qualidade da energia elétrica

Desde a sua descoberta, a qualidade da energia elétrica sempre foi um desafio. Com o aumento do uso de aparelhos elétricos nos últimos anos, a qualidade da energia tornou-se um tema de interesse crescente. Quando um aparelho elétrico é ligado à rede elétrica, a corrente elétrica flui através das impedâncias do sistema de fornecimento, causando uma queda de tensão, que afeta a tensão fornecida ao cliente. Assim, a necessidade de uma boa qualidade de tensão e corrente. A qualidade da tensão é responsabilidade da empresa de distribuição de energia, enquanto a qualidade da corrente elétrica consumida é de responsabilidade do cliente. Os fenômenos eletromagnéticos dos sistemas de energia que afetam a qualidade da energia elétrica das redes de distribuição podem ser divididos em quatro tipos: transitórios, variações de curta duração, variações de longa duração e distorções na forma de onda (ALEXANDER, 2015).

No Brasil, a qualidade da energia elétrica é regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021, que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. No seu módulo 8, o PRODIST aborda os fenômenos associados à qualidade da energia elétrica, sendo divididos em fenômenos de regime permanente, e fenômenos de regime transitório. Os fenômenos de regime permanente incluem variações de tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência. Os fenômenos de regime transitório incluem as variações de tensão de curta duração (ANEEL, 2021).

A Norma ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, estabelece os parâmetros que devem ser observados em relação à qualidade de energia elétrica, sendo eles a tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. A mesma apresenta as faixas de valores em que o sistema pode operar.

2.3.5 Distorções harmônicas

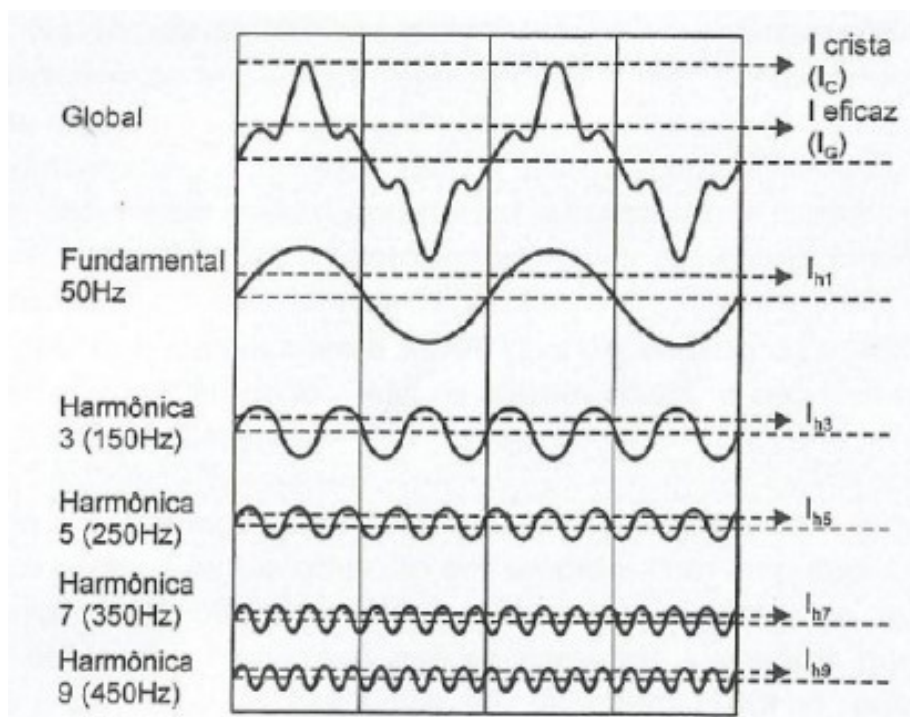
Em teoria, o fornecimento de energia elétrica deveria apresentar uma forma de tensão de onda senoidal perfeita. No entanto, na prática, as concessionárias de energia elétrica enfrentam dificuldades para manter essas condições ideais. A distorção da forma de onda de tensão e corrente em relação à forma de onda senoidal é referida como distorção harmônica. Isso ocorre devido à presença de equipamentos com característica não lineares, como transformadores e lâmpadas fluorescentes, e também componentes de eletrônica de potência. Uma componente harmônica num sistema CA é definida como uma componente senoidal de uma forma de onda periódica cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental do sistema (FEKETE; KLAIC, MAJDANDZIC, 2012). No sistema elétrico brasileiro, as formas de onda de tensão e corrente são sincronizadas a uma frequência de 60 Hz, com as componentes harmônicas sendo múltiplas deste valor. Quando essas grandezas apresentam algum tipo de distorção, as componentes harmônicas são geradas (PUFAL, 2012). A Figura 10 mostra uma corrente global decomposta em suas componentes harmônicas.

A distorção harmônica que surge em sistemas de energia solar fotovoltaicos pode ser resultado de efeitos intrínsecos e extrínsecos. As distorções harmônicas intrínsecas são associadas a falhas no inversor, como componentes e não-linearidades do controlador, imprecisões de medição e resolução limitada de PWM. Já os efeitos extrínsecos referem-se a conexão com uma rede elétrica fraca e distorcida, que acaba afetando a forma de onda de saída do sistema. Quando uma tensão distorcida é detectada no sistema de controle do inversor, ela age como uma perturbação, causando distorções na forma de onda de corrente gerada (ALHAFADHI; TEH, 2020). É necessário que a tensão de saída seja sincronizada com o sinal de tensão da rede, de modo a gerar uma corrente o mais próxima

possível de uma onda senoidal, com baixa distorção harmônica. Porém, isso acaba não ocorrendo de maneira ideal, e em baixa potências há o aparecimento de harmônicas (JUNIOR, 2010).

Para a análise das distorções harmônicas, são utilizados indicadores, sendo os principais deles os seguintes: Distorção Harmônica Total de Tensão (THD_v), Distorção Harmônica Total de Corrente (THD_i), Distorção Harmônica de Tensão Individual (IHD_v) e Distorção Harmônica de Corrente Individual (IHD_i) (SILVA, 2008).

Figura 10 – Decomposição de um sinal distorcido.



Fonte: (MARTINHO, 2009).

A ABNT NBR 16149:2013 estabelece que a distorção total harmônica de corrente para sistemas fotovoltaicos deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Os valores das harmônicas individuais devem estar limitados aos valores da Tabela 2.

Três aspectos devem ser considerados em relação às distorções harmônicas: são considerados um fenômeno de longa duração; quanto maior a ordem harmônica, menor sua intensidade; e harmônicas de ordem ímpar são mais frequentes, mais intensas e, portanto, podem gerar mais problemas. Devido ao fato de serem mais comuns, especialmente em redes trifásicas, as empresas de

distribuição de energia elétrica costumam monitorar harmônicas de 3^a, 5^a, 7^a, 9^a e 13^a ordem, sendo que, acima dessa ordem, a contribuição das harmônicas tende a se tornar desprezível (SILVA, 2008).

Tabela 2 - Limites de distorção harmônica de corrente.

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

Fonte: ABNT, 2013.

A influência das distorções harmônicas nas redes de distribuição pode ter sérias consequências a longo prazo, como: sobrecarga das instalações elétricas e dos elementos do sistema de energia elétrica pelas frequências de ordem superior; aquecimento dos condutores neutro principalmente em relação as harmônicas de ordem 3, já que os condutores neutro não apresentam proteção contra sobrecarga; aquecimento do transformador; interferências em linhas de comunicação; e sobrecarga e condições ressonantes em banco de capacitores (FEKETE; KLAIC, MAJDANDZIC, 2012).

2.3.6 Estado da arte

2.3.6.1 *Qualidade da energia elétrica*

Bogila *et al* (2018) realizaram um estudo na cidade de Sorocaba (SP) com o objetivo de analisar as distorções harmônicas de corrente e tensão em um sistema composto por 4 inversores, totalizando 64 kW. Os resultados mostraram que quanto maior for a corrente fundamental na saída dos inversores, menor serão as distorções harmônicas de corrente. As distorções harmônicas de corrente geralmente começam a aumentar após às 17 horas, quando a geração é baixa (BOGILA *et al*, 2018).

Estudo realizado por Rampinelli e Krenzinger (2011) analisou a distorção harmônica gerada por 10 diferentes modelos de inversores, de 3 diferentes

fabricantes, utilizando um analisador da qualidade de energia. Foram realizadas medidas de tensão e corrente contínua e tensão e corrente alternada. Através das análises realizadas, constatou-se que em potências relativas de 10 a 20%, os níveis de distorção harmônica situaram-se dentro dos estabelecidos pelas normas técnicas. Em potências relativas de 10%, há uma grande contribuição dos harmônicos de ordem 3, 5 e 7 na distorção harmônica total. Os valores de distorção harmônica de corrente podem variar muito entre os fabricantes, mas são fortemente dependentes do nível de carregamento do inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER, 2011).

Schenkel (2015) analisou experimentalmente em laboratório um sistema fotovoltaico composto por um módulo de silício monocristalino de 255 Wp conectado a um microinversor de 215 W durante um período de 5 meses com objetivo de fazer uma análise do comportamento elétrico e energético. Em relação as distorções harmônicas, o estudo mostrou que à medida que o microinversor se aproxima de 50% do seu carregamento, a tendência é que a THDi atenda os limites estabelecidos em norma para a potência nominal do equipamento. Para carregamentos inferiores a 20%, a emissão de correntes harmônicas mostrou-se bem elevada, chegando a 159,40%. Uma forma de minimizar as emissões de harmônicas seria mudando o fator de dimensionamento do inversor (FDI), trabalhando com carregamentos superiores a 30%, evitando a emissão de harmônicas (SCHENKEL, 2015).

Estudo realizado por Rampinelli *et al* (2018), analisou a qualidade da energia elétrica de dois SFCR localizados no sul de Santa Catarina, onde foram coletados dados utilizando um analisador da qualidade de energia. Um sistema era composto por 5 módulos de 250 Wp, totalizando 1,25 kWp, e um inversor de 1,5 kW. O segundo sistema, era composto por 16 módulos fotovoltaicos de 260 Wp, dispostos em duas *strings*, totalizando 4,6 kWp, conectados a um inversor de 3,6 kW. Em relação a THDi, o trabalho mostrou uma forte relação dessa variável com a irradiância incidente sobre os módulos fotovoltaicos, e conseqüentemente, com o carregamento do inversor. Em ambos os sistemas, conforme a potência relativa se afastava da potência nominal, houve um crescimento da THDi. Curvas de tendência foram extrapoladas para um carregamento de 100% do inversor, resultando em uma THDi menor que 5% nos dois sistemas analisados. Em ambos os sistemas, independente da potência relativa, a componente harmônica que apresentou níveis mais elevados foi a de ordem 5 (RAMPINELLI *et al*, 2018).

Em um outro estudo, Leite *et al* (2018) analisaram a qualidade da energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico de 3,38 kWp, conectado a um inversor de 3 kW, localizado na cidade do Rio de Janeiro. Com o auxílio de um analisador da qualidade da energia elétrica, foram realizadas medidas em diferentes potências relativas, analisando a distorção harmônica gerada. Os dados indicaram que em baixas potências relativas, em até 10% da potência nominal do inversor, os valores de distorção harmônica ultrapassaram os valores estabelecidos em norma. Em potências relativas acima de 40%, os valores de distorção harmônica já se encontram dentro dos limites estabelecidos, diminuindo ainda mais conforme a potência relativa vai aumentando (LEITE *et al*, 2018).

Oliveira *et al* (2016) analisaram a interação entre 3 diferentes sistemas fotovoltaicos conectados à rede, localizados no Norte do Brasil. Foram realizadas análises em relação a THD_v e THD_i . O Sistema 1 consistia em 14 módulos de 120 Wp cada, totalizando 1,36 kWp, conectados a um inversor Xantrex de 1 kW. O Sistema 2 era composto por 21 módulos de 80 Wp cada, totalizando 1,68 kWp, conectados a um inversor Sunny Boy (SMA) de 1 kW. Já o Sistema 3, era composto por 10 módulos de 120 Wp cada, totalizando 1,2 kWp, conectados a um inversor CP Eletrônica de 1 kW. Os resultados mostraram que os inversores injetam níveis consideráveis de THD_i quando operam abaixo de sua potência nominal. Para o Sistema 1, com o inversor operando em 50% da potência nominal, o valor de THD_i ficou abaixo de 5%. Para o Sistema 2, quando operando acima de 50% da potência nominal, o valor de THD_i ficou abaixo de 5%. Já para o Sistema 3, somente quando o inversor opera acima de 80% da sua potência nominal, os valores de THD_i ficaram abaixo de 5%. O trabalho mostrou que em baixas potências, inversores injetam um alto valor de harmônicos na rede elétrica, e o valor pode variar bastante conforme o fabricante (OLIVEIRA *et al*, 2016).

Chicco *et al* (2005) analisaram diferentes sistemas fotovoltaicos, com inversores variando de 850 W a 3 kW. Foram coletados dados de THD_i para diferentes dias e cenários. Os resultados indicaram uma forte relação entre THD_i e energia gerada, sendo a THD_i sempre alta em momentos de baixa geração de energia. Os resultados mostraram que para potências relativas inferiores a 10%, os valores de THD_i ficam bem altos, podendo superar 35% (CHICCO *et al*, 2005).

2.3.6.2 Performance de sistemas fotovoltaicos

Famoso *et al* (2015) realizaram estudo com objetivo de comparar a performance entre sistemas fotovoltaicos utilizando inversores *string* e microinversores, com diferentes condições de sombreamento, localizados na Sicília, Itália. Foram coletados dados durante o período de praticamente um ano, onde foram comparados os índices de produtividade (Y_f), índice de produtividade de referência (Y_r) e desempenho global (PR). Os resultados mostraram que o microinversor apresenta uma melhor performance, tanto nas condições de sombreamento como não sombreamento. Comparando sistemas sem sombreamento, com ângulos similares de azimute e inclinação, e quase o mesmo valor de irradiância, os sistemas utilizando microinversores maximizaram a produção de energia (FAMOSO *et al*, 2015).

Deline *et al* (2012) realizaram experimentos para simular situações de sombreamento que poderiam ocorrer em sistemas fotovoltaicos residenciais, com o objetivo de avaliar o impacto em diferentes tipologias de inversores, incluindo inversores *string* e microinversores. Os resultados de desempenho foram ponderados com base em estimativas anuais de sombreamento, com objetivo de comparar as tecnologias. Considerando três diferentes condições de sombreamento, os microinversores tiveram uma produção superior em relação a inversores *string* de 3,7% com sombreamento leve, 7,8% com sombreamento moderado e 12,3% com um forte sombreamento (DELINE *et al*, 2012).

Zheng *et al* (2014) realizaram um estudo simulado com o objetivo de comparar a energia extraída de sistemas fotovoltaicos com diferentes esquemas de conversão, incluindo inversor central, *string* e microinversor. O estudo focou em quanta energia pode ser obtida em sistemas com diferentes condições de sombreamento e como diferentes configurações de diodo *bypass* podem afetar o sistema. Sem sombreamento, foi mostrado que os três esquemas de conversão apresentam o mesmo rendimento. Com sombreamento, e sem diodo *bypass*, o microinversor apresentou o melhor rendimento, enquanto o inversor central apresentou o pior. Foi mostrado também que utilizando diodos *bypass*, a eficiência de um sistema pode melhorar significativamente quando o número de células num diodo é pequeno (ZHENG *et al*, 2012).

Em estudo realizado por Chepp e Krenzinger (2018), foi comparada a potência e a energia gerada por um inversor *string* e microinversores em uma instalação hipotética na cidade de Porto Alegre. A instalação estudada contou com 8 módulos de 60 células em série, divididos em 3 submódulos com 20 células em série e um diodo de *bypass*. A verificação de sombreamento foi realizada com o *SketchUp* e a máxima potência para cada instalação com o programa *Crearray*. O sistema com inversor *string* foi obtido inserindo os 24 módulos em série, obtendo-se a potência para cada intervalo de tempo dos dois dias de estudo. No sistema utilizando microinversores, foi obtida a potência individual de cada módulo, sendo a potência total a soma das potências individuais em cada intervalo de tempo. Foi verificado um aumento na potência do sistema com microinversores nos horários em que houve sombreamento parcial do painel, com um ganho total nos dois dias de cerca de 1% (CHEPP; KRENZINGER, 2018).

Estudo realizado por Mâcedo *et al* (2014) avaliou dados de eficiência e potência de um microinversor de 215 W, instalado em um módulo fotovoltaico de 245 Wp, na cidade de Belém (PA), durante um período de duas semanas. O trabalho mostrou que o inversor apresentou uma eficiência média de 89,7% para carregamentos acima de 30%, mostrando ser uma alternativa para o atendimento de pequenas demandas de energia elétrica (MACÊDO *et al*, 2014).

Harb *et al* (2013) realizaram um estudo comparativo entre inversores *string* e microinversores com objetivo de avaliar a performance, vida útil e custos. O sistema em arranjo *string* era composto por 24 módulos, com duas séries de 12 módulos cada. Já o sistema com microinversor conectou os 24 módulos em paralelo, cada um com seu inversor. Ambos totalizaram um total de 6 kW. Foram utilizados no estudo dados de insolação de 22 anos, para a cidade de Austin, Texas. O sistema utilizando microinversores mostrou um ganho adicional de energia, dando-lhe uma vantagem econômica durante a vida útil esperada do sistema fotovoltaico, principalmente quando leva-se em conta o custo de substituição do inversor *string*, visto que os fabricantes de microinversores fornecem uma garantia de 25 anos, enquanto que para o inversor *string* o tempo máximo de garantia é 10 anos (HARB *et al*, 2013)

Em outro estudo, elaborado por Arráez-Cancelliere, Munoz-Galeano e Lopes-Lezama (2017), foi realizado um estudo técnico e econômico comparando microinversores e inversores *string*, em um sistema modelado de 5,1 kWp. Para realização do estudo, foi utilizado o software PVSOL, considerando os dois sistemas

com os mesmos dados meteorológicos, características dos módulos, orientação e inclinação. O sistema com arranjo em *string* considerou 20 módulos conectados em série, e o sistema com microinversores considerou um equipamento conectado diretamente a cada módulo. Foram avaliados dois cenários: com e sem sombreamento. Nos dois cenários, o sistema com microinversores apresentou uma melhor performance: 5,9% no cenário sem sombreamento e 8% no cenário com sombreamento. Os dois cenários foram comparados utilizando o Custo Nivelado de energia – LCOE (*Levelized Cost of Energy*), mostrando-se vantajoso o sistema com microinversores (ARRÁEZ-CANCELLIERE; MUÑOZ-GALEANO; LOPEZ-LEZAMA, 2017).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo tem como objetivo descrever a metodologia utilizada para tornar possível a comparação entre os dados de qualidade da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos em estudo, assim como os dados de desempenho de cada sistema. O capítulo inicia abordando a descrição e características dos sistemas analisados, assim como a forma de coleta de dados para a realização dos estudos referentes a qualidade da energia elétrica gerada e performance energética. Na sequência, são apresentados os indicadores da qualidade da energia elétrica utilizados para realizar um comparativo entre os sistemas em análise e os indicadores utilizados para analisar o desempenho.

3.1 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Foram analisados três sistemas fotovoltaicos conectados à rede, localizados em diferentes cidades brasileiras, e com diferentes configurações. Os dados para realização do trabalho foram obtidos no período de 2022 a 2024.

O Sistema FV 1 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Santa Rosa do Sul, Santa Catarina, (Latitude 29° 8' 15" S e Longitude 49° 42' 45" W), e teve sua operação iniciada em agosto de 2022. Este sistema é composto por duas *strings* em paralelo, contando cada uma com 7 módulos de 455 Wp conectados em série, totalizando 6,37 kWp, e um inversor *string* com potência nominal de 5 kW. A Figura 11 apresenta o Sistema FV 1.

O Sistema FV 2 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Alpestre, Rio Grande do Sul (Latitude 27° 14' 42" S e Longitude 53° 1' 41" W), com início de operação também em agosto de 2022. Este sistema é composto por 2 subsistemas idênticos, sendo estes denominados subsistemas A e B, cada um sendo constituído por duas *strings* em paralelo, contando cada uma com 7 módulos de 455 Wp conectados em série, totalizando 6,37 kWp, e um inversor *string* com potência nominal de 5 kW. A Figura 12 apresenta uma imagem do Sistema FV 2.

O Sistema FV 3 está instalado no telhado de uma planta piloto bioclimática no campus Araranguá, da Universidade Federal de Santa Catarina (Latitude 28° 56' 54" S e Longitude 49° 29' 53" W), e é composto por dois subsistemas, denominados subsistemas C e D. O subsistema C, com inversor *string*, apresenta uma potência

instalada de 0,99 kWp, sendo composto por 3 módulos, com potência de 330 Wp cada, conectados em série, e 1 inversor, com potência de 1,5 kW. Teve início de operação em dezembro de 2020. O subsistema D, com microinversor, apresenta uma potência instalada de 0,92 kWp, sendo composto por 2 módulos, com potência de 460 Wp e 1 microinversor, com potência de 2 kW. Sua operação teve início em dezembro de 2022. A Figura 13 apresenta uma foto dos sistemas fotovoltaicos instalados no telhado da planta piloto.

Os sistemas FV 1 e 2 apresentam o mesmo modelo de módulo fotovoltaico, inversor, e configuração, sendo diferentes somente na potência total instalada. Sendo assim, os dois apresentam o mesmo valor de FDI, 0,78, e o mesmo valor de FCI, 1,27. Os subsistemas C e D apresentam diferentes modelos de módulos fotovoltaicos, inversor e configuração, sendo diferente também o seu FDI. Para o subsistema C, este valor é de 1,51, e para o subsistema D, o valor é de 2,17. Em relação ao FCI, o subsistema C apresenta um FCI de 0,66, e o subsistema D apresenta um FCI de 0,46. A Tabela 3 apresenta os valores de potência dos módulos fotovoltaicos, potência do inversor, FDI e FCI para todos os sistemas em análise.

Figura 11 – Sistema FV 1 (Santa Rosa do Sul/SC).



Fonte: (NTEEL, 2022).

Figura 12 – Sistema FV 2 (Alprestre/RS).



Fonte: (NTEEL, 2022).

Figura 13 – Sistema FV 3 (Araranguá/SC).



Fonte: (Autor, 2023).

Tabela 3 – Comparativo entre as características de cada sistema analisado.

Sistemas	Módulos (Wp)	Potência total (kWp)	Potência nominal inversor (kW)	FDI	FCI	
Sistema FV 1	455	6,37	5,0	0,78	1,27	
Sistema FV 2	Subsistema A	455	6,37	5,0	0,78	1,27
	Subsistema B	455	6,37	5,0	0,78	1,27
Sistema FV 3	Subsistema C	330	0,99	1,5	1,51	0,66
	Subsistema D	460	0,92	2,0	2,17	0,46

Fonte: elaborado pelo autor.

3.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS SISTEMAS

As Tabelas 4, 5 e 6 apresentam as especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos dos três sistemas em estudo.

Tabela 4 – Especificações dos módulos dos Sistemas FV 1 e 2.

Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS3W-455MS
Potência Máxima (Pmax)	455 Wp
Tensão de Máxima Potência (Vmp)	41,30 V
Corrente de Máxima Potência (Imp)	11,02 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	49,03 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	11,66 A
Eficiência	20,60%
Tipo de Células	Silício monocristalino
Número de Células	144 [2x (12 x 6)] unidades
Dimensões	2108 x 1048 x 40 mm

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 5 – Especificações dos módulos do Sistema FV 3 - Subsistema C.

Fabricante	BYD
Modelo	330 P6C-36
Potência Máxima (Pmax)	330 Wp
Tensão de Máxima Potência (Vmp)	37,16 V
Corrente de Máxima Potência (Imp)	8,88 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	46,98 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	9,31 A
Eficiência	17,00%
Tipo de Células	Silício policristalino
Número de Células	72 (6 x 12) unidades
Dimensões	1962 x 992 x 35 mm

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 6 – Especificações dos módulos do Sistema FV 3 - Subsistema D.

Fabricante	Jinko Solar
Modelo	JKM460-60HL4
Potência Máxima (P _{max})	460 Wp
Tensão de Máxima Potência (V _{mp})	34,20 V
Corrente de Máxima Potência (I _{mp})	13,45 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	41,48 V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	14,01 A
Eficiência	21,32%
Tipo de Células	Tipo P Monocristalino
Número de Células	120 (6 x 20) unidades
Dimensões	1903 x 1134 x 30 mm

Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 7, 8 e 9 apresentam as especificações dos inversores dos sistemas fotovoltaicos em estudo.

Tabela 7 – Especificações dos inversores dos Sistemas FV 1 e 2.

Fabricante	Growatt
Modelo	MIN 5000TL-X
Potência Nominal de Saída	5000 W
Corrente Máxima de Saída	22,7 A
Tensão Nominal/Faixa	230 V/(180-280 V)
Frequência Nominal	60 Hz
Fator de Potência	Unitário
THD	< 3%
Eficiência Máxima	98,40%
Eficiência Europeia	97,50%
Eficiência MPPT	100%
Topologia	<i>Transformerless</i>

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 8 – Especificações do inversor do Sistema FV 3 - Subsistema C.

Fabricante	PHB Solar
Modelo	PHB1500-SS
Potência Nominal de Saída	1500 W
Corrente Máxima de Saída	8,00 A
Tensão Nominal/Faixa	220 V/(176-242 V)
Frequência Nominal	60 Hz
Fator de Potência	Unitário
THD	< 5%
Eficiência Máxima	97%
Eficiência MPPT	> 99,5%
Topologia	<i>Transformerless</i>

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 9 – Especificações do inversor do Sistema FV 3 - Subsistema D.

Fabricante	Deye
Modelo	SUN-2000G
Potência Nominal de Saída	2000 W
Corrente Máxima de Saída	9,6 A
Tensão Nominal/Faixa	220 V/(176-242 V)
Frequência Nominal	50/60 Hz
Fator de Potência	> 0,99
THD	< 3%
Eficiência Máxima	96,5%
Eficiência Europeia	95%
Eficiência MPPT	99%
Topologia	<i>Transformerless</i>

Fonte: elaborado pelo autor.

3.3 COLETA DOS DADOS

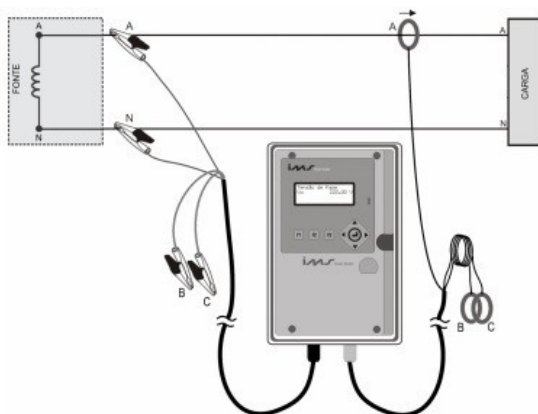
3.3.1 Qualidade da energia elétrica

Todos os sistemas foram analisados em relação à qualidade da energia elétrica na saída dos inversores. Para isso, foram utilizados analisadores da qualidade de energia elétrica, do fabricante IMS, modelo PowerNET P-600 G4. O equipamento está em conformidade com as normas IEC 61000-4-7, ABNT NBR 14519 e ABNT NBR 14520, fornecendo, entre outros, dados de tensão, corrente, frequência, fator de potência, harmônicas de tensão e de corrente. A Figura 14 ilustra os tipos de conexão possíveis do analisador da qualidade de energia utilizado, sendo utilizada neste estudo a conexão do tipo monofásica, e a Tabela 10 apresenta as especificações do analisador.

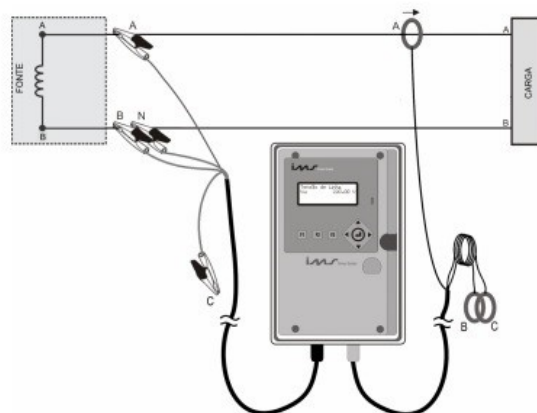
Todas as medidas foram obtidas com intervalos de 1 minuto. Para as análises em relação à qualidade da energia elétrica, foram coletados dados de diversos dias do ano, e realizadas análises pontuais, em dias com grande produção de energia elétrica, buscando comparar períodos em que a energia gerada é máxima, com altas taxas de irradiação, com períodos em que a produção é baixa. Assim, foi possível analisar a produção de distorções harmônicas de corrente em diferentes condições de carregamento dos inversores.

Figura 14 – Tipos de conexão do analisador de energia.

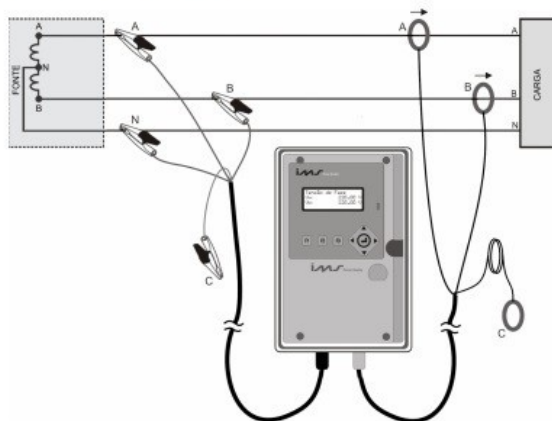
Monofásico



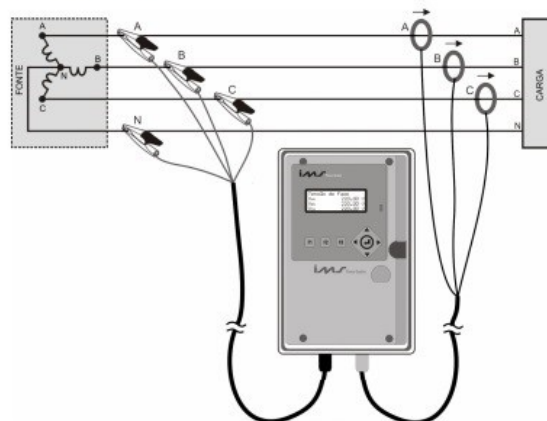
Bifásico sem neutro



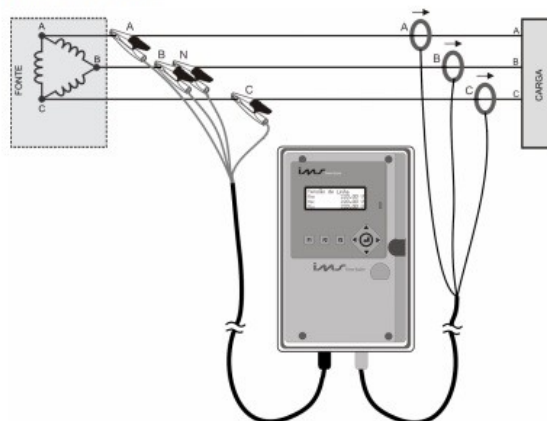
Bifásico com neutro



Estrela a 4 fios



Delta a 3 fios



Fonte: (POWERNET P-600 G4, 2020)

Tabela 10 – Especificações do analisador de energia.

Exatidão	
Tensão	±0,20%
Corrente	±0,20% ± 1% do sensor de corrente
Frequência	±0,01 Hz
Potências	±0,40% ± 1% do sensor de corrente
Fator de Potência	±0,40% ± 1% do sensor de corrente
Harmônicas	±5% - IEC 61000-4-7
Características Elétricas	
Alimentação CA	70 a 300 Vac
Alimentação CC	Sob consulta
Consumo	20 VA
Frequência	50 ou 60 Hz
Indicação de sequência de fase	Sim
Medição de corrente com alicate	
rígido	10/20/200 A
Medição de corrente com sensor	
flexível	1000/3000 A
Medição de tensão	50 a 500 Vac
Medição de massa	16 MB
Tipo de ligação	Delta/Estrela/Monofásico/Bifásico/Bifásico+Neutro/Delta High-Leg
Características Mecânicas	
Dimensões - AxLxP	285 x 208 x 125 mm
Display	4 linhas x 20 colunas (80 caracteres)
Backlight	Sim
Grau de proteção	IP 659
Material construtivo	Termoplástico com alta resistência mecânica, antichama e proteção UV
Peso aproximado	1,6 kg (sem sensores)
Comunicação	
Interface padrão	1 (USB CDC) - mini
Número de portas	Até 4
Protocolo	MODBUS-RTU

Fonte: elaborado pelo autor.

3.3.2 Desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Os fabricantes dos inversores disponibilizam um sistema para monitoramento, onde podem ser obtidos os dados relativos à geração fotovoltaica de cada sistema. Para os sistemas FV 1 e 2, foram utilizados dados relativos à produção diária. Para o sistema FV 3, foram obtidos dados diários, com intervalos de 5 minutos, tanto para o subsistema C como para o subsistema D. Nos dois casos, os dados são apresentados através de planilhas no formato .xlsx. Para o subsistema C, foi possível obter dados de monitoramento durante 12 meses completos, podendo

assim verificar as variações na produção de energia ao longo de ano, e analisar possíveis influências, conforme as estações do ano. Para o subsistema D, devido a problemas na transmissão dos dados, foi possível obter a produção mensal de somente 8 meses. Sendo assim, foi realizada uma análise comparativa de desempenho entre o subsistema C e D para um período de 8 meses.

3.4 INDICADORES DA QUALIDADE DE ENERGIA

Conforme mencionado anteriormente, a análise das distorções harmônicas foi realizada com o auxílio de indicadores, sendo utilizado neste trabalho a THDi e IHDi. As Equações 8 e 9 apresentam esses indicadores.

$$THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}{I_1^2}} \cdot 100\% \quad (8)$$

$$IHD_i = \frac{I_h}{I_1} \cdot 100\% \quad (9)$$

onde:

h = ordem harmônica;

h_{max} = ordem harmônica máxima;

I_h = valor eficaz da corrente de ordem “h”;

I_1 = valor eficaz da corrente fundamental.

A THDi é definida como a composição das harmônicas individuais, expressando o grau de desvio da onda em relação ao padrão ideal, referenciada ao valor da componente fundamental (ABNT, 2013).

3.5 INDICADORES DE DESEMPENHO

Para análise e comparativo entre diferentes sistemas, com diferentes potências, foram utilizados indicadores de desempenho. A Norma IEC 61724-1 (1998) estabelece esses indicadores para quantificar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Para a análise de desempenho dos sistemas apresentados nesta dissertação, foi calculado o índice de produtividade (Y_f).

O índice de produtividade (Y_f) é calculado pela razão entre a potência total produzida pelo sistema pela potência instalada. Representa a produção de energia em um dado período, considerando cada kWh gerado para kWp instalado. Com o auxílio deste indicador, é possível comparar sistemas com diferentes tamanhos. A Equação 10 apresenta o índice de produtividade:

$$Y_f = \frac{E_{CA}}{P_{FV}} \quad (10)$$

onde E_{CA} é a energia entregue à rede, em kWh, e P_{FV} é a potência instalada, em kWp.

Outro indicador calculado para as análises referentes ao desempenho foi o Fator de Capacidade (FC), que é definido pela razão entre a produção atual de energia elétrica e a produção teórica se o sistema operasse 24 horas por dia em sua potência nominal na condição padrão (Irradiância de 1000 W/m² e temperatura de 25°C). O Fator de Capacidade é calculado pela Equação 11 (RAMPINELLI, MARCELINO, GRUBER; 2023):

$$FC = \frac{\int_0^T P_{CA}(t).dt}{\int_0^T P_{STD}(t).dt} \quad (11)$$

onde P_{CA} é a potência entregue para a rede, e P_{STD} é a potência nominal na condição padrão.

3.6 MEDIÇÃO E ORGANIZAÇÃO DOS DADOS

Os parâmetros utilizados para a realização do trabalho foram a corrente gerada na saída dos inversores, a potência total CA na saída dos inversores, e distorções harmônicas de corrente total e individual. Os dados foram obtidos através de um analisador da qualidade de energia e dos sistemas de monitoramento dos inversores.

Os parâmetros medidos foram utilizados para análise dos indicadores de qualidade da energia em relação às distorções harmônicas de corrente e para análise do desempenho dos sistemas.

Para uma melhor otimização dos dados obtidos, os mesmos foram filtrados por horário, sendo considerados como válidos os horários compreendidos entre 6 h e 19 h de cada dia, em razão dos dados fora deste intervalo não apresentarem valores significativos.

4 RESULTADOS E ANÁLISE

Neste capítulo, é apresentada uma análise referente à qualidade da energia elétrica dos sistemas em estudo, assim como uma análise do desempenho energético dos mesmos. São apresentados dados da THDi e componentes harmônicas dos sistemas analisados e dados do índice de produtividade e fator de capacidade, obtidos a partir de grandezas medidas com o analisador de qualidade de energia elétrica, e também grandezas obtidas dos sistemas de monitoramento dos inversores, relativos aos anos de 2022 e 2023.

4.1 ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

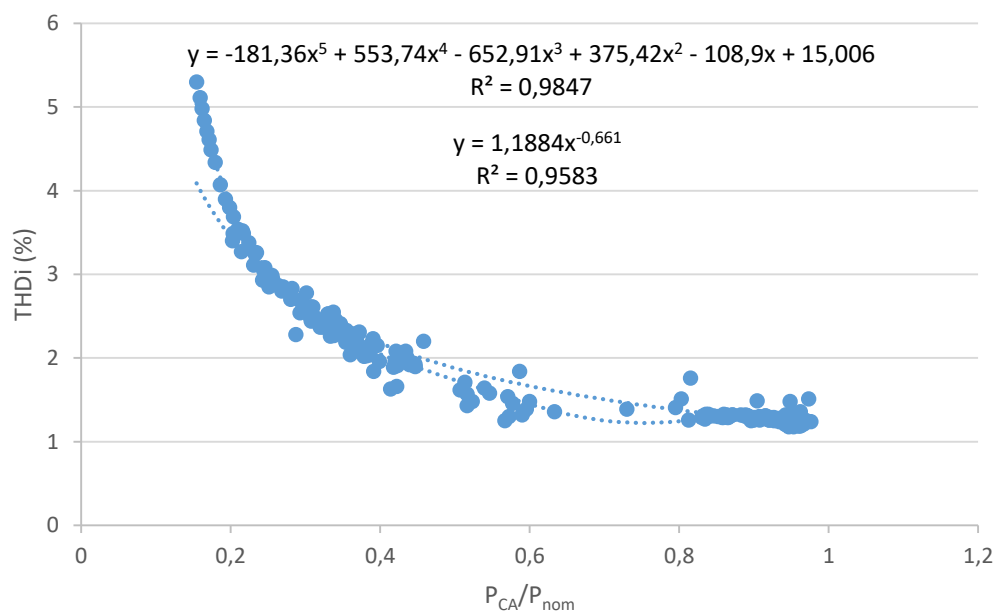
Nesta seção são apresentados resultados da análise da qualidade da energia elétrica dos 3 sistemas fotovoltaicos em estudo. Foram analisados dados de THDi e componentes harmônicas para diferentes potências relativas do inversor, em dias tipicamente ensolarados.

4.1.1 Análise do Sistema Fotovoltaico 1

A Figura 15 apresenta os valores médios de THDi em função da potência relativa do inversor. Conforme mencionado anteriormente, o sistema FV 1 apresenta um valor de FDI de 0,78, dentro dos valores recomendados na literatura, e um valor de FCI de 1,27. Para o sistema em questão, valores com potência relativa acima de 97,5% foram considerados como potência nominal, levando em consideração dados de especificação de potência do inversor. Os dados foram obtidos no dia 8 de março de 2023. Para potências relativas superiores a 20%, os valores de THDi ficaram abaixo de 4%, e para potências relativas superiores a 50% os valores de THDi ficaram abaixo de 2%. Com o inversor operando em potência nominal, os valores de THDi também ficaram abaixo de 2%. Todos os valores ficaram dentro do estabelecido pela norma técnica ABNT NBR 16149:2013. Foram traçadas duas linhas de tendência: uma polinomial de grau 5, e outra de potência, sendo assim também possível extrapolar valores de THDi para diferentes valores de potência relativa. A Figura 16 apresenta os mesmos dados de valores médios de THDi para o dia em estudo, mostrando novamente que todos os valores encontram-se dentro dos

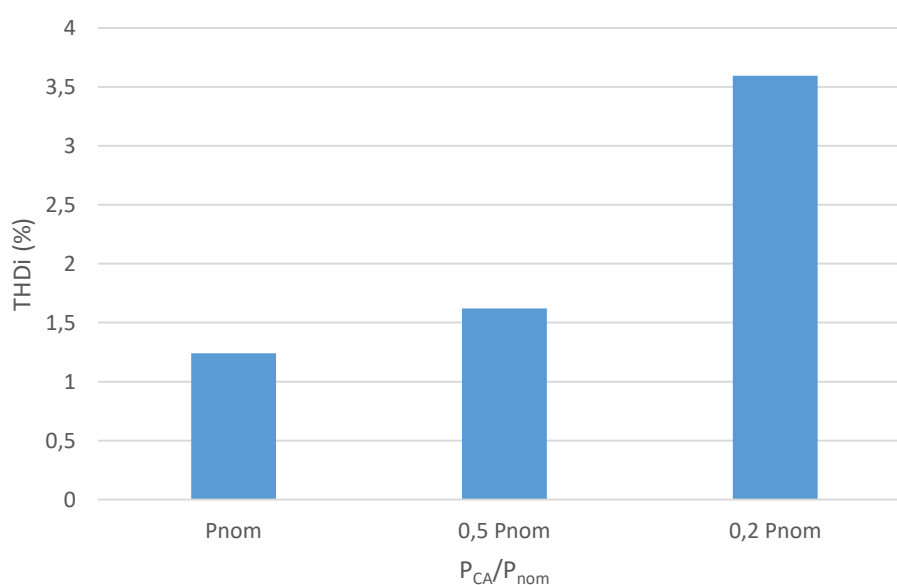
limites estabelecidos. Para valores com potência relativa de 20% da potência nominal, a THDi chega a um valor de 3,60%, ainda dentro dos limites estabelecidos em norma.

Figura 15 – THDi em relação a potência relativa para o Sistema FV 1.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 16 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa para o Sistema FV 1.



Fonte: elaborado pelo autor.

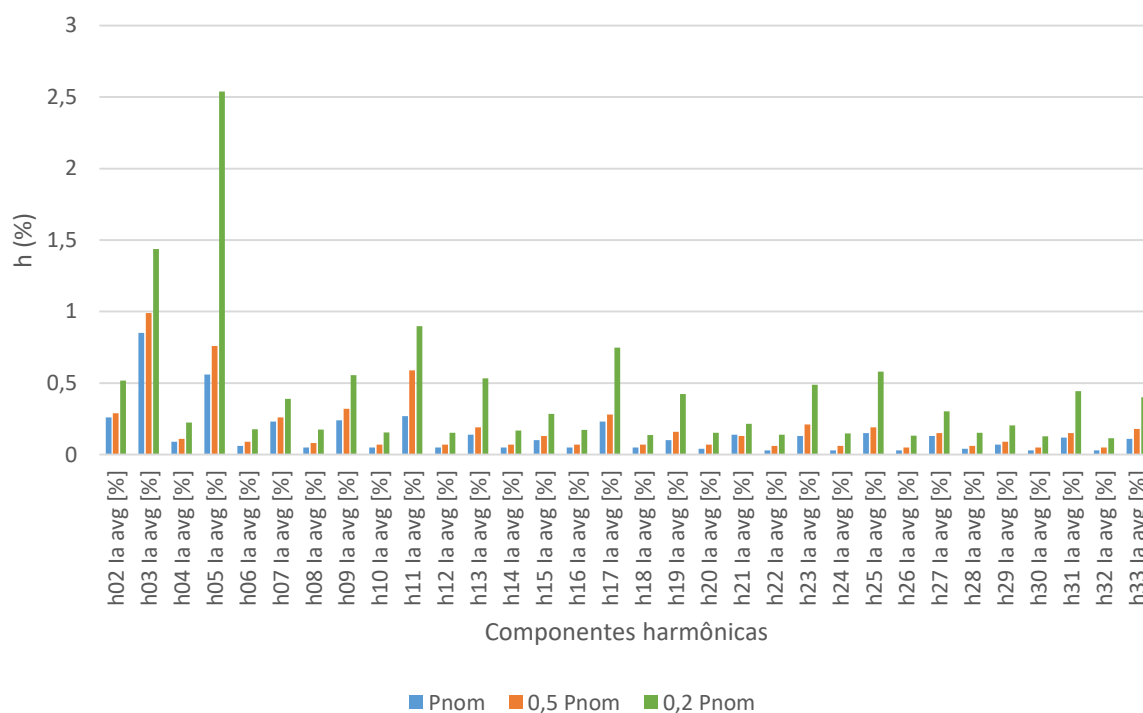
A Figura 17 apresenta as médias das componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20%. As componentes harmônicas com maior influência na distorção total são as de ordem 3 e 5. Com o inversor operando em potência nominal, a principal componente harmônica que mais contribui para a distorção harmônica total é a de ordem 3, chegando a um valor de 0,85%, seguida pela de ordem 5, com um valor de 0,56%. Em potências relativas de 50%, o mesmo padrão é seguido, com a predominância da harmônica de ordem 3, seguida pela harmônica de ordem 5. Em potências relativas de 20%, ocorre uma inversão na predominância das componentes harmônicas com maior participação na distorção harmônica total. A harmônica com maior predominância passa a ser a de ordem 5, com um valor de 2,54%, seguida pela harmônica de ordem 3, com um valor de 1,44%. Todas as componentes, em todas as potências relativas analisadas, ficaram dentro dos limites estabelecidos em norma. Estudo realizado por Vinayagam *et al* (2019) mostrou que, em baixas potências, as harmônicas predominantes foram as de ordem 3, 5, 7, 9, 11 e 13. No sistema em análise, como mencionado, as harmônicas predominantes foram as de ordem 3 e 5, seguidas pelas de ordem 2, 7, 9, 11 e 17. Em estudo realizado por Beliski *et al* (2011), também foi demonstrado que, independentemente do carregamento do inversor, a componente harmônica que apresenta o maior valor é a de ordem 5, seguida pelas de ordem 2 e 3. Segundo Rampinelli *et al* (2023), inversores atuais, com topologia *transformerless*, apresentam uma distorção harmônica total de corrente em potência nominal na faixa de 1%, diferentemente de inversores antigos, com transformadores de alta e baixa frequência, que apresentam valores entre 3 e 4%, em potência nominal (RAMPINELLI *et al*, 2023). Os valores de distorção harmônica para todas as situações apresentadas nas Figuras 17 e 18 são mostrados na Tabela 11. Mesmo com todos os valores estando dentro dos limites estabelecidos pela norma técnica ABNT NBR 16149:2013, é importante frisar que os limites são estabelecidos para situações em que o inversor opera em potência nominal.

Para o sistema em análise, também foram realizadas análises utilizando os dados de potência fornecidos pelo sistema de monitoramento do inversor. Utilizando os dados de potência, em intervalos de 5 minutos, e a linha de tendência traçada com dados de distorção harmônica obtidos com o analisador da qualidade da energia elétrica, foi possível fazer a extrapolação de dados para um gráfico de potência nominal *versus* THDi para um período de 24 h, podendo assim fazer uma

análise para valores com potência nominal de 100% e potências relativas inferiores a 10% do carregamento do inversor. A Figura 18 apresenta este gráfico mostrando o comportamento da THDi durante um dia completo.

Para um carregamento de 100%, o valor de THDi, utilizando a curva de tendência polinomial traçada, seria de 0,99%, seguindo as recomendações da norma técnica em vigor. Para valores de 10% de potência relativa, o valor de THDi seria de 7,27%, casos que ocorreriam normalmente no começo e final do dia, considerando dias ensolarados. Pela análise do gráfico também é possível perceber que em potências relativas inferiores a 20%, a tendência é de um forte crescimento no valor da THDi, podendo este valor ultrapassar 20%, em horários de baixa irradiação, com baixa densidade energética, onde o inversor está praticamente entrando em modo *stand by*.

Figura 17 – Componentes harmônicas individuais em relação a potência relativa para o Sistema FV 1.



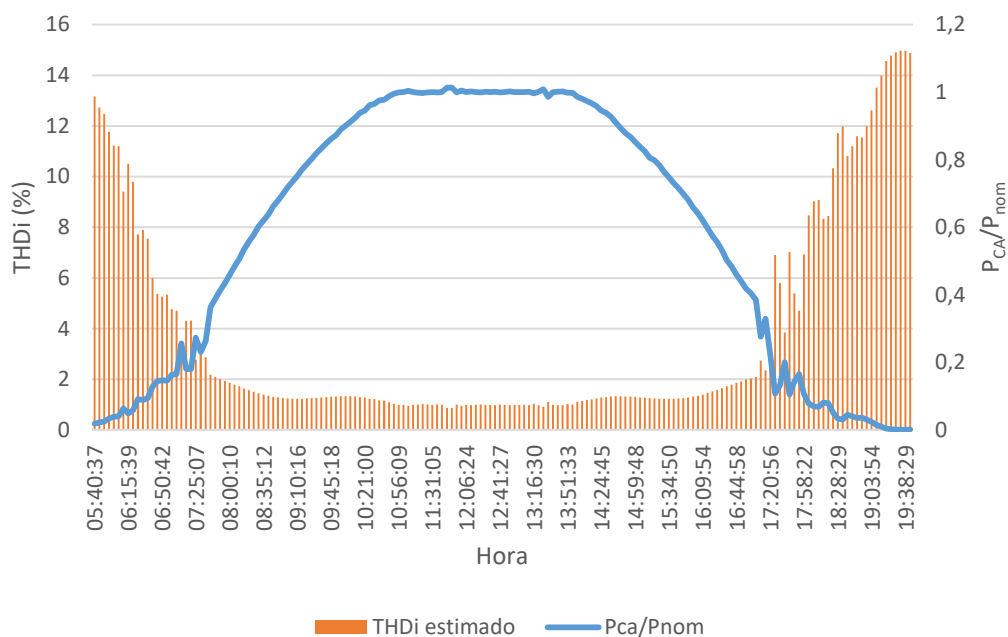
Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 11 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20% para o Sistema FV 1.

	P _{nom}	0,5 P _{nom}	0,2 P _{nom}	Limite ABNT NBR 16149:2013
THD la avg [%]	1,24	1,62	3,60	<5,0
h02 la avg [%]	0,26	0,29	0,52	<1,0
h03 la avg [%]	0,85	0,99	1,44	<4,0
h04 la avg [%]	0,09	0,11	0,23	<1,0
h05 la avg [%]	0,56	0,76	2,54	<4,0
h06 la avg [%]	0,06	0,09	0,18	<1,0
h07 la avg [%]	0,23	0,26	0,39	<4,0
h08 la avg [%]	0,05	0,08	0,18	<1,0
h09 la avg [%]	0,24	0,32	0,56	<4,0
h10 la avg [%]	0,05	0,07	0,16	<0,5
h11 la avg [%]	0,27	0,59	0,90	<2,0
h12 la avg [%]	0,05	0,07	0,15	<0,5
h13 la avg [%]	0,14	0,19	0,53	<2,0
h14 la avg [%]	0,05	0,07	0,17	<0,5
h15 la avg [%]	0,10	0,13	0,29	<2,0
h16 la avg [%]	0,05	0,07	0,17	<0,5
h17 la avg [%]	0,23	0,28	0,75	<1,5
h18 la avg [%]	0,05	0,07	0,14	<0,5
h19 la avg [%]	0,10	0,16	0,42	<1,5
h20 la avg [%]	0,04	0,07	0,15	<0,5
h21 la avg [%]	0,14	0,13	0,22	<1,5
h22 la avg [%]	0,03	0,06	0,14	<0,5
h23 la avg [%]	0,13	0,21	0,49	<0,6
h24 la avg [%]	0,03	0,06	0,15	<0,5
h25 la avg [%]	0,15	0,19	0,58	<0,6
h26 la avg [%]	0,03	0,05	0,13	<0,5
h27 la avg [%]	0,13	0,15	0,30	<0,6
h28 la avg [%]	0,04	0,06	0,15	<0,5
h29 la avg [%]	0,07	0,09	0,21	<0,6
h30 la avg [%]	0,03	0,05	0,13	<0,5
h31 la avg [%]	0,12	0,15	0,44	<0,6
h32 la avg [%]	0,03	0,05	0,12	<0,5
h33 la avg [%]	0,11	0,18	0,40	<0,6

Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 18 – THDi estimado com dados obtidos do sistema de monitoramento do inversor.



4.1.2 Análise do Sistema Fotovoltaico 2

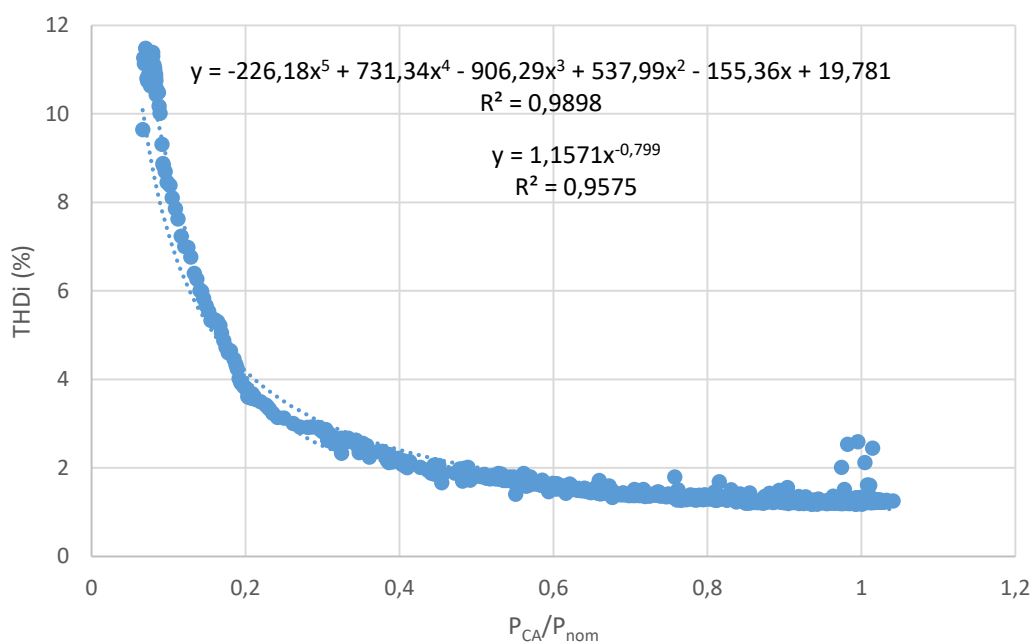
O sistema FV 2 é dividido em dois sistemas idênticos, onde cada um foi analisado separadamente. Os dois subsistemas apresentam o mesmo valor de FDI e FCI do sistema FV 1.

4.1.2.1 Subsistema A

A Figura 19 apresenta a THDi em função da potência relativa. Como no Sistema FV 1, potências relativas acima de 0,975 também foram consideradas como potência nominal. Os dados correspondem a medições realizadas no dia 10 de novembro de 2022. De acordo com o gráfico, para potências relativas superiores a 20% da potência nominal, os valores de THDi ficaram abaixo de 4%, dentro dos limites estabelecidos em norma. Com potências relativas acima de 50%, os valores de THDi ficaram abaixo de 2%, com algumas exceções ultrapassando 2% com potência relativa próxima a nominal, porém ainda dentro dos limites estabelecidos pela norma técnica ABNT NBR 16149:2013. Foram traçadas duas linhas de

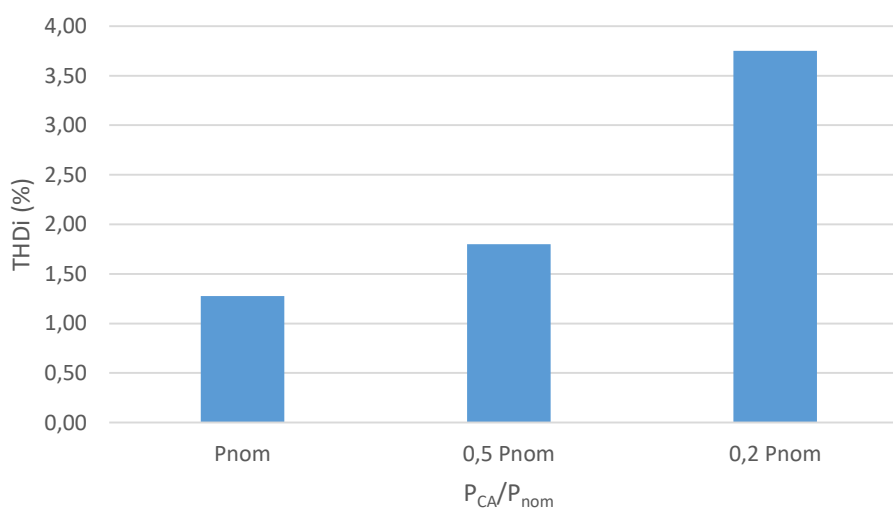
tendência: uma polinomial de grau 5, e outra de potência, sendo assim também possível extrapolar valores de THDi para diferentes valores de potência relativa. A Figura 20 apresenta os mesmos dados de valores médios de THDi para o dia em estudo, também mostrando que todos os valores encontram-se dentro dos limites estabelecidos. Para valores com potência relativa de 20% da potência nominal, a THDi chega a um valor de 3,75%, ainda dentro dos limites estabelecidos em norma.

Figura 19 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema A.



Fonte: elaborado pelo autor.

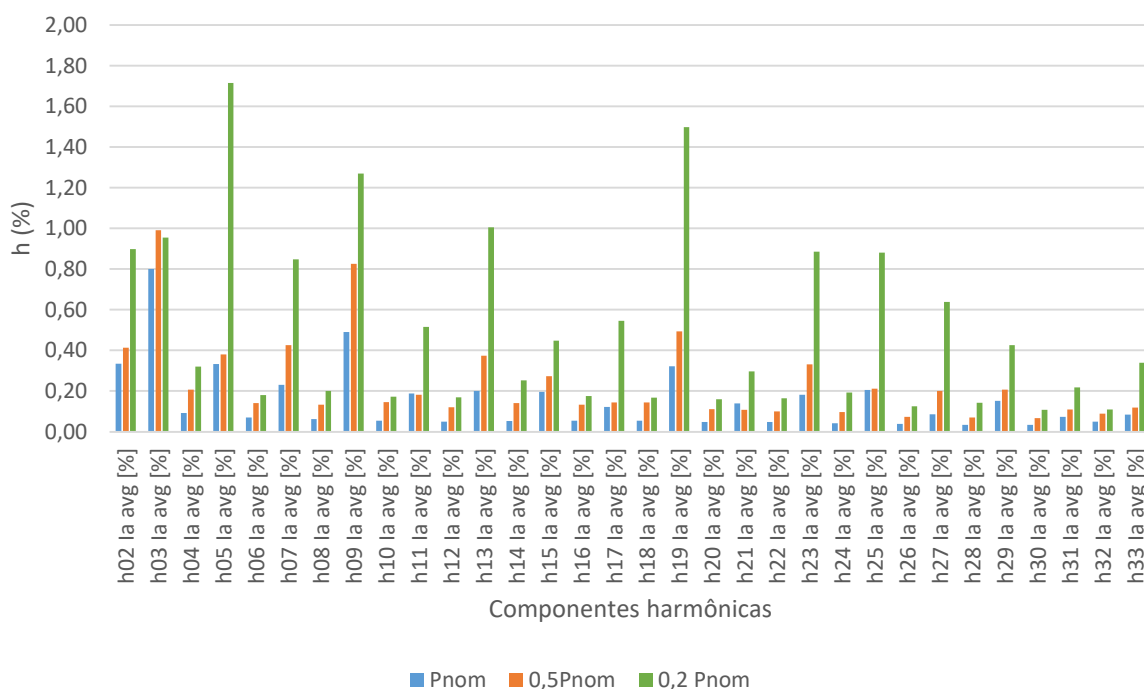
Figura 20 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa para o subsistema A.



Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 21, é possível analisar as médias das componentes harmônicas para as potências relativas de 100%, 50% e 20%. Com o inversor operando em sua potência nominal, as harmônicas com maior participação na distorção total são as de ordem 3 e 9, com a harmônica 3 apresentando um valor de 0,80%, enquanto que a harmônica 9 apresenta um valor de 0,49%. Outras harmônicas com um valor considerável na distorção harmônica total em potência nominal são as de ordem 2, 9 e 19. Em potência relativa de 50%, a harmônica de ordem 3 aparece novamente com a maior participação, 0,99%, seguida pela de ordem 9, com 0,83%. Em potências relativas de 20%, é possível notar o mesmo padrão apresentado no Sistema FV 1, com uma predominância da harmônica de ordem 5 na distorção harmônica total. Como já mencionado anteriormente em outros estudos, há um certo padrão nas componentes harmônicas com maior participação na distorção total. Na Tabela 12 é possível analisar todos os valores de distorção harmônica para o subsistema A, nas potências relativas analisadas.

Figura 21 – Componentes harmônicas individuais em relação a potência relativa para o subsistema A.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20% para o subsistema A.

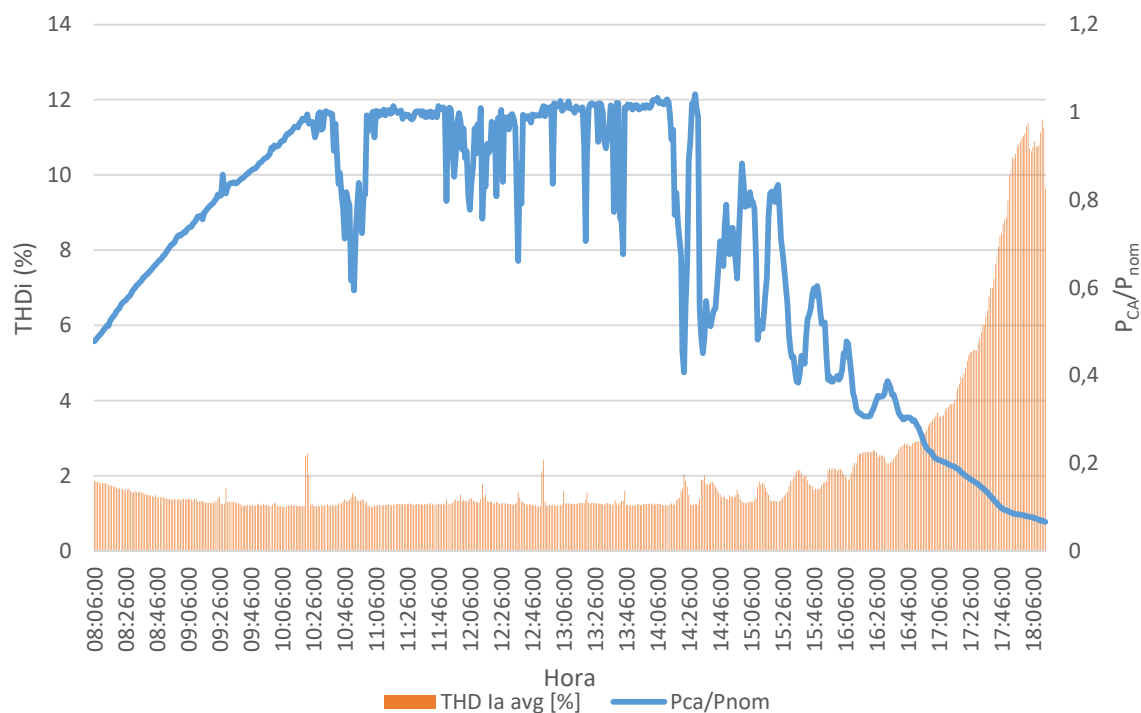
	Pnom	0,5 Pnom	0,2 Pnom	Limite ABNT NBR 16149:2013
THD la avg [%]	1,28	1,80	3,75	<5,0
h02 la avg [%]	0,33	0,41	0,90	<1,0
h03 la avg [%]	0,80	0,99	0,96	<4,0
h04 la avg [%]	0,09	0,21	0,32	<1,0
h05 la avg [%]	0,33	0,38	1,72	<4,0
h06 la avg [%]	0,07	0,14	0,18	<1,0
h07 la avg [%]	0,23	0,43	0,85	<4,0
h08 la avg [%]	0,06	0,13	0,20	<1,0
h09 la avg [%]	0,49	0,83	1,27	<4,0
h10 la avg [%]	0,06	0,15	0,17	<0,5
h11 la avg [%]	0,19	0,18	0,52	<2,0
h12 la avg [%]	0,05	0,12	0,17	<0,5
h13 la avg [%]	0,20	0,37	1,01	<2,0
h14 la avg [%]	0,05	0,14	0,25	<0,5
h15 la avg [%]	0,20	0,27	0,45	<2,0
h16 la avg [%]	0,05	0,13	0,18	<0,5
h17 la avg [%]	0,12	0,14	0,55	<1,5
h18 la avg [%]	0,05	0,14	0,17	<0,5
h19 la avg [%]	0,32	0,49	1,50	<1,5
h20 la avg [%]	0,05	0,11	0,16	<0,5
h21 la avg [%]	0,14	0,11	0,30	<1,5
h22 la avg [%]	0,05	0,10	0,17	<0,5
h23 la avg [%]	0,18	0,33	0,89	<0,6
h24 la avg [%]	0,04	0,10	0,19	<0,5
h25 la avg [%]	0,20	0,21	0,88	<0,6
h26 la avg [%]	0,04	0,07	0,13	<0,5
h27 la avg [%]	0,09	0,20	0,64	<0,6
h28 la avg [%]	0,03	0,07	0,14	<0,5
h29 la avg [%]	0,15	0,21	0,43	<0,6
h30 la avg [%]	0,03	0,07	0,11	<0,5
h31 la avg [%]	0,07	0,11	0,22	<0,6
h32 la avg [%]	0,05	0,09	0,11	<0,5
h33 la avg [%]	0,08	0,12	0,34	<0,6

Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 22 apresenta a evolução da THDi durante um dia ensolarado, com dados obtidos do analisador da qualidade da energia. É possível observar pelo gráfico que para horários com baixa irradiação, como no final da tarde, onde a potência relativa fica abaixo de 10%, os valores de THDi ultrapassam 10%, chegando a um valor máximo de 11,48%. Conforme demonstrado também por Fekete *et al* (2012), é possível notar que a emissão de correntes harmônicas em

sistemas fotovoltaicos é fortemente dependente da potência fornecida. Em momentos de alta geração de energia, tem-se baixos valores de harmônicas.

Figura 22 – Evolução diária da THDi em relação a potência relativa.

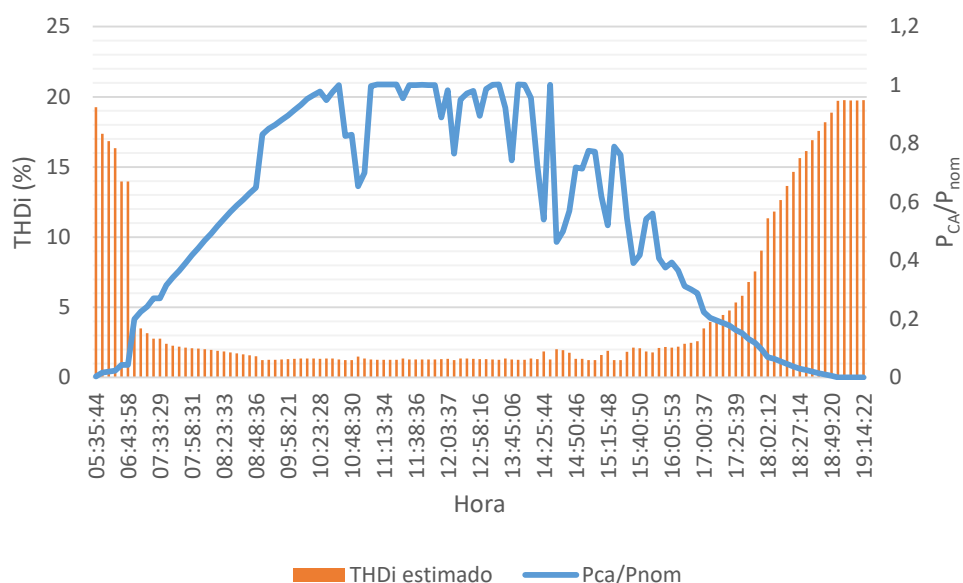


Fonte: elaborado pelo autor.

Para este subsistema, também foram realizadas análises utilizando os dados de potência fornecidos pelo sistema de monitoramento do inversor, gerados com intervalos de 5 minutos. Foi utilizada a linha de tendência polinomial traçada com os dados obtidos do analisador da qualidade da energia, fazendo assim uma extrapolação de dados de potência nominal *versus* THDi para um dia inteiro. Assim, foi possível analisar valores referentes a THDi para potência nominal e potências inferiores a 10% do carregamento do inversor. A Figura 23 apresenta este gráfico.

Para o momento onde o inversor opera com 100% de sua potência, a THDi estimada ficou em 1,28%, dentro do limite estabelecido na norma técnica em vigor. Em valores de 10% de potência relativa, o valor de THDi seria de 8,79%. É possível observar também pelo gráfico que para potências relativas inferiores a 20%, há um aumento considerável nos valores de distorção harmônica.

Figura 23 – THDi estimado com dados obtidos do sistema de monitoramento do inversor



Fonte: elaborado pelo autor.

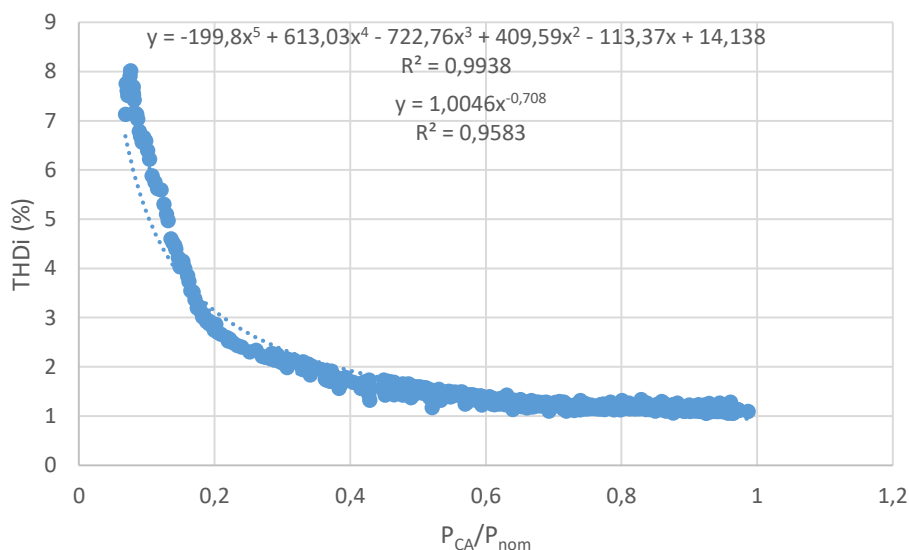
4.1.2.2 Subsistema B

O subsistema B tem exatamente as mesmas especificações que o subsistema A, e está instalado no mesmo local, com as mesmas condições de inclinação e orientação. A Figura 24 apresenta a sua curva THDi em função da potência relativa, conforme realizado nas análises anteriores. Potências relativas acima de 0,975 foram consideradas como potência nominal. Os dados correspondem a medições realizadas no dia 10 de novembro de 2022. Analisando o gráfico, para potências relativas superiores a 20% da potência nominal, todos os valores de THDi ficaram abaixo de 4%, dentro dos limites estabelecidos em norma. Para potências relativas superiores a 50%, os valores de THDi ficam abaixo de 2%. Como nos casos anteriores, também foram traçadas duas linhas de tendência: uma polinomial de grau 5, e outra de potência, sendo assim também possível extrapolar valores de THDi para diferentes valores de potência relativa. A Figura 25 mostra, em forma de colunas, os valores médios de THDi para as potências relativas analisadas. Mesmo trabalhando em 20% da potência nominal, os valores de THDi ainda encontram-se abaixo do valor estabelecido em norma, sendo neste caso 2,8%.

A Figura 26 apresenta graficamente as médias das componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20%. As componentes

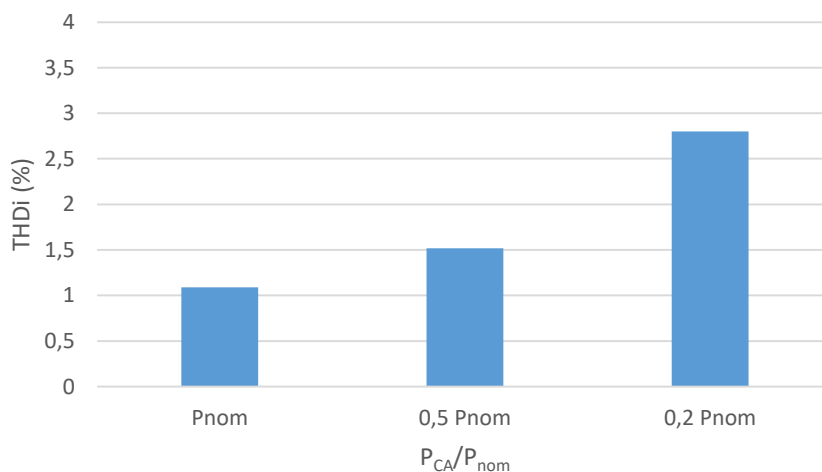
harmônicas com maior influência na distorção total são a de ordem 3, 7 e 9, com o inversor trabalhando em potência nominal. A harmônica de ordem 3 apresenta um valor de 0,84%, e as de ordem 7 e 9 apresentam um valor de 0,28%. Em potência relativa de 50%, a harmônica de ordem 3 aparece novamente com a maior participação, de 0,95%, seguida pela de ordem 9, com 0,53%. Em baixas potências, de 20%, pode-se notar novamente que a componente harmônica com maior participação na distorção total é a de ordem 5. Na tabela 13 são apresentados todos os valores de distorção harmônica para o subsistema B.

Figura 24 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema B.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 25 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa.



Fonte: elaborado pelo autor.

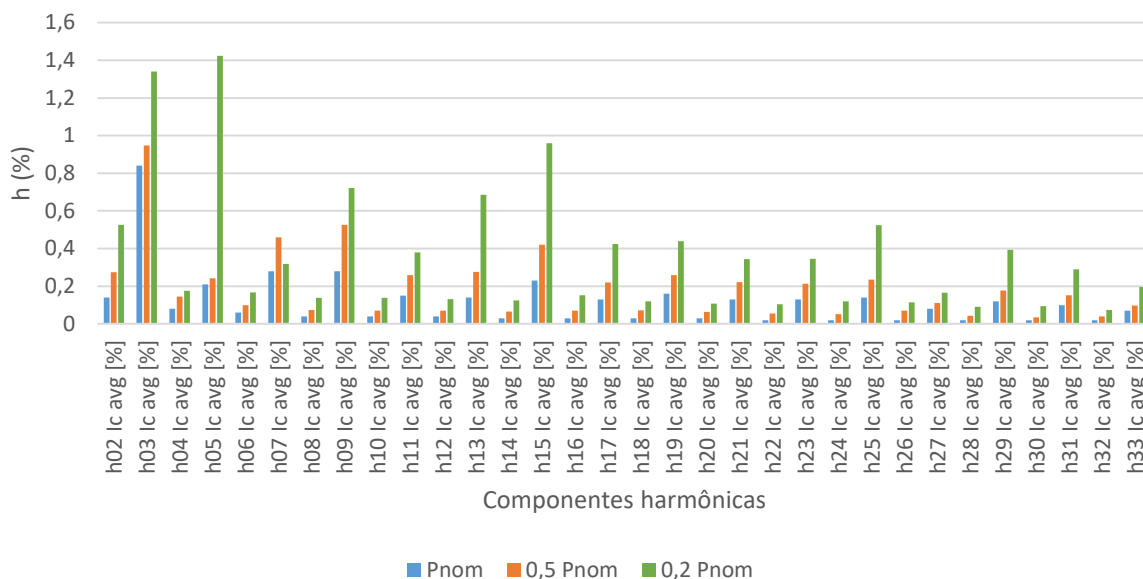
Tabela 13 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20% para o subsistema B.

	Pnom	0,5 Pnom	0,2 Pnom	Limite ABNT NBR 16149:2013
THD lc avg [%]	1,09	1,52	2,80	<5,0
h02 lc avg [%]	0,14	0,27	0,53	<1,0
h03 lc avg [%]	0,84	0,95	1,34	<4,0
h04 lc avg [%]	0,08	0,15	0,18	<1,0
h05 lc avg [%]	0,21	0,24	1,42	<4,0
h06 lc avg [%]	0,06	0,10	0,17	<1,0
h07 lc avg [%]	0,28	0,46	0,32	<4,0
h08 lc avg [%]	0,04	0,07	0,14	<1,0
h09 lc avg [%]	0,28	0,53	0,72	<4,0
h10 lc avg [%]	0,04	0,07	0,14	<0,5
h11 lc avg [%]	0,15	0,26	0,38	<2,0
h12 lc avg [%]	0,04	0,07	0,13	<0,5
h13 lc avg [%]	0,14	0,28	0,69	<2,0
h14 lc avg [%]	0,03	0,07	0,12	<0,5
h15 lc avg [%]	0,23	0,42	0,96	<2,0
h16 lc avg [%]	0,03	0,07	0,15	<0,5
h17 lc avg [%]	0,13	0,22	0,42	<1,5
h18 lc avg [%]	0,03	0,07	0,12	<0,5
h19 lc avg [%]	0,16	0,26	0,44	<1,5
h20 lc avg [%]	0,03	0,06	0,11	<0,5
h21 lc avg [%]	0,13	0,22	0,34	<1,5
h22 lc avg [%]	0,02	0,06	0,10	<0,5
h23 lc avg [%]	0,13	0,21	0,35	<0,6
h24 lc avg [%]	0,02	0,05	0,12	<0,5
h25 lc avg [%]	0,14	0,23	0,52	<0,6
h26 lc avg [%]	0,02	0,07	0,11	<0,5
h27 lc avg [%]	0,08	0,11	0,17	<0,6
h28 lc avg [%]	0,02	0,04	0,09	<0,5
h29 lc avg [%]	0,12	0,18	0,39	<0,6
h30 lc avg [%]	0,02	0,03	0,09	<0,5
h31 lc avg [%]	0,1	0,15	0,29	<0,6
h32 lc avg [%]	0,02	0,04	0,07	<0,5
h33 lc avg [%]	0,07	0,10	0,20	<0,6

Fonte: elaborado pelo autor.

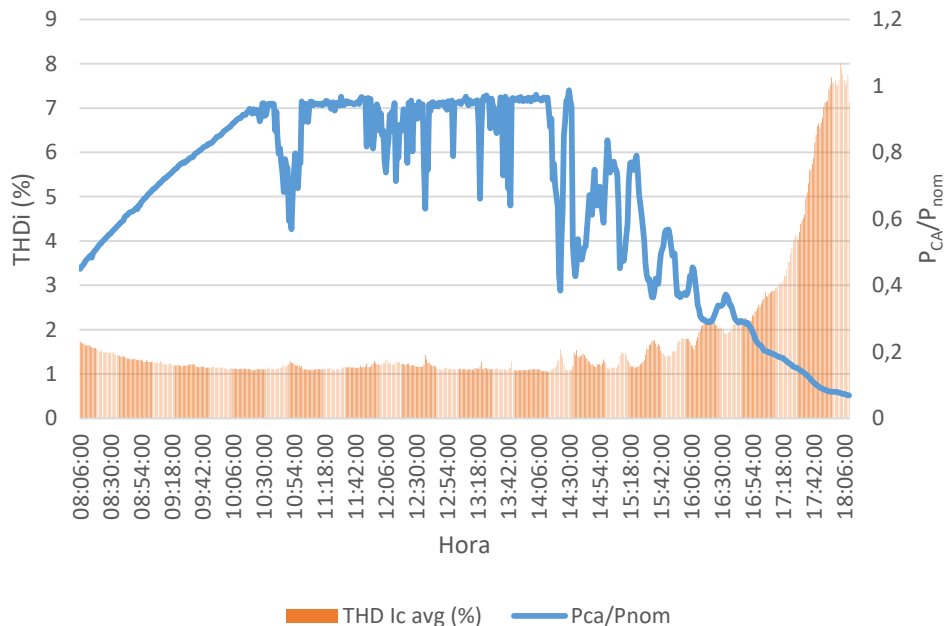
A Figura 27 apresenta a relação entre a THDi e a potência relativa para o dia em análise. Em horários de baixa irradiação, pode-se perceber altos valores de THDi, chegando a um máximo de 8,01%. Conforme mencionado anteriormente, a emissão de harmônicas em sistemas fotovoltaicos é fortemente dependente da potência fornecida, com altos valores de harmônicas em momentos de baixa geração.

Figura 26 – Componentes harmônicas em relação a potência relativa para o subsistema B.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 27 - Evolução diária da THDi em relação a potência relativa.

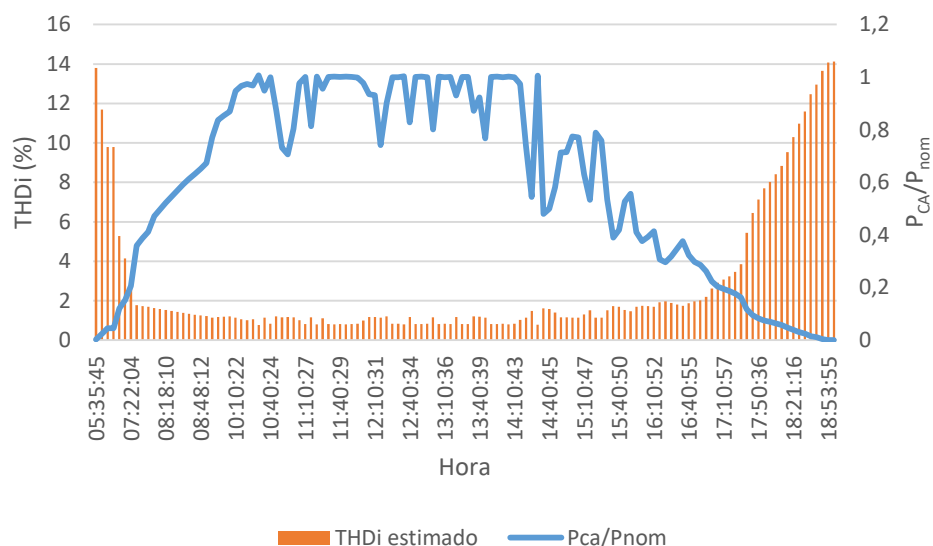


Fonte: elaborado pelo autor.

Também foram realizadas análises utilizando os dados de potência fornecidos pelo sistema de monitoramento do inversor, obtidos com intervalos de 5 minutos. Foi utilizada a linha de tendência polinomial traçada com os dados obtidos do analisador da qualidade da energia, fazendo assim uma extrapolação de dados

de potência nominal *versus* THDi para um dia inteiro (24 h). Assim, foi possível analisar valores referentes a THDi para potência nominal e potências inferiores a 10% do carregamento do inversor. A Figura 28 apresenta este gráfico.

Figura 28 – THDi estimado com dados obtidos do sistema de monitoramento do inversor.



Fonte: elaborado pelo autor.

Com o inversor trabalhando com 100% da sua potência nominal, o valor de THDi estimado ficou em 0,83. Já para o caso em que o subsistema opera com 10% da sua potência nominal, o valor de THDi estimado foi de 6,23. O gráfico segue a mesma tendência dos casos analisados anteriormente, com o valor de THDi aumentando consideravelmente com a diminuição da potência.

4.1.3 Análise do Sistema Fotovoltaico 3

O sistema FV 3 é dividido em dois sistemas com diferentes características, onde cada um foi analisado separadamente.

4.1.3.1 Subsistema C

A Figura 29 apresenta a THDi em função da potência relativa para o subsistema C, referente aos dias 20, 21 e 22 de maio de 2022. O subsistema C

apresenta um alto FDI (1,51) e um baixo FCI (0,66). O máximo valor de potência registrado foi de 798,6 W, correspondendo a 53,2 % da potência nominal. De acordo com o gráfico, pode-se perceber que a potência fica na faixa de 20 a 50% da potência nominal do inversor. Conforme mencionado anteriormente, inversores operando em baixa potência, acabam gerando maiores distorções harmônicas por dificuldades de encontrar o ponto de máxima potência. O valor de R^2 obtido foi de 0,8054, ou seja, a precisão dos dados extrapolados a partir da curva obtida tem uma precisão de 80,54%. Com o inversor operando na máxima potência obtida, citada anteriormente, o valor de THDi apresentado foi de 7,38%. Novamente, é importante frisar que este valor de THDi foi registrado com o inversor operando com 53,2% da sua potência nominal, e a norma ABNT NBR 16149:2013 estabelece limites de 5% para THDi com inversores operando em potência nominal. Através do gráfico também foi traçada uma linha de tendência exponencial, sendo assim possível extrapolar valores de THDi para diferentes potências relativas.

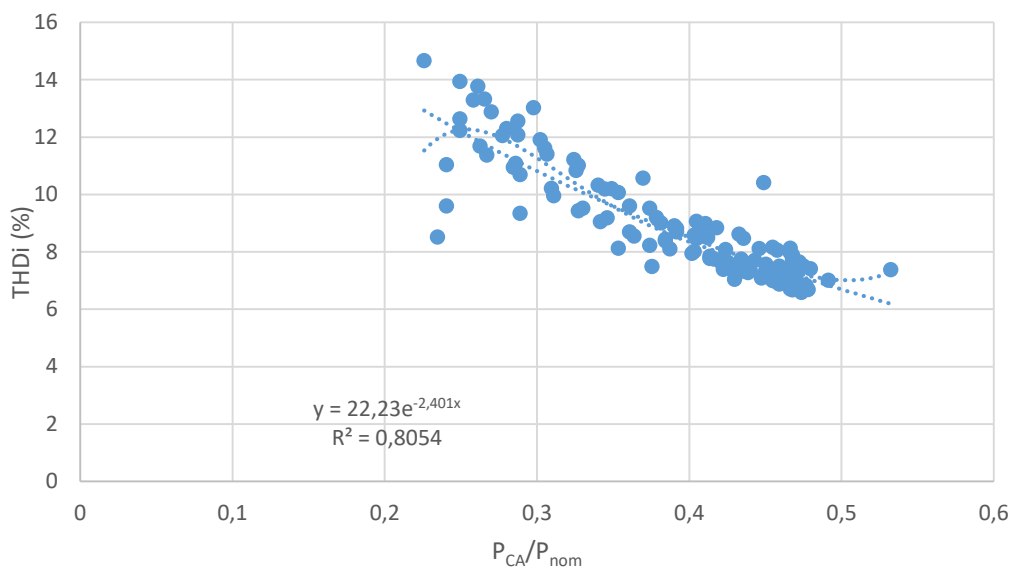
A Figura 30 apresenta os mesmos dados de valores médios de THDi para o dia em estudo, para a máxima potência registrada, para a potência relativa de 50%, e para a potência relativa de 30%.

A Figura 31 apresenta as médias das componentes harmônicas para a máxima potência obtida, e para as potências relativas de 50 e 30%. Com o inversor operando em sua máxima potência encontrada (798,6 W), as componentes harmônicas com maior participação na distorção total foram as de ordem 3, 5, 7 e 9, com valores respectivos de 2,15%, 4,32%, 4,93% e 1,52%. Com o inversor operando com 50% da potência nominal, as componentes harmônicas com maior participação na distorção total foram as de ordem 3, 5 e 7, com valores respectivos de 1,99%, 4,12% e 4,65%. Já com o inversor operando com 30% da sua potência nominal, as componentes harmônicas com maior participação na distorção total foram as de ordem 3, 5, e 7, com valores respectivos de 3,79%, 6,67% e 8,81%. Nas 3 condições de potência analisada, a harmônica de grau 3 ainda ficou dentro dos limites estabelecidos, mesmo com o inversor não operando na sua potência nominal. A Tabela 14 apresenta os valores da distorção harmônica total e das componentes harmônicas para os gráficos apresentados.

Com a linha de tendência exponencial obtida, também foram realizadas extrapolações, utilizando dados de potência obtidos do sistema de monitoramento do inversor, podendo assim traçar um gráfico de potência nominal *versus* THDi,

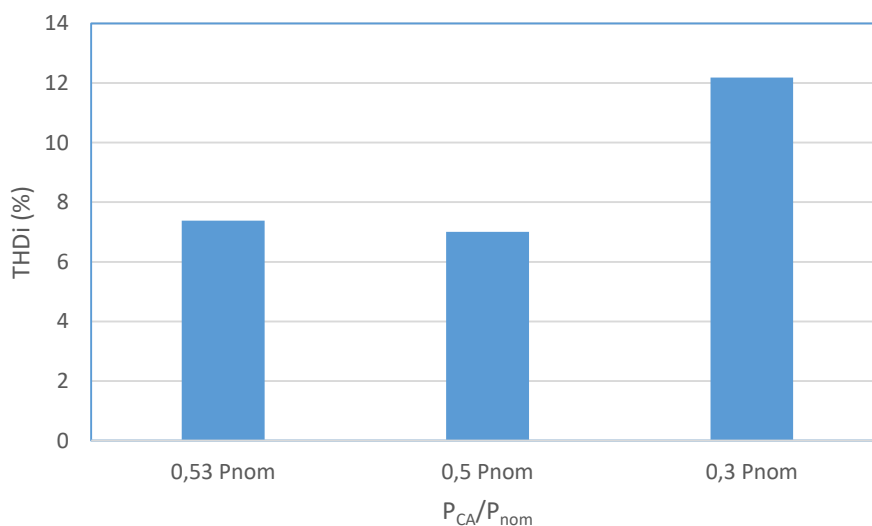
possibilitando assim analisar como o sistema se comportaria durante um dia completo de operação. A Figura 32 apresenta este gráfico.

Figura 29 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema C.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 30 – Valores médios de THDi em relação a potência relativa

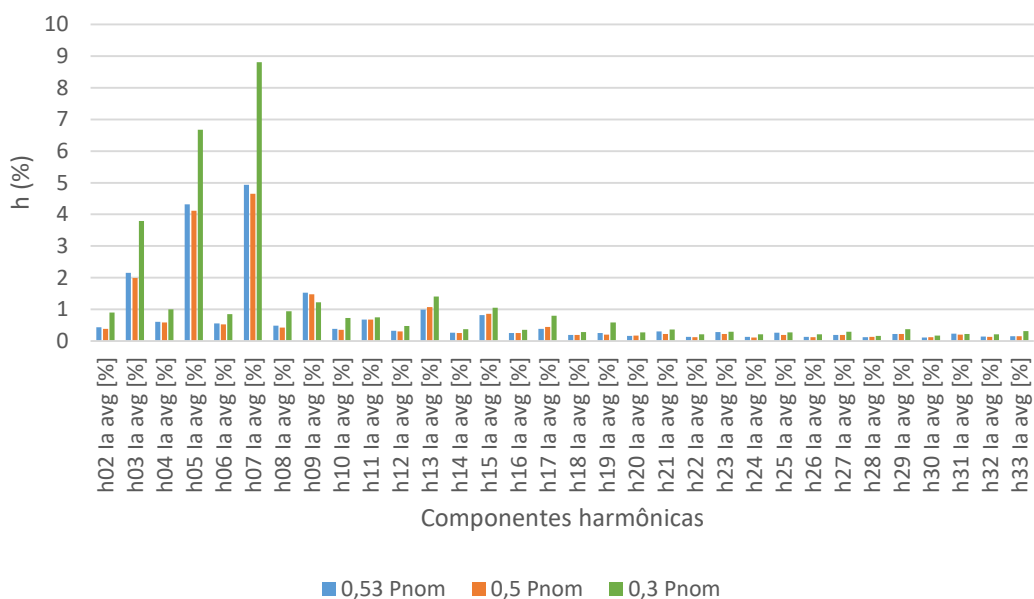


Fonte: elaborado pelo autor.

Também foi possível extrapolar dados para diferentes potências relativas, através da curva de ajuste exponencial obtida, analisando assim o comportamento do sistema em potências relativas de 20% e 100%. Para o sistema operando em

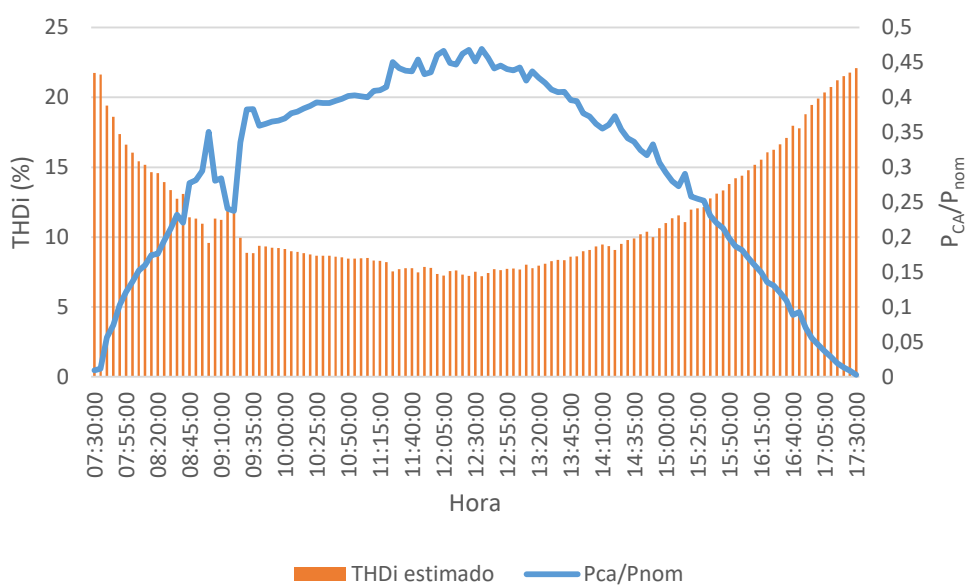
20% da potência nominal, o valor de THDi seria de 13,75%. Já para o sistema operando com 100% da sua potência nominal, este valor seria de 2,01%, dentro dos limites estabelecidos em norma.

Figura 31 – Componentes harmônicas em relação a potência relativa para o subsistema C.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 32 – THDi estimado com dados obtidos do sistema de monitoramento do inversor.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 14 – Valores médios de THDi e suas componentes harmônicas para a máxima potência registrada e para as potências relativas de 50% e 30% para o subsistema C.

	0,53 Pnom	0,5 Pnom	0,3 Pnom	Limite ABNT NBR 16149:2013
THD la avg [%]	7,38	7,01	12,18	<5,0
h02 la avg [%]	0,43	0,38	0,90	<1,0
h03 la avg [%]	2,15	1,99	3,79	<4,0
h04 la avg [%]	0,6	0,58	1,00	<1,0
h05 la avg [%]	4,32	4,12	6,67	<4,0
h06 la avg [%]	0,55	0,52	0,85	<1,0
h07 la avg [%]	4,93	4,65	8,81	<4,0
h08 la avg [%]	0,48	0,42	0,94	<1,0
h09 la avg [%]	1,52	1,47	1,22	<4,0
h10 la avg [%]	0,38	0,35	0,72	<0,5
h11 la avg [%]	0,68	0,68	0,75	<2,0
h12 la avg [%]	0,32	0,3	0,47	<0,5
h13 la avg [%]	0,99	1,07	1,40	<2,0
h14 la avg [%]	0,26	0,25	0,37	<0,5
h15 la avg [%]	0,82	0,86	1,05	<2,0
h16 la avg [%]	0,25	0,25	0,35	<0,5
h17 la avg [%]	0,38	0,44	0,79	<1,5
h18 la avg [%]	0,19	0,19	0,28	<0,5
h19 la avg [%]	0,25	0,2	0,58	<1,5
h20 la avg [%]	0,16	0,17	0,27	<0,5
h21 la avg [%]	0,3	0,22	0,36	<1,5
h22 la avg [%]	0,13	0,12	0,21	<0,5
h23 la avg [%]	0,28	0,22	0,29	<0,6
h24 la avg [%]	0,13	0,11	0,21	<0,5
h25 la avg [%]	0,26	0,19	0,27	<0,6
h26 la avg [%]	0,13	0,12	0,21	<0,5
h27 la avg [%]	0,19	0,19	0,29	<0,6
h28 la avg [%]	0,12	0,13	0,16	<0,5
h29 la avg [%]	0,22	0,22	0,37	<0,6
h30 la avg [%]	0,11	0,12	0,17	<0,5
h31 la avg [%]	0,23	0,2	0,22	<0,6
h32 la avg [%]	0,14	0,13	0,21	<0,5
h33 la avg [%]	0,15	0,15	0,31	<0,6

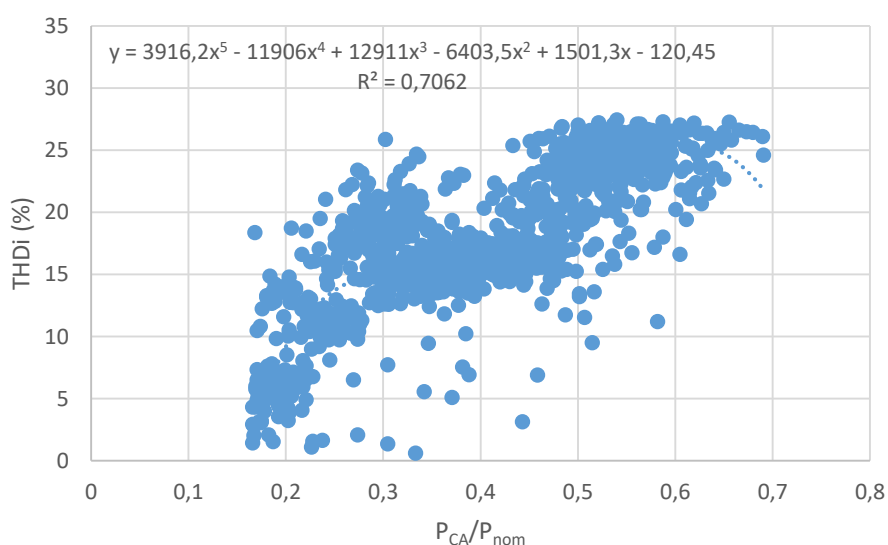
Fonte: elaborado pelo autor.

4.1.3.2 Subsistema D

O subsistema D apresenta o maior FDI (2,17) e o menor FCI (0,46) entre os sistemas analisados. Foram realizadas medidas de THDi em diferentes períodos do ano, e em todos eles, não foi possível encontrar uma tendência entre os valores de distorção harmônica medidos. A Figura 33 mostra os valores de THDi relativos ao

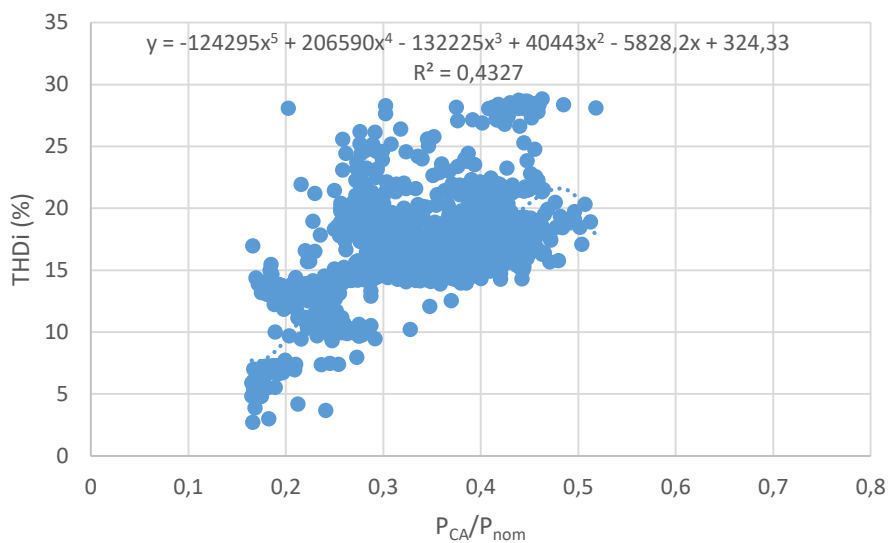
período de 03 de janeiro de 2023 à 06 de janeiro de 2023. Pelo gráfico, é possível perceber que os valores são bem dispersos, mostrando inclusive uma tendência de aumento nos valores de THDi com o aumento da potência relativa. A Figura 34, com os dados relativos ao período de 16 à 19 de maio de 2023, e a Figura 35, com os dados relativos ao período de 15 à 16 de agosto de 2023, apresentam o mesmo comportamento. Segundo Chicco (2009), inversores trabalhando em baixa potência, com valores de aproximadamente 20% da nominal, acabam gerando maiores distorções harmônicas devido ao MPPT do inversor não conseguir encontrar o ponto de máxima eficiência para produzir uma forma de onda de saída senoidal. Também segundo Macêdo (2006), a eficiência e os níveis de distorção harmônica de corrente de um inversor variam com o carregamento, sendo menos adequados quando os mesmos operam abaixo de 50% da potência nominal (MACÊDO, 2006). Outro ponto importante a ser destacado, é sobre a tecnologia dos dispositivos de chaveamento utilizados em inversores atuais. Essas tecnologias ainda apresentam limitações técnicas, que acabam contribuindo para a propagação de distorções harmônicas. As distorções harmônicas ocorrem principalmente devido à natureza da estratégia de modulação empregada (PWM, SPWM), e também são influenciadas pelos baixos níveis de irradiação, que afetam a potência de carregamento dos inversores (CASTRO, 2019).

Figura 33 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema D para o período de 03 à 06 de janeiro de 2023.



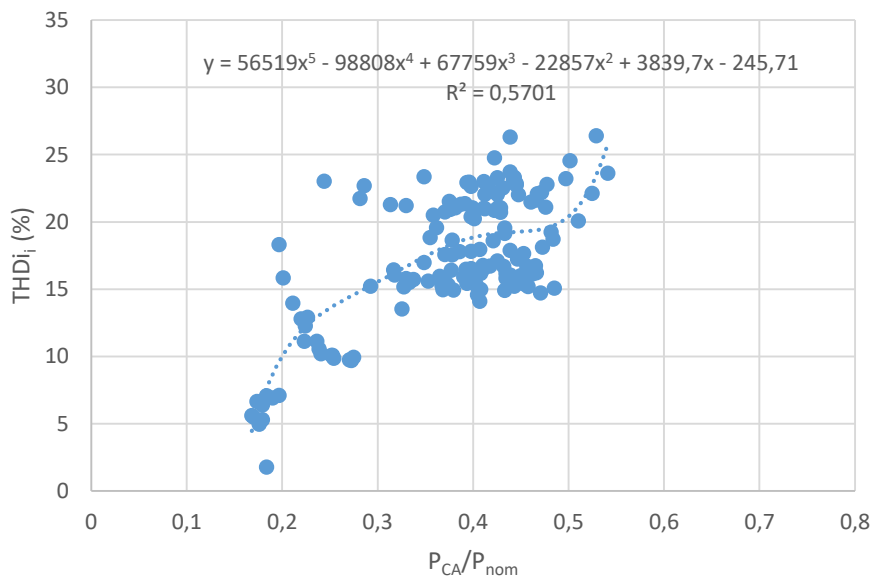
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 34 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema D para o período de 16 à 19 de maio de 2023.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 35 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema D para o período de 15 à 16 de agosto de 2023.



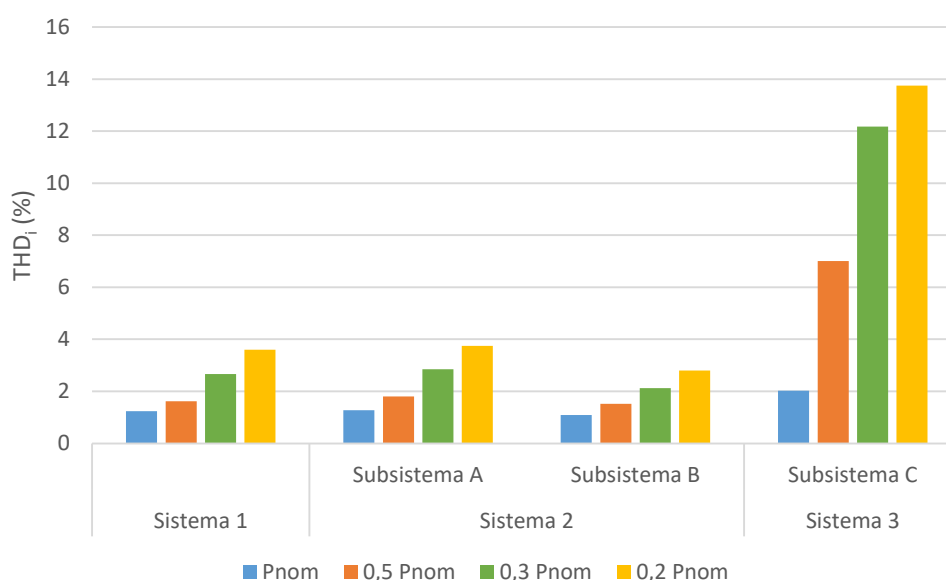
Fonte: elaborado pelo autor.

4.1.4 Análise comparativa dos sistemas

4.1.4.1 Análise da distorção harmônica total

A Figura 36 apresenta um gráfico de barras comparando a THDi para todos os sistemas em análise em relação a potência nominal, e potências relativas de 50%, 30% e 20%. No caso do Sistema FV 3, a análise foi realizada somente em relação ao subsistema C, visto a falta de padrão encontrada nos valores de THDi do subsistema D. Os dados relativos a potência nominal e potência relativa de 20% para o subsistema C foram extrapolados utilizando as curvas de tendência obtidas na Figura 30. Nos sistemas FV 1 e 2, mesmo em baixas potências relativas, os valores de THDi não ultrapassaram 4%. Já para o Sistema FV 3, neste caso analisando especificamente o subsistema C, que apresenta um baixo FCI e alto FDI, os valores de de THDi se mostraram mais elevados. Para o valor extrapolado, com o sistema operando em potência nominal, o valor de THDi ficou dentro do estabelecido em norma. Em potências relativas mais baixas, os valores de THDi acabaram sendo superiores aos limites tolerados. Conforme mencionado anteriormente, isso pode ocorrer devido à dificuldade dos inversores encontrarem o MPPT quando operam em baixa potência, principalmente em potências relativas abaixo de 50%.

Figura 36 – Comparação entre a THDi dos sistemas analisados.

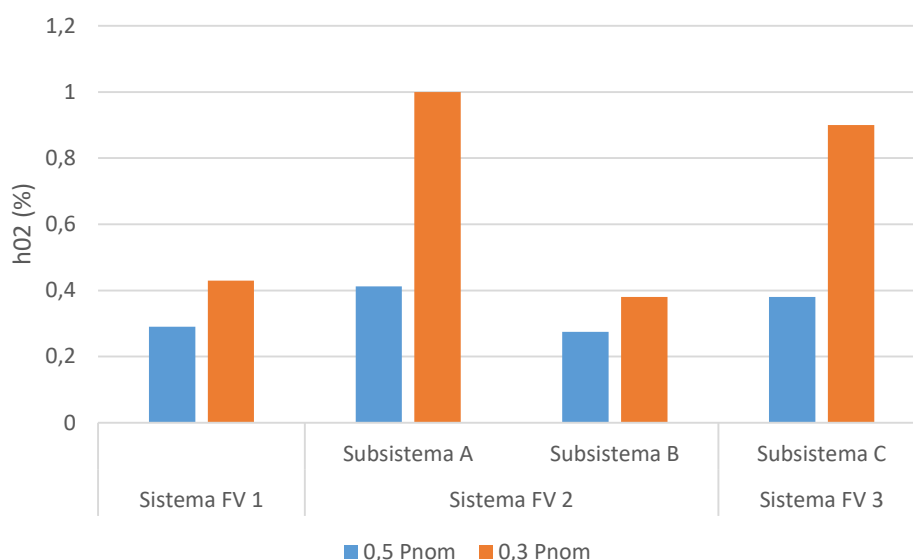


Fonte: elaborado pelo autor.

4.1.4.2 Análise das harmônicas individuais

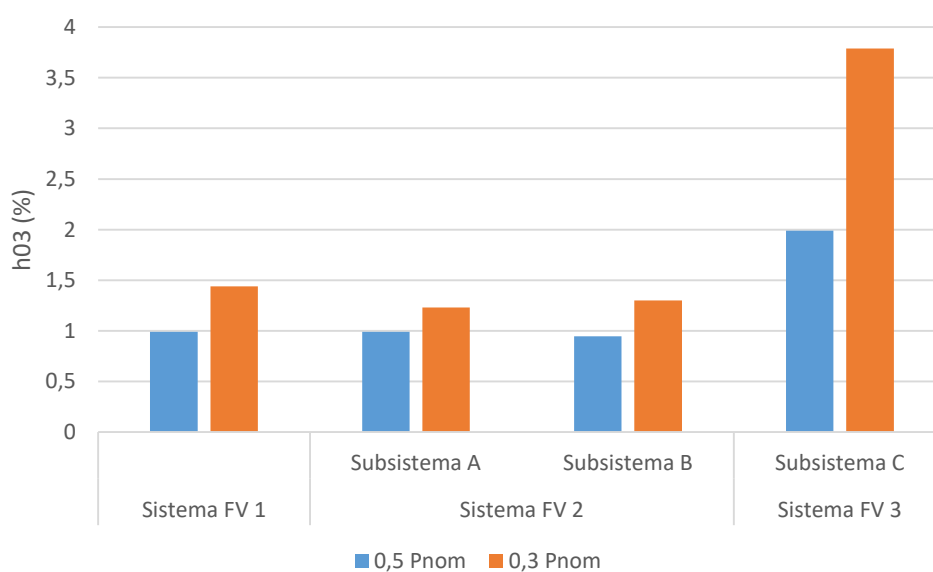
As Figuras 37, 38, 39, 40, e 41 apresentam em gráficos de barras um comparativo entre as principais harmônicas individuais responsáveis pela distorção harmônica total dos sistemas analisados, para as potências relativas de 50% e 30%.

Figura 37 – Comparação entre a 2ª harmônica dos sistemas analisados.



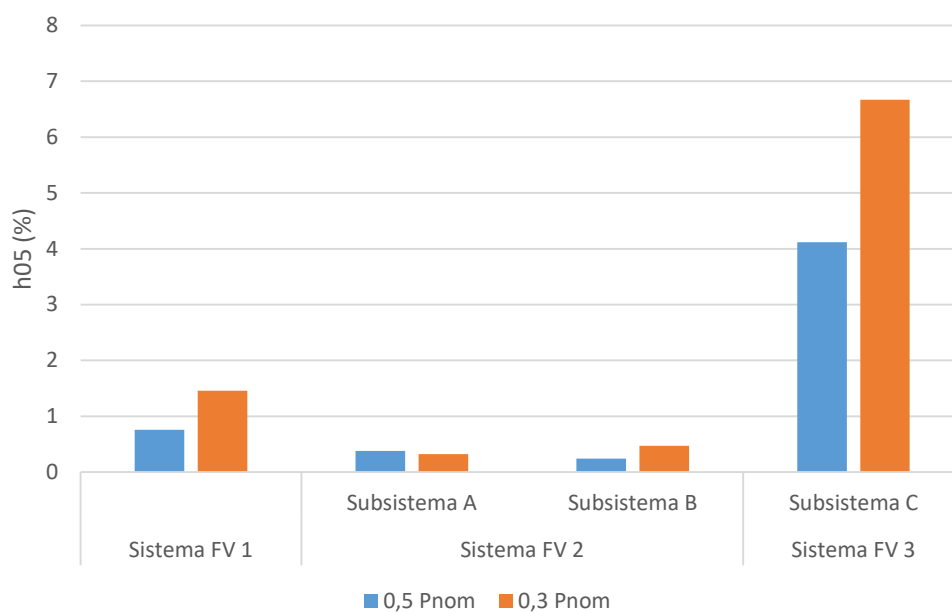
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 38 – Comparação entre a 3ª harmônica dos sistemas analisados.



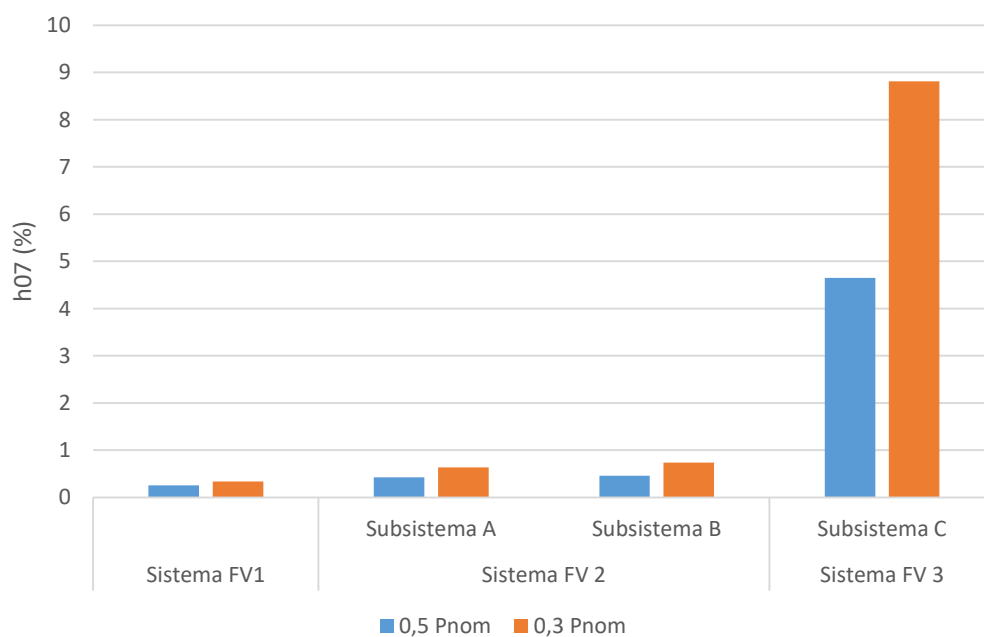
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 39 – Comparação entre a 5ª harmônica dos sistemas analisados.



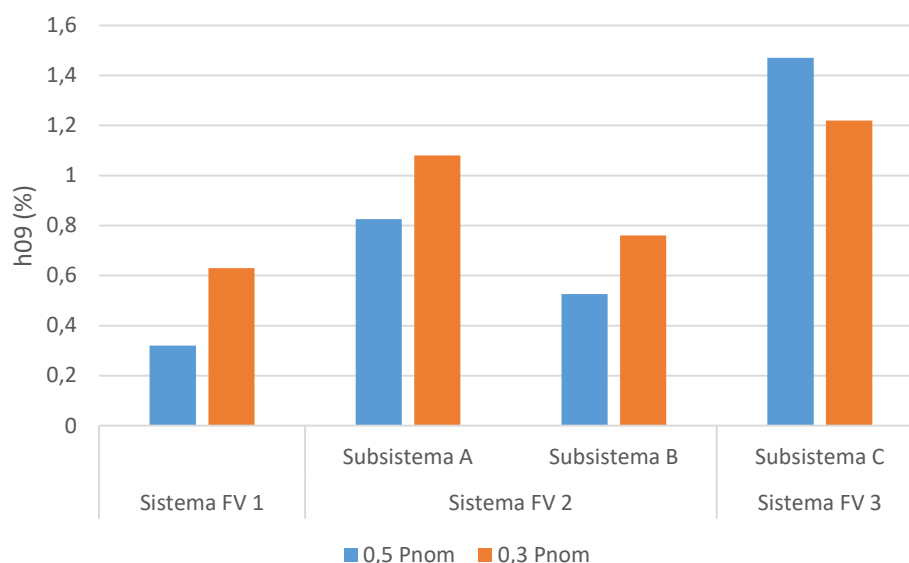
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 40 – Comparação entre a 7ª harmônica dos sistemas analisados.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 41 – Comparação entre a 9ª harmônica dos sistemas analisados.



Fonte: elaborado pelo autor.

Em todos os gráficos, é possível observar a clara diferença entre os harmônicos gerados para os Sistemas FV 1 e 2, que apresentam um valor de FDI dentro dos limites considerados ideais, em relação ao Sistema FV 3, que apresenta alto FDI, e logo, um baixo carregamento do inversor. Resultado semelhante também foi observado por Beliski *et al* (2018), que mostra que tanto as harmônicas individuais como a THDi tem uma forte relação com a utilização do inversor, ou seja, quanto mais próximo do valor nominal de operação o inversor está trabalhando, menor será a geração de harmônicas.

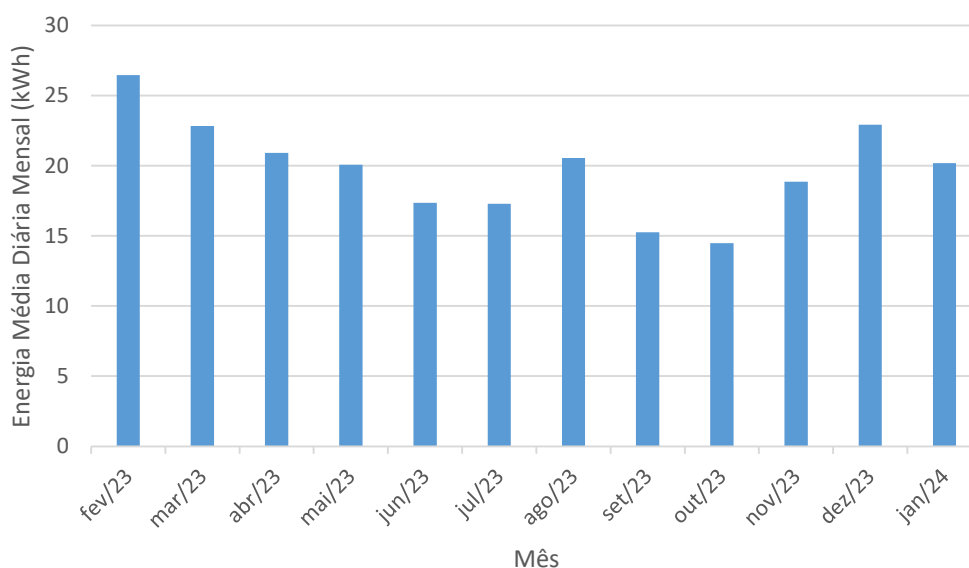
4.2 ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO

Nesta seção são apresentados os indicadores referentes ao desempenho energético dos 3 sistemas fotovoltaicos em estudo. Foram analisados dados de geração de energia elétrica, em diferentes períodos, obtidos do sistema de monitoramento dos inversores.

4.2.1 Análise do Sistema Fotovoltaico 1

A Figura 42 apresenta os valores médios diários mensais de energia elétrica do Sistema FV 1, entre o período de fevereiro de 2023 a janeiro de 2024.

Figura 42 – Energia elétrica média diária mensal do Sistema FV 1.

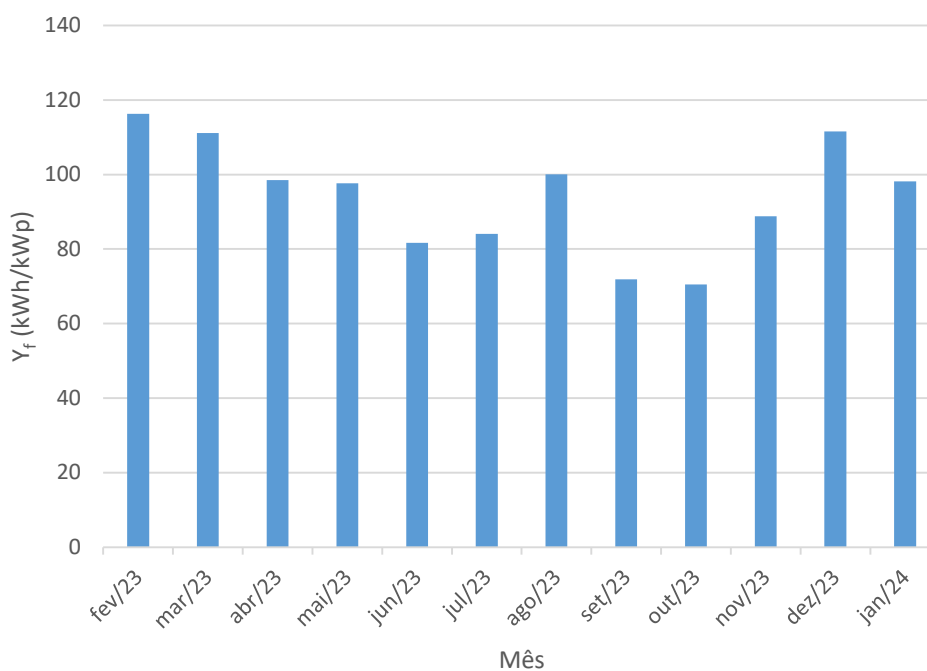


Fonte: elaborado pelo autor.

Pelo gráfico, é possível observar que a maior geração de energia elétrica ocorre nos meses de verão, sendo registrados os maiores valores no mês de fevereiro de 2023, com uma geração total de 740,90 kWh, e uma média de 26,46 kWh/dia. O mês de menor geração de energia elétrica foi o mês de outubro de 2023, com um valor de 449,10 kWh, e uma média de 14,49 kWh/dia. Isso representa uma queda de 39,38% na energia elétrica gerada entre os dois meses. O mês de agosto, apesar de ser um mês de inverno, apresentou um valor superior de geração de energia elétrica, com 637,1 kWh. Considerando todo o período analisado, a geração total de energia elétrica foi de 7199,70 kWh, com uma média de 19,76 kWh/dia.

Para o sistema em análise, também foi calculado o Índice de Produtividade (Y_f). O mês que apresentou o maior índice de produtividade foi o mês de fevereiro de 2023, com um valor de 116,31 kWh/kWp, e o mês com o menor valor foi o mês de outubro de 2023, com um valor de 70,50 kWh/kWp. Considerando todo o período analisado, de fevereiro de 2023 a janeiro de 2024, o índice de produtividade total foi de 1130,25 kWh/kWp. O Fator de Capacidade médio de todo o período analisado foi de 12,93%. A Figura 43 apresenta o gráfico do índice de produtividade e a Tabela 15 apresenta os valores de energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 1.

Figura 43 – Índice de produtividade do Sistema FV 1.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 15 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 1.

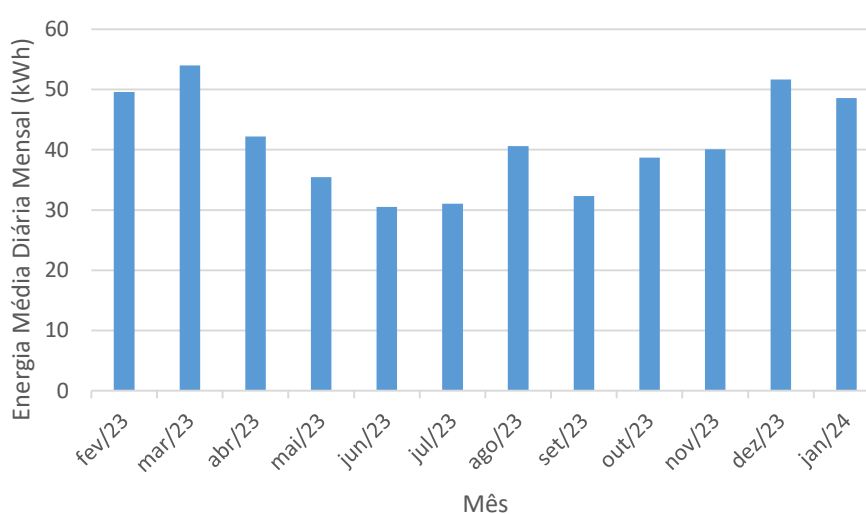
Mês	Energia elétrica entregue à rede (kWh)	Y _f (kWh/kWp)	Energia Média Diária Mensal (kWh)	CF (%)
fev/23	740,90	116,31	26,46	17,31
mar/23	707,70	111,10	22,83	14,93
abr/23	627,20	98,46	20,91	13,68
mai/23	622,00	97,65	20,06	13,12
jun/23	520,40	81,70	17,35	11,35
jul/23	535,70	84,10	17,28	11,30
ago/23	637,10	100,02	20,55	13,44
set/23	457,70	71,85	15,26	9,98
out/23	449,10	70,50	14,49	9,48
nov/23	565,80	88,82	18,86	12,34
dez/23	710,60	111,55	22,92	14,99
jan/24	625,50	98,19	20,18	13,20
Total	7199,70	1130,25	-	-
Média	599,98	94,19	19,76	12,93
Desvio Padrão	96,10	15,09	3,40	2,23

Fonte: elaborado pelo autor.

4.2.2 Análise do Sistema Fotovoltaico 2

O Sistema FV 2 é composto por dois subsistemas, denominados A e B. Os dados de geração de energia e índice de produtividade foram calculados considerando a totalidade dos dois sistemas. A Figura 44 apresenta os valores médios diários mensais de energia elétrica do Sistema FV 2 entre os períodos de fevereiro de 2023 e janeiro de 2024.

Figura 44 – Energia elétrica média diária mensal do Sistema FV 2.



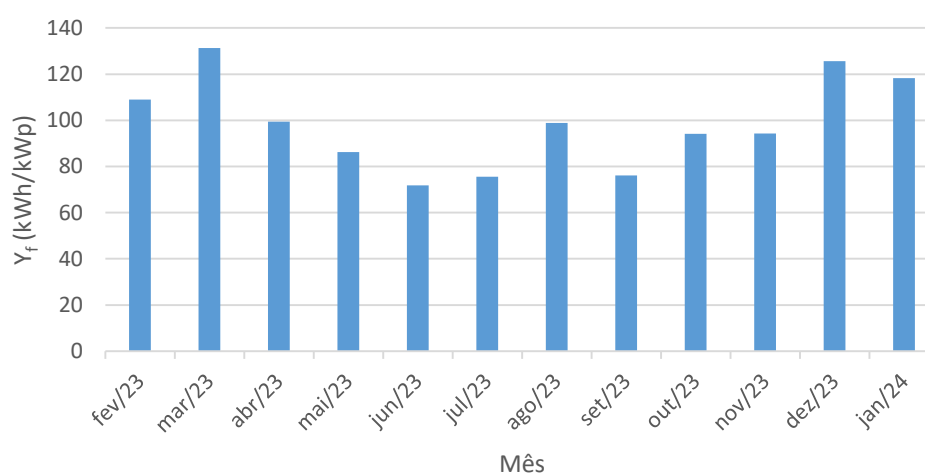
Fonte: elaborado pelo autor.

De acordo com o gráfico, o mês com maior geração de energia elétrica foi o mês de março de 2023, com uma geração total de 1673,10 kWh e uma média de 53,97 kWh/dia. O mês com menor geração de energia elétrica foi o mês de junho de 2023, com 915,80 kWh gerados, e uma média de 30,53 kWh/dia. Isso representa uma queda de 45,26% na energia elétrica gerada. Os meses de maior produção também foram os meses de verão, e menor produção nos meses de inverno. Como no sistema anterior, vale destacar o mês de agosto, que apesar de estar no período de inverno, registrou também um valor superior de geração de energia elétrica, com 1258,90 kWh. Considerando todo o período analisado, a geração total de energia elétrica foi de 15041,50 kWh, com uma média de 41,21 kWh/dia.

Também foi calculado o índice de produtividade para o sistema. O maior índice de produtividade foi no mês de março de 2023, com um valor de 131,33 kWh/kWp. Já o mês de junho apresentou o menor valor, sendo este de

71,88 kWh/kWp. O índice de produtividade total, considerando todo o período analisado, foi de 1180,65 kWh/kWp. O Fator de Capacidade médio de todo o período analisado foi de 13,48%. A Figura 45 apresenta o gráfico do índice de produtividade mensal, e a Tabela 16 apresenta os valores de energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 2.

Figura 45 – Índice de produtividade do Sistema FV 2.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 16 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 2.

Mês	Energia elétrica entregue à rede (kWh)	Y _f (kWh/kWp)	Energia Média Diária Mensal (kWh)	CF (%)
fev/23	1388,90	109,02	49,60	16,22
mar/23	1673,10	131,33	53,97	17,65
abr/23	1266,20	99,39	42,21	13,80
mai/23	1098,30	86,21	35,43	11,59
jun/23	915,80	71,88	30,53	9,98
jul/23	963,10	75,60	31,07	10,16
ago/23	1258,90	98,81	40,61	13,28
set/23	969,30	76,08	32,31	10,57
out/23	1198,90	94,11	38,67	12,65
nov/23	1201,90	94,34	40,06	13,10
dez/23	1601,00	125,67	51,65	16,89
jan/24	1506,10	118,22	48,58	15,89
Total	15041,50	1180,65	-	-
Média	1253,46	98,39	41,22	13,48
Desvio Padrão	250,10	19,63	8,18	2,67

Fonte: elaborado pelo autor.

4.2.3 Análise do Sistema Fotovoltaico 3

4.2.3.1 *Subsistema C*

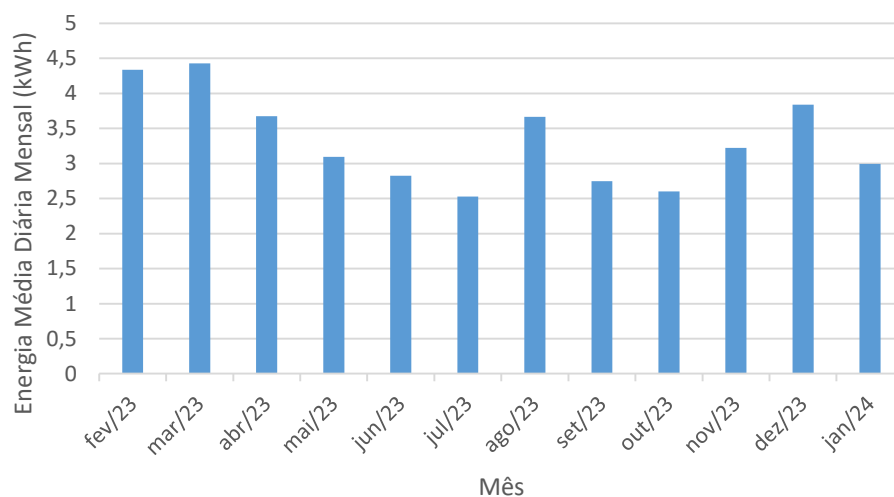
A Figura 46 apresenta os valores médios mensais de energia elétrica do subsistema C, entre o período de fevereiro de 2023 a janeiro de 2024. O mês de maior geração de energia elétrica foi o mês de março de 2023, com uma geração total de 137,32 kWh, e uma geração média de 4,43 kWh/dia. Já o mês com menor geração de energia elétrica foi o mês de julho de 2023, com uma geração total de 78,34 kWh, e uma média de 2,53 kWh/dia. Isso representa uma queda de 42,96% na energia elétrica gerada entre os dois meses. Considerando todo o período analisado, a geração média foi de 3,33 kWh/dia, com uma geração total de 1213,44 kWh. Para o subsistema C, vale ressaltar que para os meses de fevereiro e março de 2023, e janeiro de 2024, não foi possível obter os valores diários de geração para o mês completo. Para alguns dias, os valores de geração tiveram que ser extrapolados. Para isso, foram utilizados os dados de geração dos dias disponíveis, com dados de radiação global obtidos da plataforma do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Foram traçadas linhas de tendência, e então obtidos os dados de geração para os dias faltantes. Todas as curvas de tendência traçadas apresentaram um valor de R^2 acima de 0,9.

Também foram realizadas análises relativas ao índice de produtividade do subsistema C. O maior índice de produtividade foi no mês de março de 2023, com um valor de 138,71 kWh/kWp. Já o mês de julho apresentou o menor valor, sendo este de 79,13 kWh/kWp. O índice de produtividade total, considerando todo o período analisado, foi de 1225,69 kWh/kWp. O Fator de Capacidade médio de todo o período analisado foi de 14,02%. A Figura 47 apresenta o gráfico do índice de produtividade mensal, e na Tabela 17 são apresentados os valores de energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema C. Nos dois gráficos é possível verificar a maior geração de energia nos meses de verão, com exceção do mês de agosto, que também apresentou uma alta geração de energia.

Estudo realizado por Dias e Rampinelli (2011), analisou o desempenho do mesmo sistema durante um período de 2 anos. No ano de 2021, o índice de produtividade médio total foi de 1550,26 kWh/kWp, e ano ano de 2022,

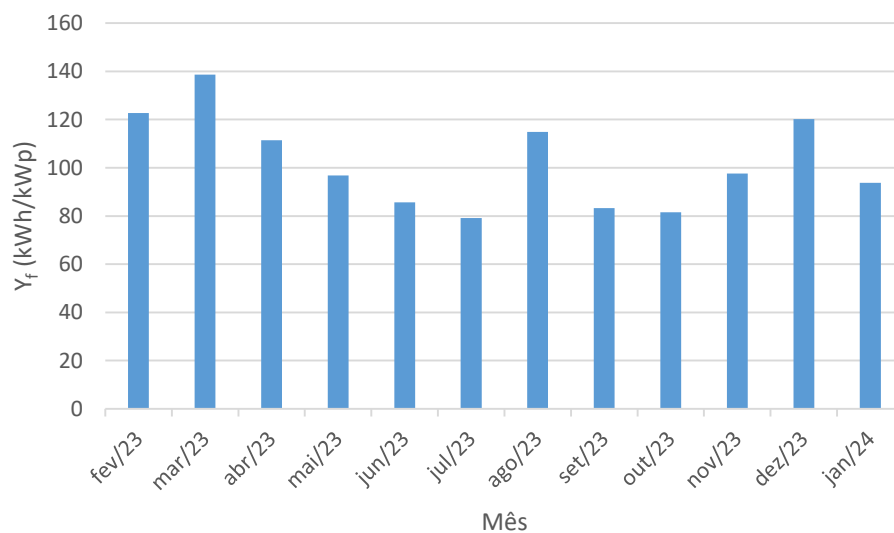
1471,31kWh/kWp. No período de 12 meses analisado neste trabalho, o índice de produtividade médio mensal foi de 1225,69 kWh/kWp. Isso representa uma queda de 20,94% em relação ao ano de 2021, e 16,69% em relação ao ano de 2022.

Figura 46 – Energia elétrica média diária mensal do subsistema C.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 47 – Índice de produtividade do subsistema C.



Fonte: elaborado pelo autor.

Foram analisados também o comportamento dos subsistemas em dias de grande geração de energia elétrica, e em dias com baixa geração de energia elétrica. A Figura 48 apresenta o gráfico de geração de energia para o dia 04 de

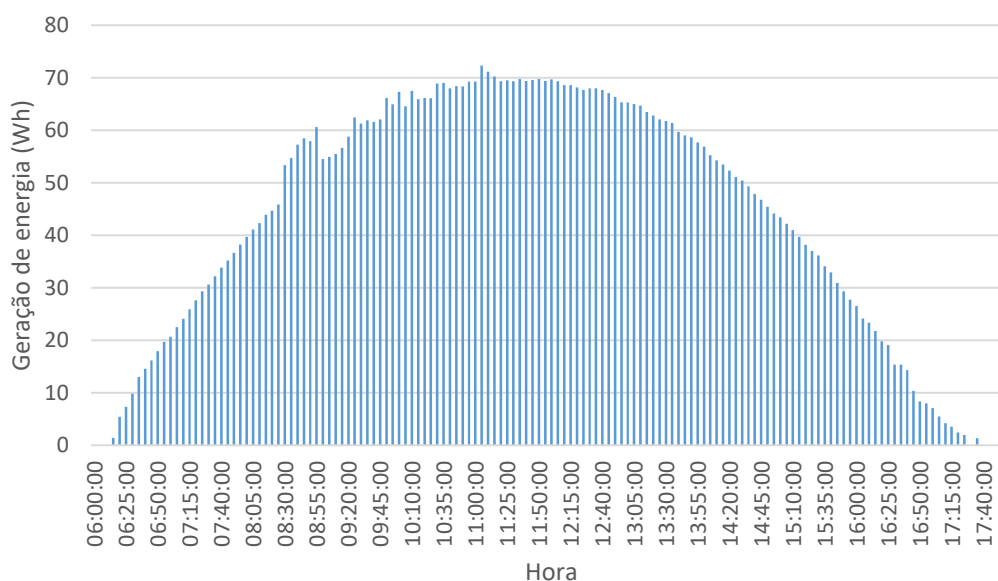
novembro de 2023, dia tipicamente ensolarado, onde foi registrada uma geração total de energia de 6,26 kWh, com um pico de geração às 11h25 de 72,33 Wh. A Figura 49 apresenta o gráfico de geração de energia para o dia 06 de abril de 2023, um dia com baixa geração de energia, com uma geração total de 0,5 kWh, e um pico de geração de 15 Wh às 12h05.

Tabela 17 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema C.

Mês	Energia elétrica entregue à rede (kWh)	Y_f (kWh/kWp)	Geração Média Diária Mensal (kWh)	CF (%)
fev/23	121,45	122,68	4,34	18,26
mar/23	137,32	138,71	4,43	18,64
abr/23	110,30	111,41	3,68	15,47
mai/23	95,90	96,87	3,09	13,02
jun/23	84,81	85,67	2,83	11,90
jul/23	78,34	79,13	2,53	10,64
ago/23	113,70	114,85	3,67	15,44
set/23	82,40	83,23	2,75	11,56
out/23	80,70	81,52	2,60	10,96
nov/23	96,70	97,68	3,22	13,57
dez/23	119,00	120,20	3,84	16,16
jan/24	92,81	93,75	2,99	12,60
Total	1213,44	1225,69	-	-
Média	101,12	102,14	3,33	14,02
Desvio Padrão	18,96	19,15	0,65	2,74

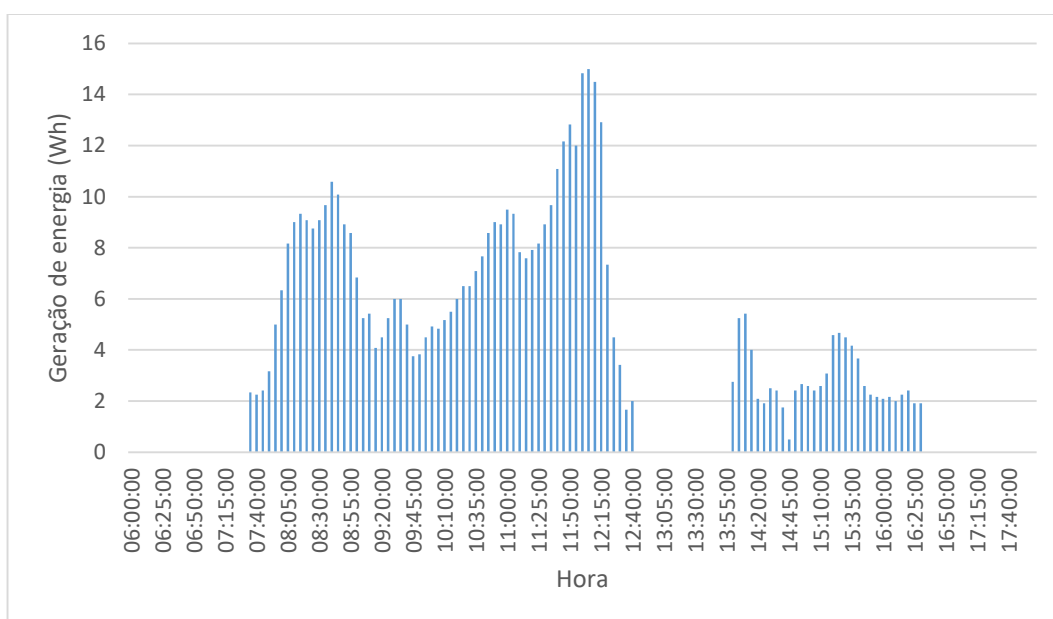
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 48 – Geração de energia para com um dia tipicamente ensolarado.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 49 – Geração de energia para com um dia com baixa radiação.



Fonte: elaborado pelo autor.

4.2.3.2 *Subsistema D*

Na Figura 50, são apresentados os valores médios diários mensais de energia elétrica do subsistema D, compreendendo os meses de março de 2023, abril de 2023 à agosto de 2023, dezembro de 2023, e janeiro de 2024. Devido a problemas na transmissão dos dados da plataforma do inversor, não foi possível coletar dados de todos os meses do ano. Para o subsistema em questão, também é importante frisar que para os meses de março de 2023, dezembro de 2023 e janeiro de 2024, não foi possível obter os valores diários de geração para o mês completo. Sendo assim, os valores de geração para alguns dias desses meses tiveram que ser extrapolados. Foram utilizados os dados de geração dos dias disponíveis, juntamente com dados de radiação global obtidos da plataforma do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), sendo então traçadas linhas de tendência, e obtidos os dados de geração para os dias faltantes. Todas as curvas de tendência traçadas apresentaram um valor de R^2 acima de 0,9.

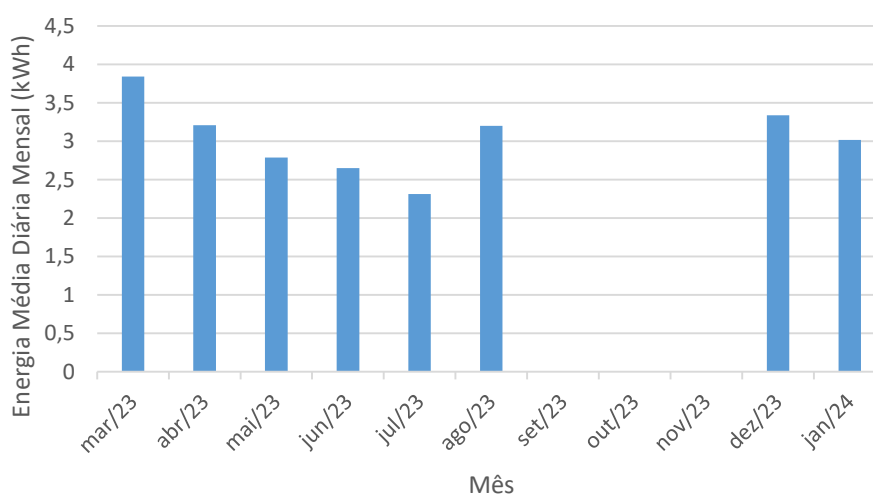
Entre os meses analisados, o de maior geração de energia elétrica foi o mês de março de 2023, com uma geração total de 119,14 kWh, e uma média de 3,84 kWh/dia. O mês que apresentou a menor geração de energia elétrica foi o mês de julho de 2023, com um total de 71,70 kWh, e uma média de 2,31 kWh/dia.

Considerando todo o período analisado, a geração média diária mensal foi de 3,04 kWh, com uma geração total de energia elétrica 749,16 kWh.

Foram realizadas análises também relativas ao índice de produtividade do subsistema D. O maior índice de produtividade registrado ocorreu no mês de março de 2023, com um valor de 129,50 kWh/kWp. O mês de julho apresentou o menor valor, sendo este de 77,93 kWh/kWp. Considerando todo o período analisado, o índice de produtividade total foi de 814,30 kWh/kWp. O Fator de Capacidade médio do período analisado foi de 13,79%. Na Figura 51 é apresentado o gráfico do índice de produtividade mensal.

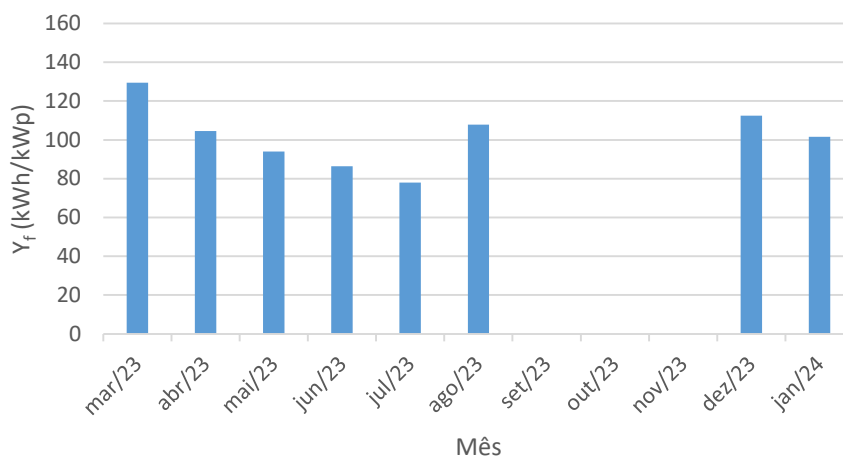
Também foram realizadas análises em relação ao comportamento dos subsistemas em dias de grande geração de energia elétrica, e em dias com baixa geração de energia elétrica. Na Figura 52, é possível verificar o gráfico de geração de energia para o dia 01 de abril de 2023, um dia tipicamente ensolarado, onde foi registrada uma geração total de energia de 5,2 kWh, com um pico de geração às 11h47 de 65,17 Wh. Na Figura 53, é apresentado o gráfico de geração de energia para o dia 06 de abril de 2023, um dia com baixa geração de energia, com uma geração total de 0,5 kWh, e um pico de geração de 14,25 Wh às 12h18. Na Tabela 18, são apresentados os valores de energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema D.

Figura 50 – Energia elétrica média diária mensal do subsistema D.



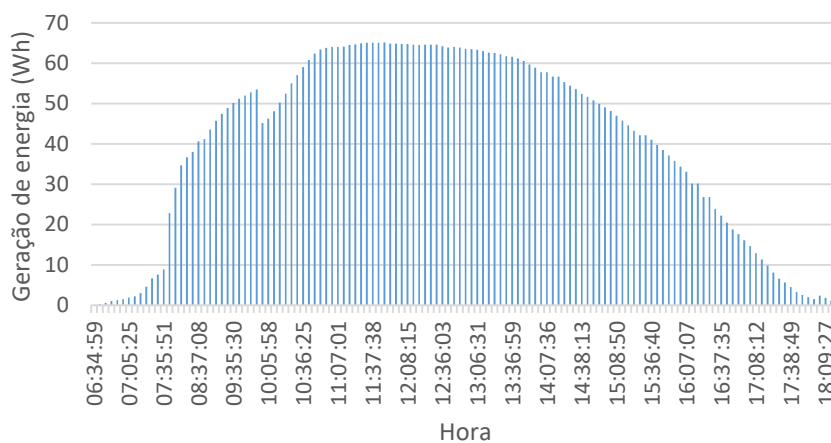
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 51 – Índice de produtividade do subsistema D.



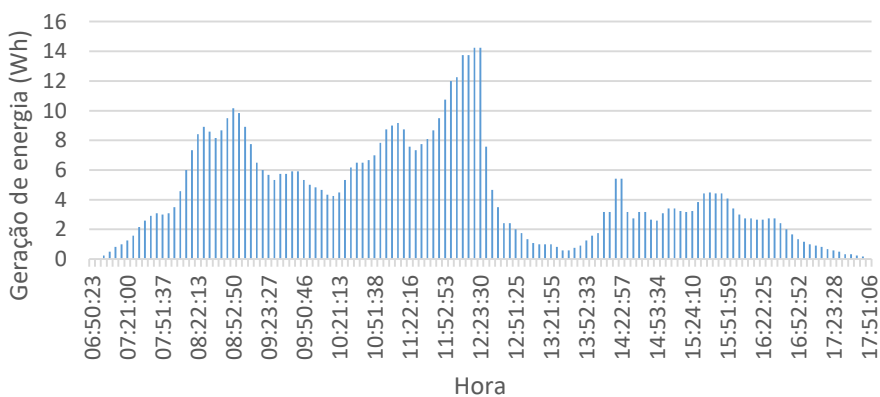
Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 52 – Geração de energia para com um dia tipicamente ensolarado.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 53 – Geração de energia para com um dia com baixa radiação.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 18 – Energia elétrica entregue à rede, índice de produtividade, energia média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema D.

Mês	Energia elétrica entregue à rede (kWh)	Y_f (kWh/kWp)	Energia Média Diária Mensal (kWh)	CF (%)
mar/23	119,14	129,50	3,84	17,40632
abr/23	96,20	104,57	3,21	14,52
mai/23	86,40	93,91	2,79	12,62
jun/23	79,50	86,41	2,65	12,00
jul/23	71,70	77,93	2,31	10,48
ago/23	99,20	107,83	3,20	14,49
dez/23	103,50	112,50	3,34	15,12
jan/24	93,52	101,65	3,02	13,66
Total	749,16	814,30	-	
Média	93,64	101,79	3,04	13,79
Desvio Padrão	14,73	16,01	0,47	2,12

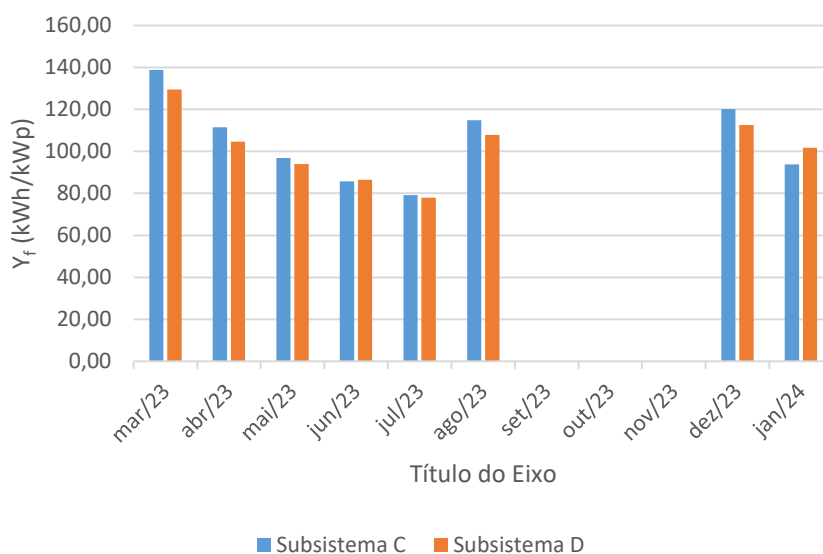
Fonte: elaborado pelo autor.

4.2.3.3 *Análise comparativa entre os subsistemas C e D*

Os subsistemas C e D, como comentado anteriormente, fazem parte do Sistema 3, estando portanto instalados lado a lado, com as mesmas condições de inclinação e orientação, recebendo assim a mesma quantidade de radiação. Sendo assim, foi possível realizar um comparativo de performance entre os dois. A Figura 54 apresenta o comparativo graficamente, e a Tabela 19 apresenta os valores do índice de produtividade entre os meses de abril a agosto dos dois subsistemas. Pelos resultados, é possível perceber que o subsistema C teve uma produtividade superior ao subsistema D em 6 dos 8 meses analisados, sendo inferior somente nos meses de junho e janeiro. No total, o subsistema C foi 3,13% mais eficiente na produção de energia em relação ao subsistema D.

Inversores trabalhando com carregamento parcial, acabam apresentando uma menor eficiência. Nos dois subsistemas, o FCI é baixo. (MONDOL, 2007). Nos dois casos, com FCI de 0,66 para o subsistema C e 0,46 para o subsistema D, os valores de eficiência praticamente não variam. Em casos assim, onde não há sombreamento, a diferença na produção de energia depende basicamente na eficiência de conversão do inversor utilizado (ZHENG, 2014).

Figura 54 – Comparativo entre o índice de produtividade dos subsistemas C e D.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 19 – Comparativo entre o índice de produtividade dos subsistemas C e D.

Mês	Subsistema C Y _f (kWh/kWp)	Subsistema D Y _f (kWh/kWp)	Diferença Percentual
mar/23	138,71	129,50	6,64
abr/23	111,41	104,57	6,15
mai/23	96,87	93,91	3,05
jun/23	85,67	86,41	-0,87
jul/23	79,13	77,93	1,51
ago/23	114,85	107,83	6,11
dez/23	120,20	112,50	6,41
jan/24	93,75	101,65	-8,42
Total	840,59	814,30	3,13

Fonte: elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÃO

A presente dissertação teve como objetivo analisar dados de distorção harmônica e desempenho energético em 3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, em diferentes cidades brasileiras.

O Sistema FV 1 está localizado na cidade de Santa Rosa do Sul/SC, e é composto por duas *strings* em paralelo, contando cada uma com 7 módulos de 455 Wp conectados em série, totalizando 6,37 kWp, e um inversor de 5 kW. O Sistema FV 2 está localizado na cidade de Alpestre/RS, e é dividido em dois subsistemas, denominados subsistema A e subsistema B. Cada subsistema possui as mesmas especificações do Sistema FV 1. O Sistema FV 3, localizado na cidade de Araranguá/SC, é também dividido em dois subsistemas, denominados subsistema C e subsistema D. O subsistema C é composto por 3 módulos de 330 Wp, conectados em série a um inversor *string*, de 1,5 kW. O subsistema D é composto por 2 módulos de 460 Wp, conectados a um microinversor de 2 kW. Os sistemas 1 e 2 possuem o mesmo valor de FDI, diferente dos subsistemas C e D.

Os dados referentes a qualidade da energia elétrica foram obtidos através de um analisador da qualidade da energia elétrica, que coletou dados de tensão, corrente, frequência, fator de potência e harmônicos de tensão e corrente, em diferentes períodos entre 2022 e 2023. Os dados foram filtrados e analisados, buscando fazer comparações de períodos com alta geração de energia e períodos com baixa geração.

Os dados mostraram que o Sistema FV 1, que apresenta um FDI de 0,78, se enquadra dentro dos limites estabelecidos pela norma técnica ABNT NBR 16149:2013 em relação a THDi e as componentes harmônicas. Nas potências relativas analisadas de 100%, 50%, 30% e 20%, os valores ficaram abaixo do limite estabelecido. Também foi possível ver que as componentes harmônicas com maior participação na distorção harmônica total foram as de ordem 3 e 5. Também foi percebido a relação direta entre a irradiação solar e os valores de distorção harmônica. Foram traçadas linhas de tendência, com dados de geração obtidos da plataforma de monitoramento do inversor, para analisar o comportamento dos sistemas em diferentes valores de potência relativa. Em períodos de baixa geração, com o inversor operando em 10% da sua potência nominal, os valores de distorção harmônica atingiram valores próximos de 15%.

O subsistema A, que apresenta o mesmo valor de FDI do Sistema FV 1, apresentou resultados semelhantes. Para potências relativas acima de 20% da potência nominal, os valores de distorção harmônica enquadram-se nos limites estabelecidos em norma. As componentes harmônicas com maior participação na distorção harmônica total foram as de ordem 3 e 9. Também foram traçadas linhas de tendência para analisar os níveis de distorção harmônica em diferentes potências relativas. Em potências relativas de 10%, a THDi também atingiu valores elevados.

O subsistema B, com as mesmas características dos dois sistemas anteriores, apresentou resultados semelhantes. Para potências relativas superiores a 20%, os valores de distorção harmônica ficaram dentro dos limites estabelecidos. As componentes harmônicas com maior participação na distorção harmônica total foram as de ordem 3, 7 e 9. Também foram traçadas linhas de tendência, notando-se novamente que para potências relativas abaixo de 10%, os níveis de distorção harmônica aumentam consideravelmente.

O subsistema C apresenta um alto valor de FDI, sendo este de 1,51. O valor máximo de potência registrado foi 798,6 W, com o inversor operando com 53,2% da sua potência nominal. Devido ao fato do inversor ter um baixo valor de FCI (0,66), ele opera em uma faixa de potência baixa, gerando assim maiores valores de distorção harmônica. Na máxima potência registrada, o valor de THDi foi de 7,38%. Devido também ao inversor operar com um carregamento baixo, os valores de distorção harmônica variam muito, não havendo uma grande linearidade. Foi traçada uma linha de tendência exponencial, com um valor de R^2 de 0,8054, para realizar extrapolações para valores de distorção harmônica em diferentes potências relativas. Com o inversor trabalhando em potência nominal, utilizando a equação da curva de tendência traçada, o valor de THDi ficaria dentro do limite estabelecido.

O subsistema D, composto pelo microinversor, é o sistema que apresenta o maior valor de FDI (2,17). Foram realizadas medições em diversos períodos do ano, porém, em nenhum dos períodos analisados, foi possível obter uma correlação entre os valores de distorção harmônica e potência relativa. O inversor opera grande parte do tempo em baixas potências relativas, não conseguindo encontrar de maneira eficiente o ponto de máxima potência, gerando assim maiores valores de distorção harmônica. A estratégia de modulação utilizada nos inversores atuais, assim como a tecnologia de dispositivos de chaveamento empregada, também apresentam limitações técnicas que contribuem para a propagação de correntes harmônicas.

Foram também analisados o desempenho de cada um dos sistemas, em relação ao índice de produtividade e o fator de capacidade. Para o Sistema FV 1, em todo o período analisado, o índice de produtividade foi de 1130,25 kWh/kWp. Para o Sistema FV 2, considerando neste caso os dois subsistemas juntos (A e B), o índice de produtividade foi de 1180,65 kWh/kWp. O subsistema C apresentou um índice de produtividade 1225,69 kWh/kWp, e o subsistema D, para os 8 meses analisados, apresentou um índice de produtividade de 814,30 kWh/kWp. Tendo em vista que o subsistema C e D estão localizados lado a lado, e analisando o índice de produtividade do subsistema C para os mesmos 8 meses analisados para o subsistema D, o índice de produtividade para o subsistema C foi de 840,59 kWh/kWp. Sendo assim, o subsistema C foi 3,23% mais eficiente na produção de energia em relação ao subsistema D.

Quando ao fator de capacidade, o Sistema FV 1 apresentou um valor médio de 12,93%, o Sistema FV 2 apresentou um valor médio de 13,48%, o subsistema C de 14,02% e o subsistema D de 13,79%. É importante frisar, mais uma vez, que para alguns meses os dados de geração tiveram que ser extrapolados, tanto para o subsistema C quanto para o subsistema D.

O presente trabalho ajudou a contribuir com informações que mostram que inversores operando com baixo carregamento, acabam gerando maiores níveis de distorção harmônica, estando esta diretamente relacionada com a irradiância recebida pelos módulos fotovoltaicos. Para os sistemas com valores de FDI dentro dos considerados adequados, os níveis de distorção harmônica se encontram dentro dos limites estabelecidos quando operam em potências acima de 20%. Sistemas com microinversores, que acabam sendo mais eficientes em relação a inversores *string*, principalmente em condições de sombreamento, não mostraram uma eficiência superior no sistema analisado. Isso pode estar relacionado diretamente à eficiência de conversão do inversor utilizado, e também ao fator de carregamento do inversor. Análises dos sistemas com diferentes fatores de carregamento podem contribuir para um melhor entendimento da eficiência dos sistemas, fornecendo limites ideais de operação.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

- Expandir a análise para outros tipos de sistemas, com diferentes valores de FDI;
- Alterar a configuração dos subsistemas C e D, buscando baixar o valor do FDI;
- Analisar o efeito do sombreamento nas diferentes topologias de inversores;
- Analisar o comportamento das harmônicas de tensão em casos de baixo carregamento do inversor.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran Andersson; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, vol. 57, Issue 3, pp. 195-204. 2001. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779601001018>>. Acesso em 26 de abril de 2023

ALEXANDER, S. Albert. **Development of solar photovoltaic inverter with reduced harmonic distortions suitable for Indian sub-continent**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 56. Pp. 694-704. 2016. Disponível em <https://www.researchgate.net/publication/287337168_Development_of_solar_photovoltaic_inverter_with_reduced_harmonic_distortions_suitable_for_Indian_sub-continent>. Acesso em 30 de abril de 2023.

ALFAHADHI, L; TEH, J. **Advances in reduction of total harmonic distortion in solar photovoltaic systems: A literature review**. *Int J Energy Res*. Vol. 44. Pp 2455– 2470. 2020. Disponível em <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.5075>>. Acesso em 11 de maio de 2023.

ALLUHAYBI, Khalil; BATARSEH, Issa; HU, Haibing. **Comprehensive Review and Comparison of Single-Phase Grid-Tied Photovoltaic Microinverters**. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, pp. 1310-1329, June 2020. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8648358>>. Acesso em 25 de abril de 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasil, 2012. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 25 de abril de 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 956, de 07 de dezembro de 2021**. Brasil, 2021. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>>. Acesso em 26 de abril de 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 1059 de 07 de fevereiro de 2023**. Brasil, 2023. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>>. Acesso em 25 de abril de 2023.

ARRÁEZ-CANCELLIERE, O. A.; MUÑOZ-GALEANO, N.; LOPEZ-LEZAMA, J. M. **Performance and economical comparison between micro-inverter and string inverter in a 5, 1 kWp residential PV-system in Colombia**. 2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA). Bogota, Colombia. Pp. 1-5. 2017. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7981678>>. Acesso em 22 de maio de 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. 2024. Disponível em <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em 02 de abril de 2024.

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

BELISKI, L. M.; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A. **Análise da Qualidade de Energia Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída em Unidades Prossumidoras Residenciais**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, p. 10, abr. 2018.

BOGILA, A.; PINTO, J. R.; FRANCHI, T. P. **Análise Harmônica Nos Inversores Fotovoltaicos De Uma Microgeração Fotovoltaica**. Energia solar e eólica, v. 2, p. 103–119, 2019. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/77>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União, DF, 7 jan. 2022.

CASTRO, Felipe de Carvalho. **Distorção harmônica de corrente produzida por inversores fotovoltaicos conectados à rede**. 2019. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2019. Disponível em <<http://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/10152>>. Acesso em 04 de maio de 2024.

CHEPP, E. D.; KRENZINGER, A. **Estudo comparativo do uso de inversor *string* e micro inversores na geração de energia elétrica de uma instalação fotovoltaica com sombreamento parcial**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Associação Brasileira de Energia Solar. Gramado, Brasil. 2018. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/111>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERTINO, Filippo. **Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations**. Solar Energy Journal, New York, v. 83, n. 12, p. 1026-1039, fev. 2009. Disponível em <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09000036>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERTINO, Filippo. **Characterisation and Assessment of the Harmonic Emission of Grid-Connected Photovoltaic Systems**. Russia: 2005 IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg 2005. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4524744>>. Acesso em 02 de março de 2024.

DELINÉ, Chris *et al.* **Photovoltaic Shading Testbed for Module-Level Power Electronics: 2016 Performance Data Update**. United States, 2016. Disponível em <<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54876.pdf>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

DESCHAMPS, E. M. **Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. 2018. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/205040>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

DESHPANDE, S.; BHASME, N. R. Bhasme. **A review of topologies of inverter for grid connected PV systems**. Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT). Vellore, India. pp. 1-6. 2017. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8245191>>. Acesso em 30 de abril de 2023

EI CHAAR, L., IAMONT, L.A.; EI ZEIN, N. **Review of photovoltaic Technologies**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. vol. 15, Issue 5. pp 2165-2175. 2011. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032111000050>>. Acesso em 26 de abril de 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço Energético Nacional 2023: Relatório síntese, ano base 2022**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, EPE. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em 02 de abril de 2024.

FAMOSO, Fabio *et al.* **Performance Comparison between Micro-inverter and String-inverter Photovoltaic Systems**. Energy Procedia. Vol. 81. Pp. 526-539. 2015. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215027757>>. Acesso em 24 de abril de 2023.

FEKETE, Kresimir; KLAIC, Zvonimir; MAJDANDZIC, Ljubomir. **Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid**, Renewable Energy. Vol. 43. Pp. 140-148. 2012.

HARB, S. *et al.* **Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system — A comprehensive study**. 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Tampa, FL, USA. Pp 2885-2890. 2013. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6745072>>. Acesso em 24 de abril de 2023.

HASAN, Rasedul; MEKHILEF, Saad; SEYEDMAHMOUDIAN, Mehdi Seyedmahmoudian; HORAN, Bem. **Grid-connected isolated PV microinverters: A review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 67. Pp. 1065-1080. 2017. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211630572X>>. Acesso em 30 de abril de 2023.

IEC 61724, International Electrotechnical Commission. IEC 61724-1: Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. 2021.

JUNIOR, Jair Urbanetz. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbana: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/94284?show=full>>. Acesso em 11 de maio de 2023.

KHAN, *et al.* **Transformerless Inverter Topologies for Single-Phase Photovoltaic Systems: A Comparative Review**. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*. Vol. 8, no. 1, pp. 805-835. 2020. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8684241>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

KEREKES, *et al.* **A New High-Efficiency Single-Phase Transformerless PV Inverter Topology**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Vol. 58, no. 1, pp. 184-191. 2011. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5067318>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

LEITE, M. C. C., *et al.* **Harmonic Analysis of a Photovoltaic Systems Connected to Low Voltage Grid**. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 1, pp. 112-117, Jan. 2018. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8291462>>. Acesso em 06 de fevereiro de 2024.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 201f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/publico/TeseWilson1.pdf>>. Acesso em 24 de julho de 2023.

MACÊDO, *et al.* **Análise da eficiência de um microinversor conectado à rede elétrica**. *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Associação Brasileira de Energia Solar. Recife, Brasil. 2014. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/187>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

MARTINHO, Edson. **Distúrbios da energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Editora Érica, 2009. 140p.

MILENOV, V; ZARKOV, Z. **Application of Hybrid Inverters in Photovoltaic Systems**. 18th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Varna, Bulgaria. 2023. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/10202452>>. Acesso em 03 de maio de 2024.

MONDOL, J.D.; YOHANIS, Y.G.; NORTON, B. **Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems**. Sol. Energy 2006. Pp.1517–1539. 2006. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X06000600>>. Acesso em 24 de abril de 2023.

NASCIMENTO, L. R. **A Avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. Dissertação (mestrado). Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/130919>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

NÚCLEO TECNOLÓGICO DE ENERGIA SOLAR (NTEEL). Sistemas fotovoltaicos. Disponível em <<https://nteelsolar.ufsc.br/sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em 11 de janeiro de 2024.

OLIVEIRA, L. G. M. *et al.* **Assessment of Harmonic Distortion in small grid-connected photovoltaic systems**. 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), pp. 810-816. Belo Horizonte, Brazil, 2016. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7783481>>. Acesso em 02 de março de 2024.

PERIN, A. L. **Análise da influência de diferentes estratégias de arrefecimento no desempenho e durabilidade de inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016. Disponível em <<https://lume.ufrgs.br/handle/10183/156801>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf> Acesso em 26 de abril de 2023.

POWERNET P-600 G4. Analisador Portátil de Grandezas Elétricas. Manual de Instalação e Operação. Revisão 1.3. Junho de 2020.

PRIEB, C. W. M.. **Determinação da eficiência do seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. Tese de doutorado – PPGEMM - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011. Disponível em <<https://lume.ufrgs.br/handle/10183/55460>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

PUFAL, Ricardo Augusto. **Modelagem de cargas não lineares e rede de energia elétrica para simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 67 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012. Disponível em <<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/60994>>. Acesso em 30 de abril de 2023.

RAMPINELLI, G. A.; DIAS, D. L. **Planta piloto bioclimática integrada: Análise de desempenho energético em um horizonte de 2 anos**. The Journal of Engineering and Exact Sciences. , v. 6, 2023. Disponível em <https://www.researchgate.net/publication/373879157_Planta_piloto_bioclimatica_integrada_Analise_de_desempenho_energetico_em_um_horizonte_de_2_anos>. Acesso em 23 de janeiro de 2024.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. **Estudo da qualidade da energia elétrica injetada à rede por inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos**. Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 15, n. January 2011, p. 9, 2011. Disponível em <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/101596>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

RAMPINELLI, G. A.; MARCELINO, Roderval; GRUBER, Vilson. **Power quality analysis of PV inverters in agrivoltaics systems applied to smart greenhouses**. 2023. Disponível em <<https://www.techrxiv.org/doi/full/10.36227/techrxiv.24135348.v1>>. Acesso em 29 de dezembro de 2023.

RAMPINELLI, *et al.* **Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 52, Pages 133-141. 2015. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115007340>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

RAMPINELLI, *et al.* **Análise da qualidade de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em unidades prosumidoras residenciais**. Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/61>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2002. 118 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002. Disponível em <http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/Tese__Carlos.pdf>. Acesso em 26 de abril de 2023.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC/LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

SCHENKEL, Gabriela. **Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor**. 2015. 87f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2015. Disponível em <<http://www.repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/4909?show=full>>. Acesso em 23 de maio de 2023.

SILVA, Luiz Carlos Evangelista da. **Efeitos das distorções harmônicas (tensões e correntes) e desequilíbrios (tensões) em medidores eletrônicos trifásicos de energia elétrica ativa**. 2008. 202f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.

Disponível em

<https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/232-dissertacao_luiz_evangelista.pdf>. Acesso em 11 de maio de 2023.

SINGH, G. K. **Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review**. Energy. vol. 53. pp 1-13. 2013. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213001758>>. Acesso em 26 de abril de 2023.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica – conceitos e aplicações**. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

VINAYAGAM, *et al.* **Harmonics assessment and mitigation in a photovoltaic integrated network**. Sustainable Energy, Grids and Networks. Vol. 2. 2019.

Disponível em

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467719302516>>. Acesso em 24 de julho de 2023.

VIRAL, Rajkumar; KHATOD, D.K. **Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, Issue 7, pp 5146-5165. 2012. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032112003498>>. Acesso em 26 de abril de 2023.

ZHENG, Huiying *et al.* **Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations**. Renewable Energy. Vol. 68. Pp. 58-66. 2014. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148114000548>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

ZILLES, Roberto *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de texto. 2012