



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

ADAN MILLER AGOSTINHO PEREIRA

**DESENVOLVIMENTO DE UMA BANCADA DE TESTES PARA
MICROINVERSORES UTILIZADOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Campina Grande – PB
2019

ADAN MILLER AGOSTINHO PEREIRA

**DESENVOLVIMENTO DE UMA BANCADA DE TESTES PARA
MICROINVERSORES UTILIZADOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Processamento da Energia

Núbia Silva Dantas Brito, Dra.

Orientadora

Benemar Alencar de Souza, Dr.

Orientador

Campina Grande – PB

2019

P436d Pereira, Adan Miller Agostinho.

Desenvolvimento de uma bancada de testes para microinversores utilizados em sistemas fotovoltaicos / Adan Miller Agostinho Pereira. – Campina Grande, 2019.

66 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2019.

"Orientação: Prof.^a Dr.^a Nubia Silva Dantas Brito, Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza".

Referências.


1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede. 2. Microinversor. 3. Qualidade da Energia Elétrica. I. Brito, Nubia Silva Dantas. II. Souza, Benemar Alencar de. III. Título.

CDU 621.311(043)

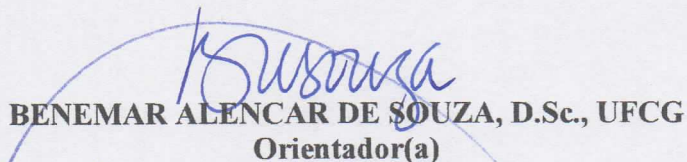
**"DESENVOLVIMENTO DE UMA BANCADA DE TESTES PARA MICROINVERSORES
UTILIZADOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
"**

ÁDAN MILLER AGOSTINHO PEREIRA

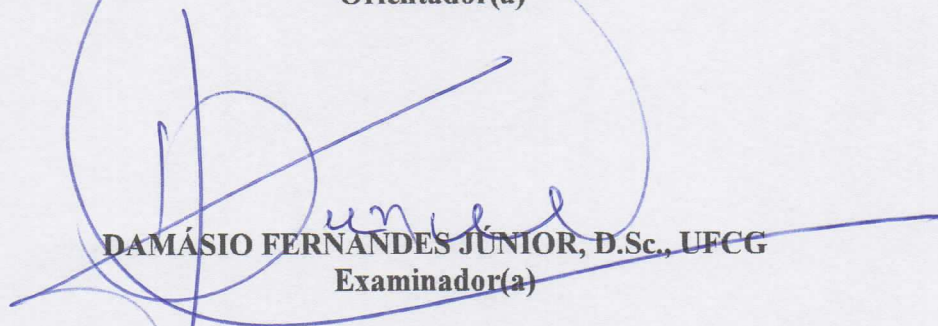
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 16/09/2019



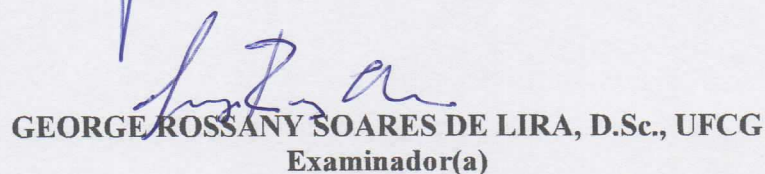
NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



DAMÁSIO FERNANDES JUNIOR, D.Sc., UFCG
Examinador(a)



GEORGE ROSSANY SOARES DE LIRA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

AGRADECIMENTOS

Expresso aqui minha profunda gratidão a todos que, de alguma maneira, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais Rosileide e Ailton, pelo exemplo de dedicação, amor e sacrifício.

À minha companheira, Ana Carolina, pela compreensão, amor, paciência, respeito e incentivo.

Aos professores Núbia Silva Dantas Brito e Benemar Alencar de Souza pela competência, dedicação aos seus orientandos e notória paixão pela pesquisa.

Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Potência Hotoniones Bezerra, Rodrigo Dantas, Rodrigo Coelho, Melyna Simões, Caio Junqueira, Érica Manguiera, Jamile Nascimento, Luís Trovão, Rivanildo Soares e Matheus Lucena, pelo acolhimento, auxílio e momentos de descontração.

Ao professor George Rossany Soares de Lira, por viabilizar o acesso aos equipamentos do Laboratório de Alta tensão e aos colegas Lenilson Barbosa e João Victor, pelo suporte técnico.

Aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, pela excelência com a qual desenvolvem as suas funções.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo suporte financeiro para a realização deste trabalho.

A todos, meu sincero muito obrigado.

*"Na corrida dessa vida
é preciso entender
que você vai rastejar,
que vai cair, vai sofrer
e a vida vai lhe ensinar
que se aprende a caminhar
e só depois a correr.*

*A vida é uma corrida
que não se corre sozinho.
E vencer não é chegar,
é aproveitar o caminho
sentindo o cheiro das flores
e aprendendo com as dores
causadas por cada espinho.
(...)*

*Por isso é que o caminho
tem que ser aproveitado,
deixando pela estrada
algo bom pra ser lembrado,
vivendo uma vida plena,
fazendo valer a pena
cada passo que foi dado.*

*Aí sim, lá na chegada,
onde o fim é evidente,
é que a gente percebe
que foi tudo de repente,
e aprende na despedida
que o sentido da vida
é sempre seguir em frente."*

(Bráulio Bessa)

RESUMO

Apresenta-se o desenvolvimento de uma bancada de testes capaz de reproduzir cenários reais de operação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede com microinversores e executar ensaios de conformidade em inversores fotovoltaicos segundo os procedimentos normativos vigentes. Também fez-se uma comparação de desempenho entre dois microinversores, sendo um deles não certificado pelo Inmetro, submetidos a variações na tensão da rede. A bancada de testes desenvolvida foi composta de: uma fonte CA programável, que possibilitou a reprodução de interrupções, sobretensões e subtensões típicas de uma rede elétrica; uma carga CA eletrônica com capacidade de simular cargas com diferentes características; dois microinversores comerciais conectados aos seus respectivos módulos fotovoltaicos de 250 Wp. A obtenção dos parâmetros relacionados com Qualidade da Energia Elétrica e captura das formas de onda da tensão e da corrente se deu por meio de um medidor de Qualidade da Energia Elétrica classe A. De acordo com os resultados obtidos, concluiu-se que: a bancada de teste desenvolvida nesta pesquisa pode ser usada nos ensaios de conformidade de inversores, desde que seja inserido um simulador de arranjo fotovoltaico, para que haja a possibilidade de reproduzir os diferentes níveis de potência CC exigida pelos ensaios; as diferentes características da carga não impactaram no desempenho do sistema fotovoltaico; o microinversor que não possui certificação do Inmetro apresentou um desempenho inferior em comparação ao microinversor certificado e não operou em conformidade às normas vigentes sobre variações de tensão; a carga não linear adotada, em conjunto com a forma senoidal da corrente dos microinversores, distorceram significativamente a corrente da rede elétrica.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Microinversor. Qualidade da Energia Elétrica.

ABSTRACT

It is presented the development of a test bench capable reproducing real operation scenarios of PV systems connected to the grid with microinverters and to perform conformity tests on photovoltaic inverters according to current standards. It was also made a performance comparison between two microinverters, one of them not certified by Inmetro, submitted to voltage variations. The developed test bench was composed by: a programmable AC source, which made it possible to reproduce power grid typical interruptions, overvoltages and undervoltages; an electronic AC load capable to simulate different characteristics loads; two commercial micro inverters connected to their respective 250 Wp photovoltaic modules. The acquisition of the parameters related to Power Quality and the capture of voltage and current waveforms was performed by a A-class Power Quality meter. According to the results: the test bench can be used in PV inverters conformity tests, since provided a photovoltaic array simulator to reproduce the DC power levels required by the tests; the different load characteristics had no impact on the performance of the photovoltaic system; the noncertified microinverter demonstrated lower performance in comparison to the Inmetro certified microinverter and did not operate according to the voltage variation standards; the nonlinear load adopted in this work, allied to the sinusoidal current form of the microinverters, significantly distorted the grid current.

Keywords: Grid-connected photovoltaic power system. Micro-inverter. Power quality.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da micro e minigeração distribuída do tipo fotovoltaica no Brasil – 2012 a 2018.	16
Figura 2 – Diagrama de blocos de um SFCR.	20
Figura 3 – Principais topologias de conexão dos inversores fotovoltaicos conectados à rede: (a) centralizada, (b) <i>string</i> , (c) <i>multi-string</i> e (d) módulos CA.	21
Figura 4 – Classificação dos inversores fotovoltaicos em função do número de estágios de processamento de potência: (a) estágio único e (b) estágio duplo.	23
Figura 5 – Classificação dos inversores fotovoltaicos em função do transformador. (a) Transformador de baixa frequência – TBF e (b) transformador de alta frequência – TAF.	24
Figura 6 – Classificação dos inversores fotovoltaicos em função da localização do capacitor de desacoplamento: (a) em paralelo com o arranjo fotovoltaico e (b) em paralelo com o arranjo fotovoltaico e com o barramento CC.	25
Figura 7 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico sob: (a) diferentes níveis de irradiância solar a 25 °C e (b) diferentes temperaturas a 1000 W/m ²	26
Figura 8 – Operação de um SFCR em: (a) situação normal e (b) condição de ilhamento.	27
Figura 9 – Energia média anual gerada pelos sistemas fotovoltaicos com um módulo em condição de: (a) 50 % e (b) 100 % de sombreamento parcial.	29
Figura 10 – Comparação entre SFCR com microinversores em função do armazenamento: (a) em um dia de céu claro e (b) em um dia de céu parcialmente encoberto.	30
Figura 11 – Principais topologias aplicadas comercialmente em microinversores. (a) Conversor <i>flyback</i> intervalado e (b) conversor ponte H ressonante com transformador em alta frequência.	30
Figura 12 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede.	34
Figura 13 – Curva do fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor.	35
Figura 14 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.	36
Figura 15 – Metodologia aplicada no estudo.	38
Figura 16 – Diagrama da bancada de testes desenvolvida.	39

Figura 17 – Fonte CA programável 3000Lx	40
Figura 18 – Painel frontal da carga eletrônica CA programável NHR 4600.	41
Figura 19 – Microinversores utilizados: (a) WVC-295 e (b) Reno 500.	42
Figura 20 – Curvas I-V do módulo fotovoltaico KD250GH-4FB2: (a) diferentes temperaturas a 1000 W/m ² e (b) diferentes níveis de irradiância solar a 25 °C.	45
Figura 21 – Medidor de QEE Nexus 1500+.	45
Figura 22 – Perfis de tensão da rede adotados: (a) regime permanente, (b) sobretensão, (c) subtensão e (c) interrupção de tensão.	49
Figura 23 – Diagrama unifilar do SFCR.	50
Figura 24 – Formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga linear.	52
Figura 25 – Espectro harmônico resultante com tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga linear.	52
Figura 26 – Formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga não linear.	53
Figura 27 – Espectro harmônico resultante com tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga não linear.	53
Figura 28 – Formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica, para cargas (a) linear e (b) não linear.	55
Figura 29 – Detalhe de um período das formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica, para carga não linear.	56
Figura 30 – Espectro harmônico resultante com tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica e para cargas (a) linear e (b) não linear.	57
Figura 31 – Formas de onda resultantes do ensaio de sobretensão, com carga linear.	59
Figura 32 – Formas de onda resultantes do ensaio de subtensão, com carga linear.	60
Figura 33 – Formas de onda resultantes do ensaio de interrupção de tensão, com carga linear.	61

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Resumo das principais características das topologias de conexão dos sistemas fotovoltaicos.	22
Quadro 2 – Ensaio dos inversores para SFCR e as normas de referência.	37
Quadro 3 – Especificações da fonte CA programável 3000Lx.	41
Quadro 4 – Especificações da carga CA eletrônica programável NHR 4600-3.	42
Quadro 5 – Especificações dos Microinversores.	43
Quadro 6 – Especificações do módulo fotovoltaico KD250GH-4FB2.	44
Quadro 7 – Especificações do medidor de QEE Nexus 1500+.	46
Quadro 8 – Caracterização das cargas estabelecidas para avaliação.	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limite de distorção harmônica de corrente.	34
Tabela 2 – Requisitos para o simulador de rede CA.	40
Tabela 3 – Resultados das medições com tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para cargas linear e não linear.	51
Tabela 4 – Resultados das medições com tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica e para cargas linear e não linear.	54
Tabela 5 – Estado do sistema em regime permanente pré-distúrbio.	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EMI	<i>Electromagnetic Interference</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
P&B	Perturbe e Observe
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PFC	<i>Power Factor Correction</i>
PLCC	<i>Power Line Carrier Communications</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
PR	<i>Performance Ratio</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
TAF	Transformador de Alta Frequência
TBF	Transformador de Baixa Frequência
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
VTLD	Variações de Tensão de Longa Duração
ZCS	<i>Zero-current-switching</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

P_{FV}	Potência do sistema fotovoltaico
P_{carga}	Potência demandada pela carga
P_N	Potência nominal
ΔP_{rede}	Diferença de potência absorvida e fornecida à rede elétrica
P_{st}	Indicador de severidade de cintilação de curta duração
P_{lt}	Indicador de severidade de cintilação de longa duração
f_r	Frequência da rede
f_n	Frequência nominal da rede
r	Taxa de redução desejada da potência ativa injetada
DHT_I	Distorção harmônica total de corrente
DHT_V	Distorção harmônica total de tensão
FP	Fator de potência
FC	Fator de crista
i_{FV1}	Corrente instantânea do microinversor 1
I_{FV1}	Corrente RMS do microinversor 1
i_{FV2}	Corrente instantânea do microinversor 2
I_{FV2}	Corrente RMS do microinversor 2
i_{carga}	Corrente instantânea da carga
I_{carga}	Corrente RMS da carga
i_{rede}	Corrente instantânea da fonte CA
I_{rede}	Corrente RMS da fonte CA
v_{PAC}	Tensão instantânea no PAC
V_{PAC}	Tensão RMS no PAC

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	MOTIVAÇÃO	17
1.2	OBJETIVOS	18
1.3	CONTRIBUIÇÕES	18
1.4	PUBLICAÇÕES	18
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	20
2.2	O INVERSOR FOTOVOLTAICO	22
2.2.1	Classificações dos Inversores Fotovoltaicos	23
2.2.1.1	<i>Número de Estágios de Processamento de Potência</i>	23
2.2.1.2	<i>Isolação</i>	24
2.2.1.3	<i>Desacoplamento de Potência</i>	24
2.2.2	Tecnologias dos Inversores nos SFCR	25
2.2.2.1	<i>Seguimento do Ponto de Máxima Potência</i>	25
2.2.2.2	<i>Detecção de Ilhamento</i>	26
2.2.3	Microinversor Fotovoltaico	27
2.3	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NOS SFCR	31
2.3.1	Compatibilidade com a Rede Elétrica	33
2.3.1.1	<i>Faixa de Operação Normal de Tensão</i>	33
2.3.1.2	<i>Cintilação</i>	33
2.3.1.3	<i>Proteção Contra Injeção de Componente Contínua na Rede Elétrica</i>	33
2.3.1.4	<i>Faixa de Operação Normal de Frequência</i>	33
2.3.1.5	<i>Harmônicos e Distorção de Forma de Onda</i>	34
2.3.1.6	<i>Fator de Potência e Injeção de Potência Reativa</i>	34
2.3.2	Segurança nos Sistemas Fotovoltaicos	35
2.3.2.1	<i>interrupção de Tensão da Rede</i>	35
2.3.2.2	<i>Reconexão</i>	36
2.4	AVALIAÇÃO DE CONFORMIDADE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	36
3	MATERIAL E MÉTODOS	38
3.1	DESCRIÇÃO DA BANCADA DE TESTES	38
3.1.1	Caracterização dos Equipamentos	39
3.1.1.1	<i>Fonte CA</i>	39
3.1.1.2	<i>Carga CA</i>	40
3.1.1.3	<i>Microinversores</i>	42
3.1.1.4	<i>Simulador de Gerador Fotovoltaico</i>	43

3.1.1.5	<i>Medidor de QEE</i>	45
3.2	CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO	47
3.2.1	Determinação dos Parâmetros de Avaliação	47
3.2.1.1	<i>Tipo da Carga</i>	47
3.2.1.2	<i>Potência da Geração Fotovoltaica</i>	48
3.2.1.3	<i>Variações na Tensão da Rede</i>	48
3.2.2	Cenários e Procedimentos de Avaliação	48
4	RESULTADOS E ANÁLISES	51
4.1	CENÁRIO 1: SEM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	51
4.2	CENÁRIO 2: COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	54
4.3	CENÁRIO 3: VARIAÇÕES NA TENSÃO DA REDE	58
4.3.1	Sobretensão	58
4.3.2	Subtensão	60
4.3.3	Interrupção de Tensão da Rede	61
5	CONCLUSÕES	62
REFERÊNCIAS		64

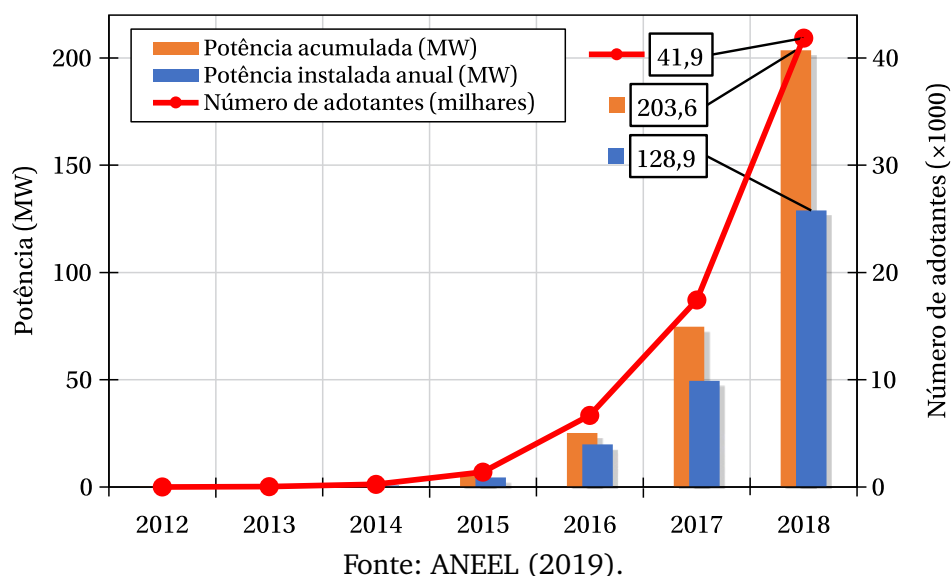
1 INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, o conceito de sustentabilidade vem ocupando um papel decisivo no desenvolvimento das políticas energéticas mundiais e a tendência tem sido de exploração de fontes energéticas com impacto ambiental reduzido, em particular, as fontes de energias renováveis. Neste sentido, o governo brasileiro tem estimulado o uso dessas fontes, dentre as quais destaca-se a energia solar fotovoltaica.

A inserção de novas fontes de energia no sistema de distribuição de energia elétrica originou a denominada Geração Distribuída (GD), que pode ser definida como a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima aos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2019). A regulamentação do setor com essas novas modalidades de fontes energéticas vem sendo feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desde 2012, onde se introduziu a seguinte classificação (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015): microgeração distribuída, quando a central geradora possui potência instalada até 75 kW; e minigeração distribuída, quando a central geradora possui potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

Desde então, a micro e minigeração distribuída (MMGD) vêm crescendo significativamente, conforme mostrado no gráfico da Figura 1. Como se vê, é notável o aumento, tanto no número de adotantes quanto na potência instalada, que alcançaram em 2018, respectivamente, 41,9 mil e 203,6 MW. Desta, cerca de 63 % (128,9 MW) foram instalados somente no ano de 2018.

Figura 1 – Evolução da micro e minigeração distribuída do tipo fotovoltaica no Brasil – 2012 a 2018.



Entre as topologias clássicas de conexão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), observa-se atualmente, um crescimento no uso de módulos CA (inversor

integrado ao módulo fotovoltaico), principalmente nos sistemas de baixa potência instalados em telhados residenciais. Esta topologia apresenta as seguintes características: facilidade de instalação, escalabilidade do sistema e simplificação do projeto. Além disso, pelo fato de cada painel já disponibilizar corrente alternada, elimina-se a necessidade de altas tensões em corrente contínua (RAJGOR, 2013).

A operação da rede elétrica apresenta uma gama de fenômenos que estão relacionados com a Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Dessa forma, é imprescindível a avaliação do desempenho dos equipamentos de um SFCR, para que estes operem dentro dos parâmetros regidos por práticas e normas que garantam a qualidade da energia fornecida pelo sistema fotovoltaico.

Portanto, diante da perspectiva de expansão do mercado da MMGD e da consolidação da utilização de módulos CA nos sistemas fotovoltaicos residenciais, a realização de estudos que visem análise do impacto na rede de energia elétrica a qual esse sistema se conecta, bem como do seu desempenho quando submetido aos fenômenos relacionados à QEE, constituem temas relevantes e atuais.

1.1 MOTIVAÇÃO

O Brasil possui um grande potencial de geração de energia elétrica a partir da tecnologia solar fotovoltaica. Para corroborar esse fato, Pereira et al. (2017) fizeram a seguinte observação: "no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha". Entretanto, esse potencial ainda é pouco explorado, posto que até o ano de 2018, o Brasil atingiu cerca de 1,48 GW de potência instalada proveniente de usinas solares fotovoltaicas¹, enquanto a Alemanha alcançou cerca de 45,15 GW². Isso demonstra que apesar da rápida penetração da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil, esse é um mercado que ainda tem muito potencial para ser explorado. No cenário apontado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a estimativa é de que no ano de 2027 no Brasil, a MMGD alcancem uma potência instalada de 12 GW, 1,35 milhão de adotantes e que atendam cerca de 2,4 % da carga total nacional. Dentre as tecnologias de conversão usualmente empregadas na MMGD, a fotovoltaica representaria 82 % da capacidade instalada e 55 % da energia gerada. Neste cenário, avaliou-se ainda, um investimento aproximado de R\$ 60 bilhões.

O Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial), por meio do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), estabelece os requisitos técnicos de cumprimento obrigatório dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos comercializados no Brasil. Os fornecedores desses equipamentos devem realizar os ensaios de etiquetagem em laboratórios acreditados ou designados pelo Inmetro. Atualmente,

¹ Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: fev. 2019.

² Disponível em: <www.erneuerbare-energien.de>. Acesso em: fev. 2019.

nove laboratórios nacionais são acreditados e designados para a realização desses ensaios (INMETRO, 2018). Nesse contexto, o Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), por estar localizado em uma das regiões brasileiras de maior irradiância solar e pela qualidade dos seus cursos, vem se capacitando para em um futuro próximo, vir a se constituir em um centro de excelência em energia fotovoltaica, inclusive capacitando-se para ser um dos laboratórios acreditados pelo Inmetro para a realização de ensaios em equipamentos para sistemas fotovoltaicos. Essa representou então, a motivação principal da realização do estudo apresentado neste trabalho.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho foi desenvolver uma bancada de testes para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico composto por microinversores no contexto da QEE. Os objetivos específicos foram:

- desenvolver uma bancada de testes para:
 - reproduzir cenários reais de operação de um SFCR;
 - realizar ensaios de conformidade nos inversores fotovoltaicos para SFCR, conforme os procedimentos normativos nacionais vigentes.
- comparar o desempenho de um microinversor certificado pelo Inmetro com outro não certificado, em função dos parâmetros relacionados com QEE.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Consideram-se como contribuições para o estado da arte:

- desenvolvimento de uma bancada de testes na qual a aquisição dos parâmetros relacionados com QEE e o registro das formas de onda de tensão e corrente do sistema são realizados por um único equipamento;
- avaliação de desempenho de um SFCR em função de uma carga não linear com predominância da terceira e quinta harmônicas.

1.4 PUBLICAÇÕES

Como resultado da pesquisa, obteve-se a seguinte publicação:

- PEREIRA, A. M. A.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. Análise Experimental da Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos com Microinversores. In: **XIII CBQEE - CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**. 2019. São Caetano do Sul, 2019.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho foi organizado em cinco capítulos, incluindo este capítulo introdutório. O Capítulo 2 apresenta o referencial teórico, onde são abordados os conceitos básicos e uma análise crítica de trabalhos relevantes para o desenvolvimento da pesquisa, relacionados com os seguintes temas: SFCR, microinversores fotovoltaicos e QEE no contexto dos SFCR. No Capítulo 3 apresentam-se a metodologia adotada, a descrição dos equipamentos utilizados, os cenários de avaliação e os procedimentos de testes. No Capítulo 4 apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos. Por fim, as conclusões e as propostas para trabalhos futuros são expostas no Capítulo 5.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo apresenta-se uma síntese dos assuntos mais relevantes para o desenvolvimento deste trabalho. A princípio, abordam-se as principais características dos SFCR, com ênfase no inversor fotovoltaico, apresentando suas classificações, as principais topologias empregadas comercialmente e principais funcionalidades. Em seguida, aborda-se o tema da QEE no contexto dos SFCR, onde são apresentados os principais fenômenos relacionados e seus respectivos limites, de acordo com as normas nacionais vigentes. Por fim, são listados os ensaios de conformidade requeridos para os inversores destinados aos SFCR, suas respectivas normas e procedimentos de avaliação.

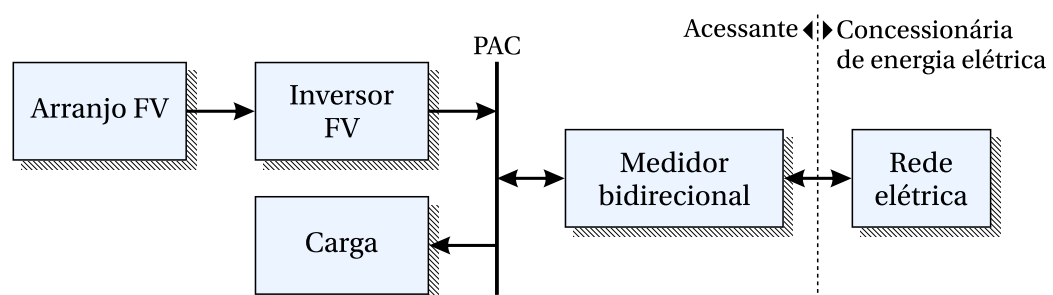
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

De maneira abrangente, de acordo com Fthenakis e Lynn (2018), os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como: conectados à rede (também chamados *grid-tied*) e isolados (*stand-alone*) ou autônomos. A principal característica dos SFCR é permitir que a energia produzida seja consumida diretamente pela carga local ou pelas unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição (PINHO; GALDINO, 2014).

Os SFCR vêm se destacando em relação aos sistemas isolados, devido principalmente, aos instrumentos regulatórios que permitem que a energia excedente seja injetada na rede e convertida em créditos, de acordo com as regras locais, tornando a rede elétrica uma "bateria virtual". Estimou-se que 98 % da produção global de módulos fotovoltaicos no ano de 2016 foi destinada aos SFCR (FTHENAKIS; LYNN, 2018).

O diagrama de blocos de um SFCR típico é mostrado na Figura 2, sendo seus componentes básicos: o arranjo fotovoltaico conectado diretamente ao inversor, o qual é composto de painéis fotovoltaicos conectados de acordo com o tipo de topologia de conexão adotado, podendo apresentar uma associação em série, série-paralelo ou até mesmo, um único módulo fotovoltaico; o inversor fotovoltaico conectado ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da instalação elétrica do acessante, cuja função básica

Figura 2 – Diagrama de blocos de um SFCR.

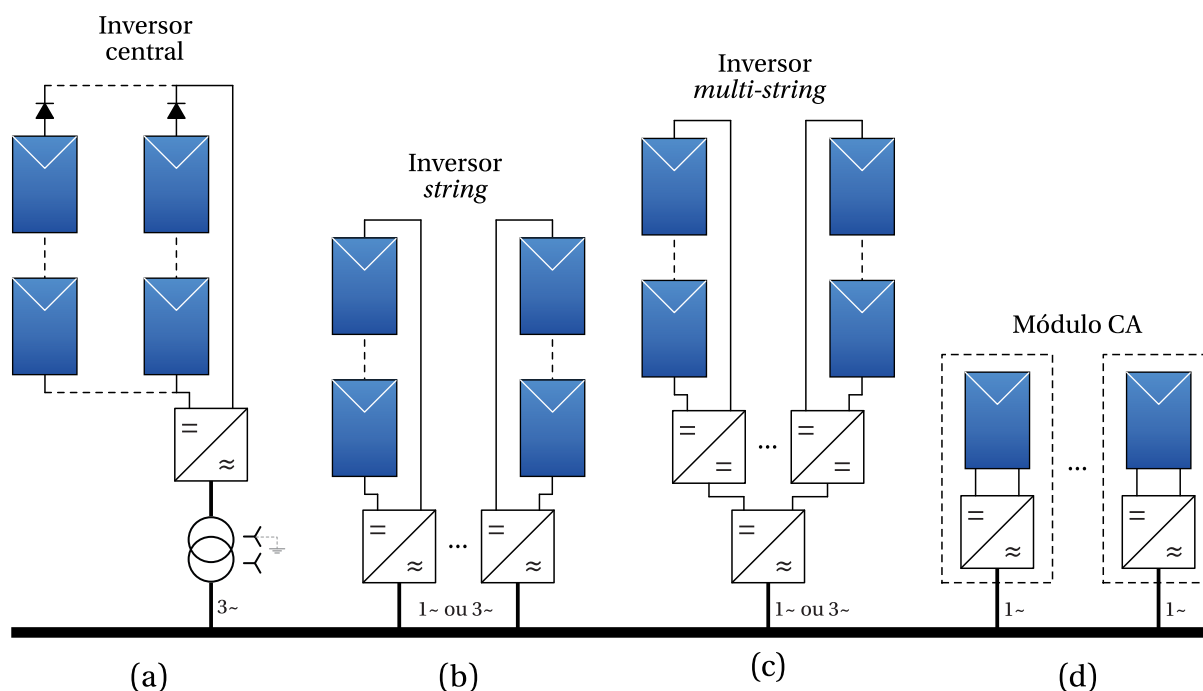


Fonte: Elaborada pelo autor.

é converter a potência CC proveniente do arranjo fotovoltaico em uma potência CA compatível com os parâmetros da rede elétrica; o medidor bidirecional, que realiza a medição das potências consumidas e fornecidas pelo acessante.

O desenvolvimento dos SFCR está diretamente relacionado à tecnologia empregada nos módulos fotovoltaicos e com o desenvolvimento dos semicondutores e dos circuitos estudados pela eletrônica de potência. A evolução dos SFCR pode ser estabelecida em função da topologia de conexão do inversor fotovoltaico, conforme a Figura 3, sendo classificados como (HÄBERLIN, 2001; KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005; JANA; SAHA; BHATTACHARYA, 2017): inversor central, inversor *string*, inversor *multi-string* e módulo CA. Além dessas, outras topologias de conexão são bem estabelecidas na literatura, como por exemplo: a mestre-escravo (*master-slave*), que é uma variação da topologia centralizada, e a *team concept*, que combina características dos inversores *string* e mestre-escravo (ABDEL-GAWAD; SOOD, 2014).

Figura 3 – Principais topologias de conexão dos inversores fotovoltaicos conectados à rede: (a) centralizada, (b) *string*, (c) *multi-string* e (d) módulos CA.



Fonte: Adaptação de Kjaer, Pedersen e Blaabjerg (2005).

A primeira topologia de conexão que surgiu emprega inversores centrais e consiste na ligação de um grande número de painéis fotovoltaicos a um único inversor, conforme ilustrado na Figura 3(a). Os painéis fotovoltaicos são conectados em série (cada série é chamada de *string*), resultando em um nível de tensão que dispensa a necessidade de amplificação. Essas *strings* são conectadas em paralelo por meio de diodos para atingir a potência requerida. Essa tecnologia apresenta algumas restrições, como por exemplo: perdas devido ao seguimento centralizado do ponto de máxima potência (PMP), perdas entre os módulos fotovoltaicos (*mismatch*) e utilização de cabos de alta tensão em CC

(MERTENS, 2014).

Com o objetivo de reduzir as perdas supracitadas, o inversor *string* se apresenta como uma versão reduzida do inversor central, onde uma única *string* é conectada ao inversor, como mostrado na Figura 3(b). Com isso, há um aumento de 1 a 3 % na eficiência global do sistema fotovoltaico, quando comparado ao inversor central (JANA; SAHA; BHATTACHARYA, 2017). Na Figura 3(c) está representada a topologia de conexão *multi-string*, que foi desenvolvida para elevar o nível de potência em relação aos inversores *string* e manter as vantagens sobre os inversores centrais (KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005).

Apesar de ser caracterizado como uma tecnologia recente, a ideia original do módulo CA surgiu na década de 70, mas não foi posta em prática devido às limitações técnicas da época. Os primeiros protótipos de módulos CA datam do início da década de 90, quando empresas de vários países (Holanda, Alemanha, Suíça e EUA) iniciaram paralelamente suas pesquisas (OLDENKAMP; DE JONG, 1998).

Os módulos CA são caracterizados por empregar um inversor para cada módulo fotovoltaico, como mostrado na Figura 3(d). Assim, cada módulo fotovoltaico é monitorado individualmente e opera no ponto de máxima potência. Portanto, os módulos CA apresentam desempenho melhor em condições de sombreamento parcial em relação às demais topologias de conexão. As desvantagens dessa configuração são o custo elevado e menor eficiência de conversão (ABU-RUB; MALINOWSKI; AL-HADDAD, 2014). Nesta topologia os inversores são chamados de microinversores, devido à baixa potência admitida (menor que 350 W) (KOURO et al., 2015).

No Quadro 1 é apresentado um resumo das principais características dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Quadro 1 – Resumo das principais características das topologias de conexão dos sistemas fotovoltaicos.

Topologia de conexão	Módulo CA	String	Multi-string	Centralizada
Escala típica do sistema	pequena	média	média	grande
Faixa de potência	< 500 W	< 10 kW	< 500 kW	< 850 kW
Dispositivos	MOSFET	MOSFET/IGBT	MOSFET/IGBT	IGBT
Eficiência do SPMP	mais alta (por módulo)	boa (por string)	alta (string pequena)	boa (por matriz)
Eficiência de conversão	mais baixa (até 96,5%)	alta (até 97,8%)	alta (até 98%)	mais alta (até 98,6%)
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Modularidade • Maior eficiência do SPMP • Facilidade na instalação • Maior perdas • Maior custo/watt • Obrigatório dois estágios de processamento 	<ul style="list-style-type: none"> • Boa eficiência do SPMP • Cablagem CC reduzida • Transformerless (comum) • Um inversor por string 	<ul style="list-style-type: none"> • Modularidade • Alta eficiência do SPMP • Baixo custo • Obrigatório dois estágios de processamento 	<ul style="list-style-type: none"> • Estrutura simples • Maior eficiência de conversão • Confiabilidade • Necessidade de diodos de bloqueio • Baixa eficiência do SPMP

Fonte: Adaptação de Kouro et al. (2015).

2.2 O INVERSOR FOTOVOLTAICO

O inversor fotovoltaico de modo geral, é o componente principal e mais complexo de um SFCR (JAMIL; RIZWAN; KOTHARI, 2018). Sua função básica é a conversão

da potência em CC proveniente dos painéis fotovoltaicos, em uma potência em CA sincronizada com a rede elétrica. Com a evolução da eletrônica de potência, diversas funcionalidades foram incorporadas aos inversores fotovoltaicos, tais como (MERTENS, 2014): seguimento do ponto de máxima potência – SPMP, correção do fator de potência (do inglês, *Power Factor Correction* – PFC), monitoramento dos parâmetros da rede (tensão, frequência e impedância) para detecção de ilhamento etc. Como resultado, aumentos significativos de eficiência, capacidade e confiabilidade vêm sendo obtidos (FRONTIN et al., 2017).

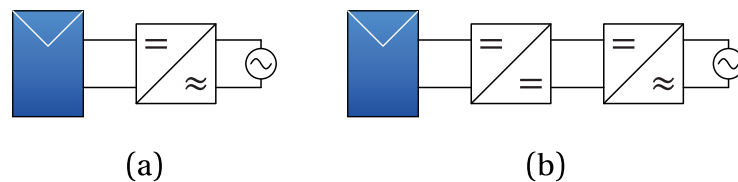
2.2.1 Classificações dos Inversores Fotovoltaicos

Na prática, os inversores fotovoltaicos podem ser classificados de vários modos e um deles foi apresentado na Figura 3, onde se mostrou a classificação em função da topologia de conexão. Além dessa, as topologias dos inversores fotovoltaicos são classificadas em função do número de estágios de processamento de potência, da localização do capacitor de desacoplamento e da isolamento (KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005; JANA; SAHA; BHATTACHARYA, 2017).

2.2.1.1 Número de Estágios de Processamento de Potência

O número de estágios de processamento de potência determina as etapas de condicionamento da potência, incluindo os circuitos conversores e seus respectivos métodos de controle. Na Figura 4 observa-se, basicamente, dois tipos de inversores: de estágio único e de estágios múltiplos. O símbolo do gerador fotovoltaico deve ser interpretado como um único módulo fotovoltaico ou um arranjo conectado em série ou série-paralelo.

Figura 4 – Classificação dos inversores fotovoltaicos em função do número de estágios de processamento de potência: (a) estágio único e (b) estágio duplo.



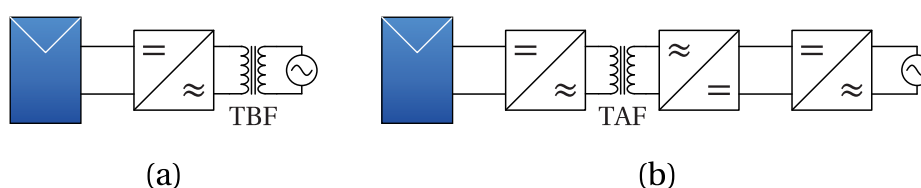
Fonte: KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG (2005).

No inversor fotovoltaico de estágio único (Figura 4(a)), o conversor CC-CA realiza o seguimento do ponto de máxima potência (SPMP), o controle da corrente e, quando necessário, a amplificação da tensão. Essa é a configuração típica dos inversores centralizados. Nas topologias de estágios múltiplos, em particular a topologia de estágio duplo mostrado na Figura 4(b), o conversor CC-CC executa o SPMP e, quando necessário, a amplificação da tensão, enquanto o conversor CC-CA realiza o controle da corrente injetada na rede.

2.2.1.2 Isolação

Inversores empregados nos SFCR podem ser encontrados com e sem isolação galvânica. A isolação pode ser efetuada do lado da rede elétrica, com o uso de transformadores de baixa frequência (TBF) ou no estágio de conversão CC-CC, com transformadores de alta frequência (TAF), como mostrado na Figura 5 (KOURO et al., 2015).

Figura 5 – Classificação dos inversores fotovoltaicos em função do transformador. (a) Transformador de baixa frequência – TBF e (b) transformador de alta frequência – TAF.



Fonte: KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG (2005).

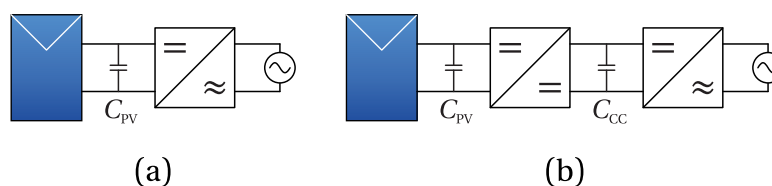
Os transformadores de baixa frequência são empregados em sistemas fotovoltaicos de grande porte, que utilizam geralmente, inversores centrais, os quais além de proporcionar a isolação galvânica, elevam a tensão ao nível compatível com a rede elétrica. As desvantagens desses transformadores são o grande volume, o peso e o custo (JANA; SAHA; BHATTACHARYA, 2017). Nos sistemas de pequeno e médio porte são usados transformadores de alta frequência, nos quais outro estágio de conversão é inserido ao inversor, acarretando em perdas adicionais. As vantagens dessa topologia são o peso e as dimensões reduzidas (KOURO et al., 2015).

Algumas topologias de inversores fotovoltaicos não utilizam transformadores, conhecidas como topologias *transformerless* e são empregadas com o objetivo de eliminar as perdas causadas pelo uso de transformadores, resultando em uma eficiência de até 98 % (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

2.2.1.3 Desacoplamento de Potência

O desacoplamento de potência é necessário para filtrar altas frequências e deixar passar apenas a componente CC da fonte de entrada (JANA; SAHA; BHATTACHARYA, 2017). Isto é obtido com a inserção de um capacitor eletrolítico de alta capacitância posicionado em paralelo com o módulo fotovoltaico, no caso de um inversor com estágio único (conforme a Figura 6(a)) e no barramento CC, no caso de um inversor com estágio múltiplo, como mostrado na Figura 6(b). Na prática entretanto, o capacitor eletrolítico representa um fator que limita a vida útil do inversor fotovoltaico, devido à redução de sua vida útil quando utilizado em ambientes com temperatura elevada. Portanto, a capacitância deve ser mantida a menor possível ao ponto de ser possível utilizar capacitores de filmes (KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005).

Figura 6 – Classificação dos inversores fotovoltaicos em função da localização do capacitor de desacoplamento: (a) em paralelo com o arranjo fotovoltaico e (b) em paralelo com o arranjo fotovoltaico e com o barramento CC.



Fonte: KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG (2005).

2.2.2 Tecnologias dos Inversores nos SFCR

De acordo com as seções anteriores, os SFCR podem ser compostos por um ou mais estágios de processamento de potência e diferentes topologias, com isso os sistemas de controle variam de uma topologia para outra. No entanto, as estratégias de seguimento do ponto de máxima potência e técnicas voltadas para detecção de ilhamento são funcionalidades imprescindíveis nos inversores fotovoltaicos (ABU-RUB; MALINOWSKI; AL-HADDAD, 2014).

2.2.2.1 Seguimento do Ponto de Máxima Potência

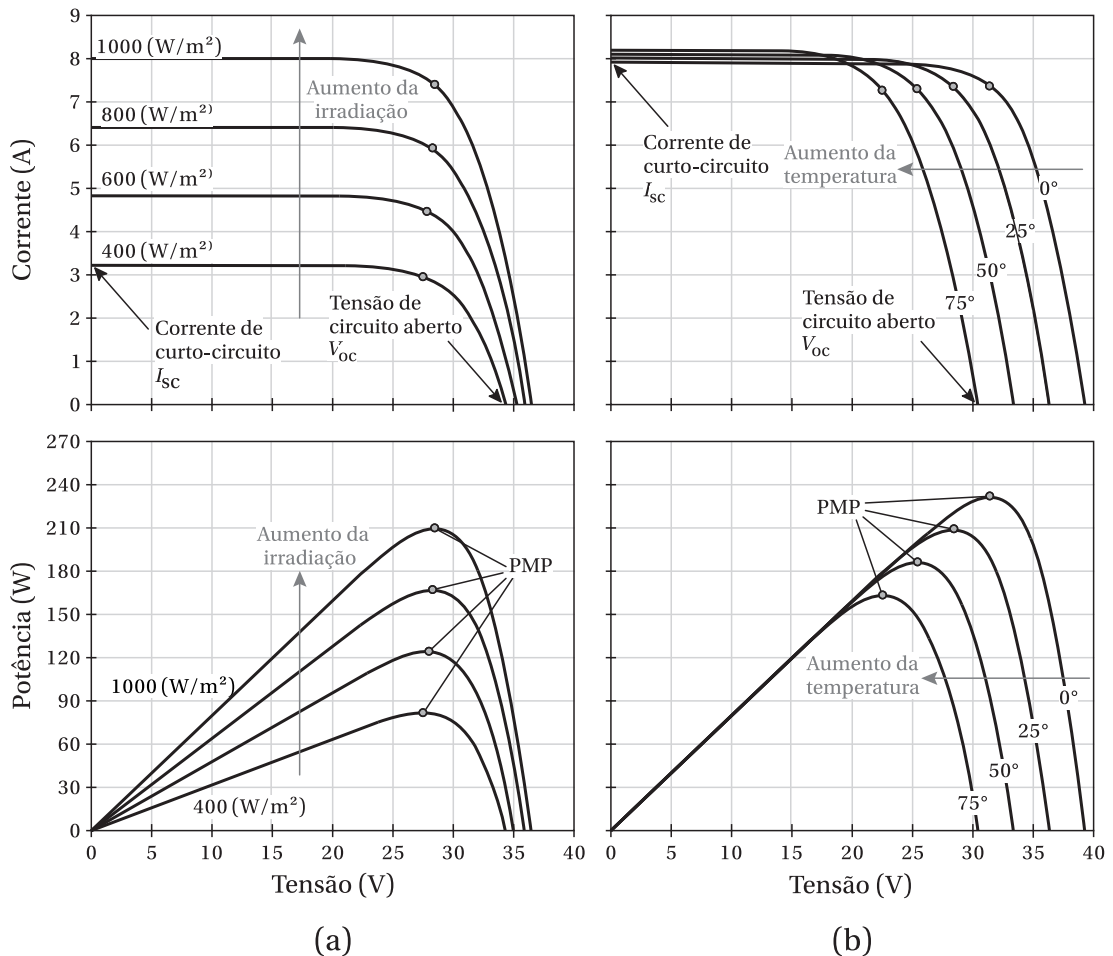
As curvas I-V e P-V típicas de um módulo fotovoltaico são mostradas na Figura 7, desde que submetido à uma irradiância uniforme, que não ocorram sombreamentos parciais e que não possua células defeituosas. Na curva P-V mostrada na Figura 7(a) existe apenas um ponto em que a derivada é nula, denominado de Ponto de Máxima Potência (PMP) e nessa condição ocorre a máxima transferência de potência do gerador fotovoltaico para o conversor (PINHO; GALDINO, 2014).

Como mostrado na Figura 7(a), a irradiância é diretamente proporcional à corrente do módulo fotovoltaico, enquanto a temperatura é inversamente proporcional à tensão (Figura 7(b)). Embora as variações de temperaturas sejam lentas, a irradiância pode apresentar mudanças drásticas, da ordem de segundos, devido ao efeito do sombreamento parcial (FRONTIN et al., 2017). Portanto, é importante a existência de mecanismos de controle que monitorem as alterações na curva característica I-V e atue no conversor, de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à máxima potência (PINHO; GALDINO, 2014). Esse procedimento é chamado de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking* — MPPT).

A literatura especializada dispõe de vários métodos para o SPMP em sistemas fotovoltaicos, como descritos no trabalho de Subudhi e Pradhan (2013), os quais são classificados em dois tipos (PINHO; GALDINO, 2014):

- *métodos diretos* ou de seguimento verdadeiro. Usam medições em tempo real e não necessitam de informações prévias sobre o gerador fotovoltaico. Os

Figura 7 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico sob: (a) diferentes níveis de irradiância solar a 25 °C e (b) diferentes temperaturas a 1000 W/m².



Fonte: ABU-RUB; MALINOWSKI; AL-HADDAD (2014).

métodos mais conhecidos são o método perturbe e observe (P&B) e o método da condutância incremental;

- *métodos indiretos*. Usam um sinal de referência para estimar o ponto de máxima potência. Os principais métodos indiretos são o método da tensão fixa, o método da tensão de circuito aberto e o método da corrente de curto-circuito.

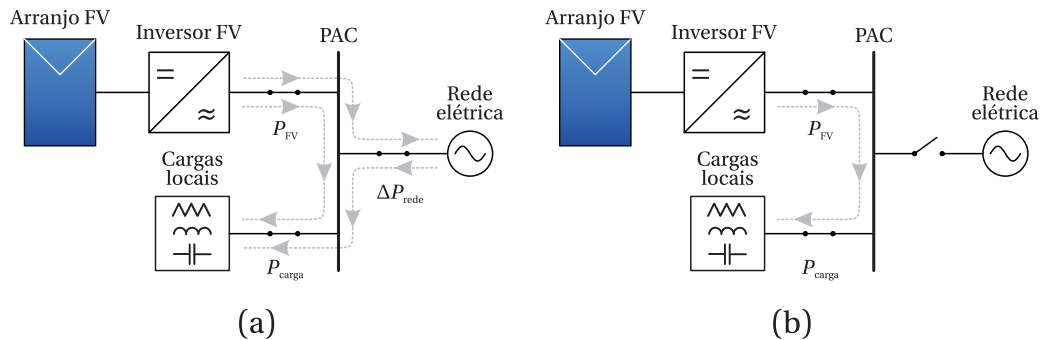
2.2.2.2 Detecção de Ilhamento

Ilhamento é definido como a condição onde parte da instalação elétrica, que contém carga e gerador, fica isolada do restante da rede elétrica. Esta situação geralmente ocorre no sistema de distribuição, podendo ser do tipo: intencional, quando uma ilha é criada intencionalmente pela distribuidora para isolar partes da rede elétrica; não intencional, quando um segmento da rede contendo apenas a geração de uso privado está fora do controle da distribuidora, na ocorrência de uma falta, por exemplo (ABNT, 2012).

A Figura 8(a) representa a operação de um SFCR em condições normais, onde

o sistema fotovoltaico e a rede elétrica suprem a potência demandada pelas cargas locais. Na condição de ilhamento, as cargas locais são supridas apenas pelo sistema fotovoltaico, estando a rede elétrica seccionada do Ponto de Acoplamento Comum (PAC), como mostrado na Figura 8(b).

Figura 8 – Operação de um SFCR em: (a) situação normal e (b) condição de ilhamento.



Fonte: Adaptação de Abu-Rub, Malinowski e Al-Haddad (2014).

Ao longo dos anos, diversas técnicas para detecção de ilhamento vêm sendo estudadas na literatura. Conforme se constatou, as principais abordagens usadas para a detecção de ilhamento são (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011):

- *detecção pela rede.* Estes métodos se baseiam na comunicação entre a rede elétrica e os inversores fotovoltaicos. Neste caso, uma linha PLCC (*Power Line Carrier Communications*) com um sinal em uma frequência específica que sinaliza a operação normal da rede é usada. A detecção da condição de ilhamento se dá quando o inversor deixa de "ouvir" o sinal. Esses métodos podem ser empregados usando também um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*);
- *detecção por chaveamento de capacitor externo.* Consiste em chavear periodicamente um capacitor externo em paralelo com a rede elétrica. Esse chaveamento produz um retardo no cruzamento por zero proporcional à impedância da rede;
- *detecção pelo inversor.* São programados no inversor fotovoltaico e são classificados em: i) métodos passivos, os quais baseiam-se na detecção da mudança dos parâmetros do sistema de potência (geralmente amplitude, frequência, fase ou harmônicos da tensão) causada pela incompatibilidade após a desconexão; ii) métodos ativos, os quais têm a capacidade de gerar distúrbios no PAC, a fim de forçar mudanças nos parâmetros do sistema de potência que possam ser detectados pelos métodos passivos.

2.2.3 Microinversor Fotovoltaico

Um microinversor fotovoltaico é um dispositivo usado em SFCR que converte a potência de um único módulo fotovoltaico em uma potência em CA. Dessa forma, um

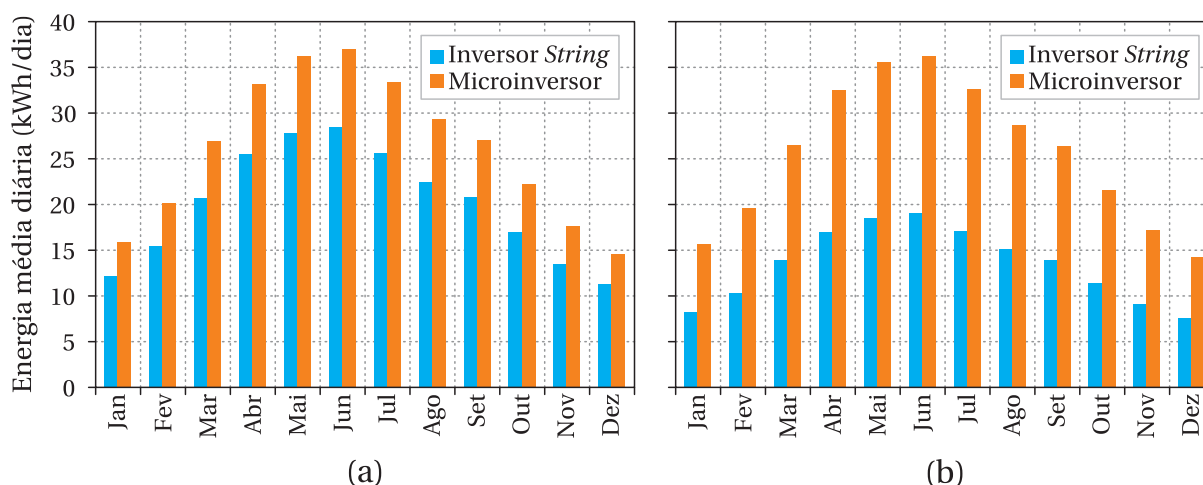
sistema fotovoltaico composto de microinversores apresenta as seguintes características (RAJGOR, 2013; JAMIL; RIZWAN; KOTHARI, 2018):

- robustez em relação a sombreamentos parciais, visto que os módulos sombreados não afetam a geração total do sistema fotovoltaico, como ocorre nas demais topologias de conexão;
- eliminação das perdas por *mismatch*, pois o sistema é composto de um módulo fotovoltaico para cada inversor;
- operação no ponto de máxima potência de cada módulo fotovoltaico, o que permite a máxima transferência de potência do módulo fotovoltaico para o inversor;
- facilidade na instalação e na expansão do sistema, devido a sua estrutura modular;
- aumento na segurança, visto que não requer altas tensões em CC;
- eficiência geral reduzida devido ao estágio de amplificação da tensão de entrada do microinversor, aumentando o custo por watt;
- aumento no custo de manutenção devido à presença de múltiplos microinversores.

Um das principais vantagens dos microinversores é a capacidade de proporcionar modularidade aos sistemas fotovoltaicos e robustez em relação a sombreamentos parciais. Neste contexto, Harb et al. (2013) apresentaram um estudo comparativo entre duas topologias de conexão distintas na condição de sombreamento parcial: um sistema com inversor *string* e um sistema com microinversores. Os sistemas foram simulados empregando dados solarimétricos do Estado do Texas/EUA. Cada sistema era composto de 24 módulos fotovoltaicos de 250 Wp, totalizando 6 kWp. Os autores consideraram os seguintes parâmetros como iguais para ambos sistemas: eficiência, QEE e isolamento galvânica. Os sistemas foram avaliados em duas situações distintas de sombreamento em um único módulo fotovoltaico: com 50 % e com 100 % de sombreamento. O resultado da energia gerada é mostrado na Figura 9 e como se vê, o efeito do sombreamento parcial no sistema fotovoltaico composto de microinversores foi pouco significativo na geração anual média em relação ao sistema com inversor *string*.

Uma desvantagem citada na literatura em relação aos microinversores é o custo desses equipamentos, tanto na instalação quanto na manutenção. Porém, Harb et al. (2013) apontaram que os microinversores reduziram 24 % do custo de instalação em relação aos inversores *string* e o custo total de manutenção, em função do custo inicial do sistema fotovoltaico foi de: 11 % para os inversores *string* e 2 % para os microinversores. Os autores estimaram ainda a confiabilidade dos inversores fotovoltaicos em função da probabilidade de operarem sem falha no período de 25 anos, obtendo 74 % para os inversores *string* e 92 % para os microinversores. O principal fator levado em consideração foram os capacitores eletrolíticos empregados nos inversores.

Figura 9 – Energia média anual gerada pelos sistemas fotovoltaicos com um módulo em condição de: (a) 50 % e (b) 100 % de sombreamento parcial.



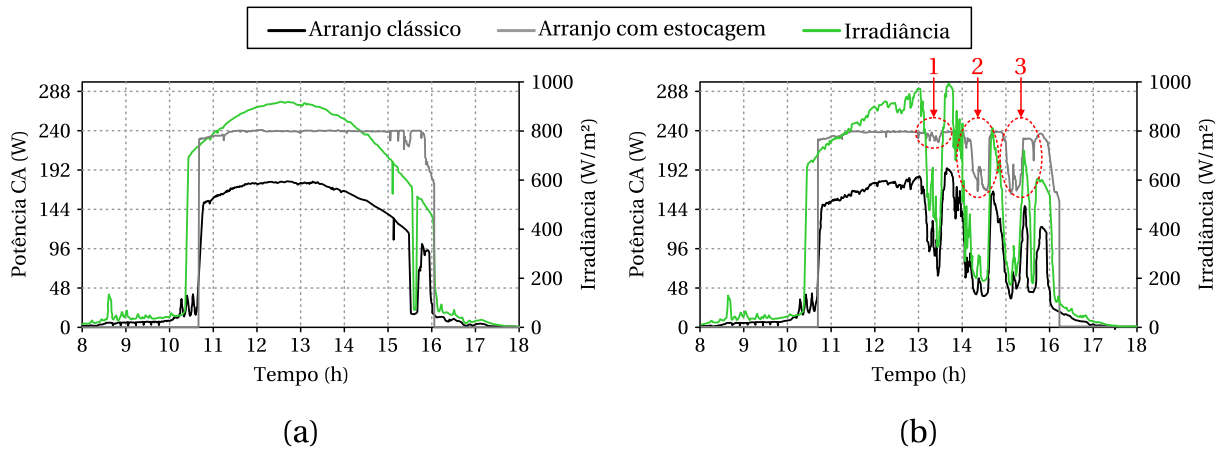
Fonte: Adaptação de Harb et al. (2013).

Outros estudos com a mesma metodologia foram realizados em localidades diferentes e os resultados apontaram os microinversores como mais vantajosos. Por exemplo, Arraez-Cancelliere, Munoz-Galeano e Lopez-Lezama (2017) compararam dois sistemas fotovoltaicos com potência de 5,1 kWp na Colômbia. As simulações foram realizadas em *software* com dados de equipamentos comerciais. Foram avaliados dois cenários: sem sombreamento e em condição de sombreamento parcial. Em ambos os cenários, a topologia com microinversores superou a topologia *string*. As *performance ratios* (PR) foram de 5,9 % para o cenário sem sombreamento e 8 % para o cenário com sombreamento parcial. O estudo econômico apontou um *payback* praticamente igual para ambas topologias: 11,54 anos para a topologia *string* e 11,65 anos para a topologia com microinversores.

Apesar dos SFCR não utilizarem armazenamento de energia, isso constituiria uma alternativa para compensar o efeito da intermitência da fonte solar e melhorar a QEE do sistema fotovoltaico. Neste sentido, Graosque e Dias (2018) propuseram um SFCR com microinversores com armazenamento de energia. O estudo consistiu em comparar, experimentalmente, dois arranjos: um com a configuração clássica e outro com armazenamento. O sistema foi instalado no Estado do Rio Grande do Sul e os dados obtidos nos meses de junho e julho do ano de 2017. A potência CA de saída diária dos sistemas fotovoltaicos é ilustrada na Figura 10 e como se vê, o arranjo com armazenamento (Figura 10(a)) forneceu uma potência praticamente constante superior ao arranjo clássico. Na Figura 10(b), em destaque aos pontos 1, 2 e 3, observa-se que o arranjo com armazenamento manteve a potência de saída com pequenas variações. Neste trabalho não foram avaliados os parâmetros relacionados com QEE.

As principais topologias comercialmente usadas nos microinversores são mostradas na Figura 11. No conversor *flyback* intervalado (Figura 11(a)), vários conversores

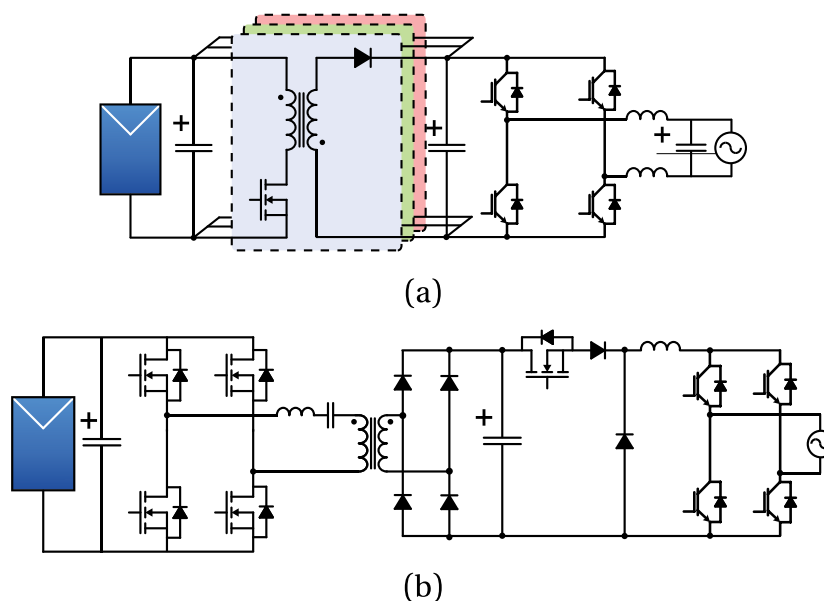
Figura 10 – Comparação entre SFCR com microinversores em função do armazenamento: (a) em um dia de céu claro e (b) em um dia de céu parcialmente encoberto.



Fonte: Adaptação de Graosque e Dias (2018).

flyback em paralelo realizam o seguimento do ponto de máxima potência, elevam a tensão e proporcionam isolamento galvânica. O inversor ponte H (saída do *flyback*) controla a tensão no barramento CC, sincroniza com a rede elétrica e realiza o controle da potência ativa e reativa (KOURO et al., 2015). A topologia mostrada na Figura 11(b) consiste em um conversor ressonante com transformador de alta frequência. A ponte H no estágio CC/CC apresenta propriedades de conversão superiores quando comparada com o conversor *flyback*. A isolamento é garantida por um transformador de alta frequência, responsável também pela elevação da tensão (ABU-RUB; MALINOWSKI; AL-HADDAD, 2014).

Figura 11 – Principais topologias aplicadas comercialmente em microinversores. (a) Conversor *flyback* intervalado e (b) conversor ponte H ressonante com transformador em alta frequência.



Fonte: Adaptação de Kouro et al. (2015).

2.3 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NOS SFCR

O termo Qualidade da Energia Elétrica é usado para caracterizar qualquer desvio na forma de onda, magnitude ou frequência da tensão ou corrente, seja em regime transitório ou permanente, em um sistema elétrico que possa ocasionar falha ou mal funcionamento dos equipamentos elétricos (MARTINHO, 2013). Neste sentido, uma ampla variedade de fenômenos, com características e origens diferentes, estão relacionados com QEE, tais como (DUGAN; MCGRANAGHAN, 2016):

- *transitórios*. São fenômenos eletromagnéticos decorrentes de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. São classificados em transitórios impulsivos, quando causados por descargas atmosféricas e transitórios oscilatórios, quando causados por operações de chaveamento;
- *variações de tensão de curta duração (VTCD)*. São fenômenos causados geralmente, pela energização de grandes cargas que demandam altas correntes de partida. Podem provocar afundamento de tensão ou elevação da tensão, dependendo do ponto de observação no sistema elétrico;
- *variações de tensão de longa duração (VTLD)*. Apresentam características semelhantes às VTCD, mas com durações superiores a três minutos. São causadas por perdas de fase, saída de grandes cargas, entre outras;
- *desequilíbrios*. Originam-se geralmente, nos sistemas de distribuição, com cargas monofásicas distribuídas de forma desigual entre as fases;
- *flutuações de tensão (flicker)*. Consistem em variações dos valores eficazes da tensão de suprimento dentro de uma faixa de 0,95 pu a 1,05 pu. Esse efeito pode se manifestar de maneira aleatória, repetida ou esporádica. Os principais efeitos nos sistemas elétricos são a redução do rendimento dos equipamentos elétricos, cintilação luminosa e interferência nos sistemas de proteção;
- *distorções na forma de onda*. São definidas como um desvio, geralmente em regime permanente, da forma de onda fundamental, sendo caracterizado pelo seu conteúdo harmônico. Existem cinco tipos:
 - *harmônicos*. São tensões ou correntes com frequências múltiplas inteiras da fundamental do sistema. São resultantes da presença de cargas não lineares;
 - *inter-harmônicos*. São tensões ou correntes com frequências não múltiplas da fundamental. São causados por conversores estáticos de potência, equipamentos a arco, motores de indução e os sinais *carrier* em linhas de potência;
 - *nível CC*. Consiste em uma tensão ou corrente CC no sistema elétrico CA. Pode surgir em decorrência dos circuitos retificadores de meia onda e resultar na saturação de transformadores, reduzindo a vida útil e adicionando perdas;

- *notching*. Causado pela comutação da corrente nos equipamentos de eletrônica de potência. Esse fenômeno apresenta harmônicos de alta ordem, podendo ser facilmente filtrado;
- *ruído*. Contém uma larga faixa espectral com frequências menores que 200 kHz. Pode ser resultado da presença de equipamentos eletrônicos de potência, equipamentos a arco e equipamentos com aterramento impróprio.
- *variações de frequência*. São desvios no valor da frequência fundamental do sistema elétrico, estando associadas à velocidade de rotação dos geradores que suprem o sistema. Podem ser causadas pela saída de uma grande fonte de geração ou de um grande bloco de carga, como também por faltas no sistema de transmissão.

As principais normas e procedimentos em vigência no Brasil, relacionados com a QEE no contexto dos SFCR, são:

- **ABNT NBR 16149:2013**: estabelece recomendações para a interface de conexão entre a rede elétrica e os sistemas fotovoltaicos;
- **ABNT NBR 16150:2013**: especifica os procedimentos de ensaios de conformidade;
- **ABNT NBR IEC 62116:2012**: fornece um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas anti-ilhamento nos SFCR;
- **PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**: estabelece indicadores, limites e metodologia de medição para fenômenos relacionados com QEE;
- **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011, do Inmetro**: Estabelece os requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica.

Comparando a norma brasileira ABNT NBR 16149 com a norma europeia (IEC Std. 61727) e a norma dos EUA, em relação à compatibilidade entre os sistemas fotovoltaicos e a rede elétrica, tem-se que (FIGUEIRA et al., 2015):

- as normas ABNT NBR 16149 e IEC Std. 61727 apresentam similaridades na especificações de: anti-ilhamento, aterramento, isolamento e seccionamento e proteção contra curto-circuito;
- a norma brasileira, dentre as abordadas, é a única que trata dos requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede. Além disso, a ABNT NBR 16149 se destacou em relação às demais pelos requisitos relacionados com fator de potência e injeção de potência reativa, que acarreta em restrições de *hardware*. As topologias que operam com chaves em baixa frequência são capazes de sintetizar apenas fator de potência unitário;

- a norma IEEE Std. 1547 é a única que aborda proteção contra interferência eletromagnética (EMI), dispositivos em paralelo e monitoramento. Entretanto, esses requisitos não apresentam dificuldades de implantação.

De acordo com a norma ABNT NBR 16149, a diretriz referente à QEE nos SFCR consiste em cessar o fornecimento de energia à rede na ocorrência de desvios dos padrões estabelecidos em norma, devendo o sistema fotovoltaico ser capaz de identificar essas anormalidades.

Para garantir a operação segura e compatível com a rede elétrica, os seguintes parâmetros devem ser observados: faixa de operação normal de tensão e frequência, cintilação, injeção de componente contínua na rede elétrica, fator de potência e injeção de potência reativa, harmônicos e distorção de forma de onda, interrupção de tensão da rede e tempo de reconexão (ABNT, 2014).

2.3.1 Compatibilidade com a Rede Elétrica

2.3.1.1 Faixa de Operação Normal de Tensão

A faixa operacional de tensão é de 80 % a 110 % da tensão nominal da rede local, no ponto de acoplamento comum (PAC). Caso seja registrada uma tensão abaixo de 80 % da tensão nominal, o fornecimento de energia à rede deve cessar em até 0,4 segundos. Caso a tensão ultrapasse 110 %, o tempo máximo de desligamento é de 0,2 segundos.

2.3.1.2 Cintilação

Conhecida também como flutuação de tensão (*flicker*), a cintilação pode ser causada em função da potência injetada na rede elétrica pelo inversor fotovoltaico. Os limites dos indicadores de severidade de cintilação de curta duração (P_{st}) e de longa duração (P_{lt}) são, respectivamente, 1,0 e 0,65.

2.3.1.3 Proteção Contra Injeção de Componente Contínua na Rede Elétrica

Se a injeção de componente contínua na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 1 segundo.

2.3.1.4 Faixa de Operação Normal de Frequência

Em relação à variação da frequência na rede, o sistema fotovoltaico deve operar de acordo com a curva mostrada na Figura 12. Quando a frequência da rede atingir valores abaixo de 57,5 Hz e acima de 62,0 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia em até 0,2 segundos. O sistema deve voltar a fornecer energia à

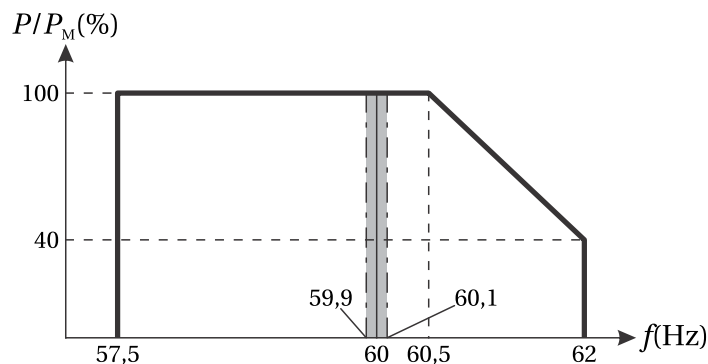
rede apenas quando a frequência retornar para a faixa de 59,9 Hz a 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão.

No momento que a frequência da rede assumir valores entre 60,5 Hz e 62,0 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede de acordo com (1).

$$\Delta P = [f_r - (f_n + 0,5)] \times r, \quad (1)$$

sendo: ΔP a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem; f_r a frequência da rede; f_n a frequência nominal da rede; r a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, ajustada em -40 %/Hz.

Figura 12 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede.



Fonte: (ABNT, 2014).

2.3.1.5 Harmônicos e Distorção de Forma de Onda

O sistema fotovoltaico deve ter baixos níveis de distorção harmônica de corrente, garantindo que ocorra nenhum efeito adverso nos equipamentos conectados à rede. A Distorção Harmônica Total de corrente (DHT_I) deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Limite de distorção harmônica de corrente.

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

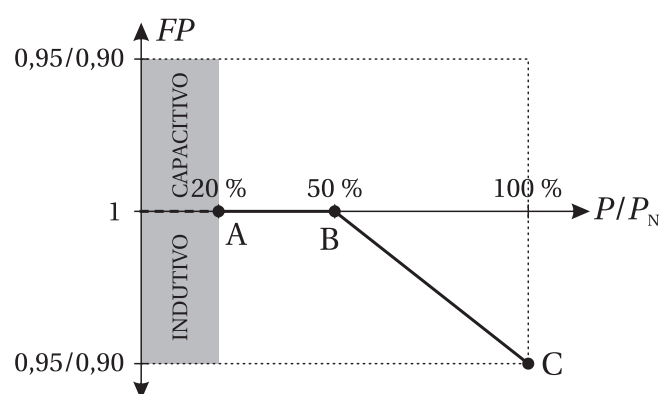
Fonte: (ABNT, 2014).

2.3.1.6 Fator de Potência e Injeção de Potência Reativa

Os sistemas fotovoltaicos devem operar com o fator de potência (FP) unitário e tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, quando a potência

ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor. Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW, além da condição anterior, o inversor deve apresentar a opção de operar de acordo com a curva da Figura 13, sendo a faixa ajustável do fator de potência de: 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo, para sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW; 0,90 capacitivo a 0,90 indutivo, para sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6 kW. Essa curva deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação, onde seu valor padrão de fábrica é de 104 % da tensão nominal da rede (valor ajustável entre 100 % e 110 %) e desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desabilitação, onde o padrão de fábrica é de 100 % da tensão nominal da rede (valor ajustável entre 90 % e 100 %).

Figura 13 – Curva do fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor.



Fonte: (ABNT, 2014).

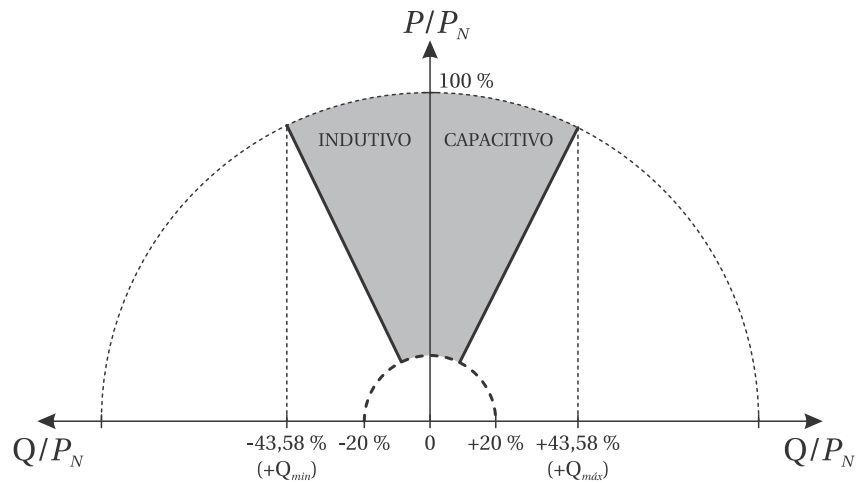
Para os sistemas fotovoltaicos com potência nominal superior a 6 kW, o controle da potência reativa é de acordo com a curva da Figura 14. O tipo e os ajustes do controle do fator de potência e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede. Os tipos de controle podem ser: potência reativa fixa ou controle externo.

2.3.2 Segurança nos Sistemas Fotovoltaicos

2.3.2.1 interrupção de Tensão da Rede

A interrupção de tensão da rede pode ser resultante de diversos fatores, como por exemplo: atuação da proteção do sistema na ocorrência de falta e desenergização para manutenção na rede. De acordo com a ABNT NBR IEC 62116, para prevenir a condição de ilhamento, independentemente das cargas ligadas, o SFCR deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede elétrica.

Figura 14 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.



Fonte: (ABNT, 2014).

2.3.2.2 Reconexão

O sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica por um período de 20 a 300 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

2.4 AVALIAÇÃO DE CONFORMIDADE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Até o surgimento da ABNT NBR 16149 e da ABNT NBR 16150, existia uma lacuna em relação aos requisitos e procedimentos de qualificação e etiquetagem dos inversores para SFCR. Pinto Neto (2012) propôs um procedimento para qualificação e etiquetagem dos inversores fotovoltaicos conectados à rede. Este trabalho destacou-se pela abordagem detalhada dos procedimentos de ensaios dos inversores fotovoltaicos, da bancada de ensaios e dos equipamentos requeridos.

O Inmetro, por meio do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), estabeleceu os requisitos técnicos para a avaliação de conformidade dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos, abrangendo: módulos fotovoltaicos, controladores de carga e descarga de baterias, inversores para sistemas autônomos com potência nominal entre 5 W a 10 kW, inversores para SFCR com potência nominal de até 10 kW e baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga para aplicação fotovoltaica. Esses requisitos foram implantados pela Portaria Inmetro nº 004, de 04 de janeiro de 2011, e pelas Portarias Complementares nº 357/2014 e nº 17/2016.

São apresentados no Quadro 2 os ensaios de conformidade para inversores conectados à rede com potência nominal de até 10 kW. Para os ensaios de 1 a 14, os limites normativos estão estabelecidos na norma ABNT NBR 16149, enquanto os procedimentos de ensaios estão descritos na norma ABNT NBR 16150. As condições de conformidade e os procedimentos para os ensaios de número 15 e 16 constam na Portaria Inmetro

nº 004/2011. A norma ABNT NBR IEC 62116 é voltada para os requisitos de ensaios e critério de conformidade para o ensaio de número 17, de anti-ilhamento.

Quadro 2 – Ensaio dos inversores para SFCR e as normas de referência.

Número	Ensaio	Norma de Referência
1	Cintilação	ABNT NBR 16149 e ABNT NBR 16150
2	Injeção de componente continua	
3	Harmônicos e distorção de forma de onda	
4	Fator de potência	
5	Injeção/demanda de potência reativa	
6	Sobre/subtensão	
7	Sobre/subfrequência	
8	Controle da potência ativa em sobrefrequência	
9	Reconexão	
10	Religamento automático fora de fase	
11	Modulação de potência ativa	
12	Modulação de potência reativa	
13	Desconexão do sistema fotovoltaico da rede	
14	Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede	
15	Proteção contra inversão de polaridade	Portaria Inmetro nº 004/2011
16	Sobrecarga	ABNT NBR IEC 62116
17	Anti-ilhamento	

Fonte: (INMETRO, 2011).

Os fornecedores interessados em produzir, importar ou comercializar esses equipamentos no Brasil, compulsoriamente devem se comprometer a solicitar a etiquetagem, contratar um laboratório de ensaios designado ou acreditado, providenciar a documentação da etiquetagem, realizar os ensaios, obter a aprovação para o uso da etiqueta, registrar os produtos etiquetados e se responsabilizar pela manutenção e renovação dos registros obtidos (INMETRO, 2018).

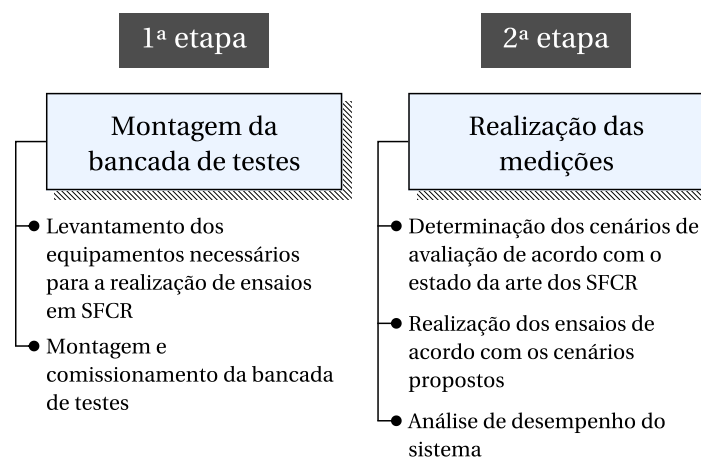
A realização dos ensaios de conformidade nos inversores fotovoltaicos conectados à rede abrange vários procedimentos com diferentes esquemas de ligação. Com o objetivo de permitir a reconfiguração rápida das conexões, sem a necessidade de intervenção manual, diversos trabalhos propõem realizar os ensaios de conformidade de maneira automatizada, como por exemplo, o de Bortolosso, Rosenbach e Prieb (2018), que empregou disjuntores e chaves contadoras para o chaveamento dos elementos da bancada de ensaios e um *software* de pós-processamento para aquisição e apresentação dos dados.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Este capítulo aborda os materiais e métodos empregados para a realização deste trabalho. Inicialmente, apresenta-se uma descrição da bancada de testes montada e em seguida, os equipamentos utilizados são caracterizados, abordando suas funcionalidades, requisitos normativos e especificações técnicas. Por fim, apresenta-se o método de avaliação, onde foram estabelecidos os cenários de avaliação, de acordo com critérios determinados pelas normas vigentes, literatura e práticas consolidadas na literatura.

A metodologia aplicada é apresentada no esquema da Figura 15. Na primeira etapa, realizou-se um levantamento dos equipamentos necessários para a montagem da bancada de testes, como também sua montagem e comissionamento. Na segunda etapa foram definidos os cenários de avaliação, a caracterização dos parâmetros e dos procedimentos de ensaio e for fim, a análise dos dados obtidos.

Figura 15 – Metodologia aplicada no estudo.

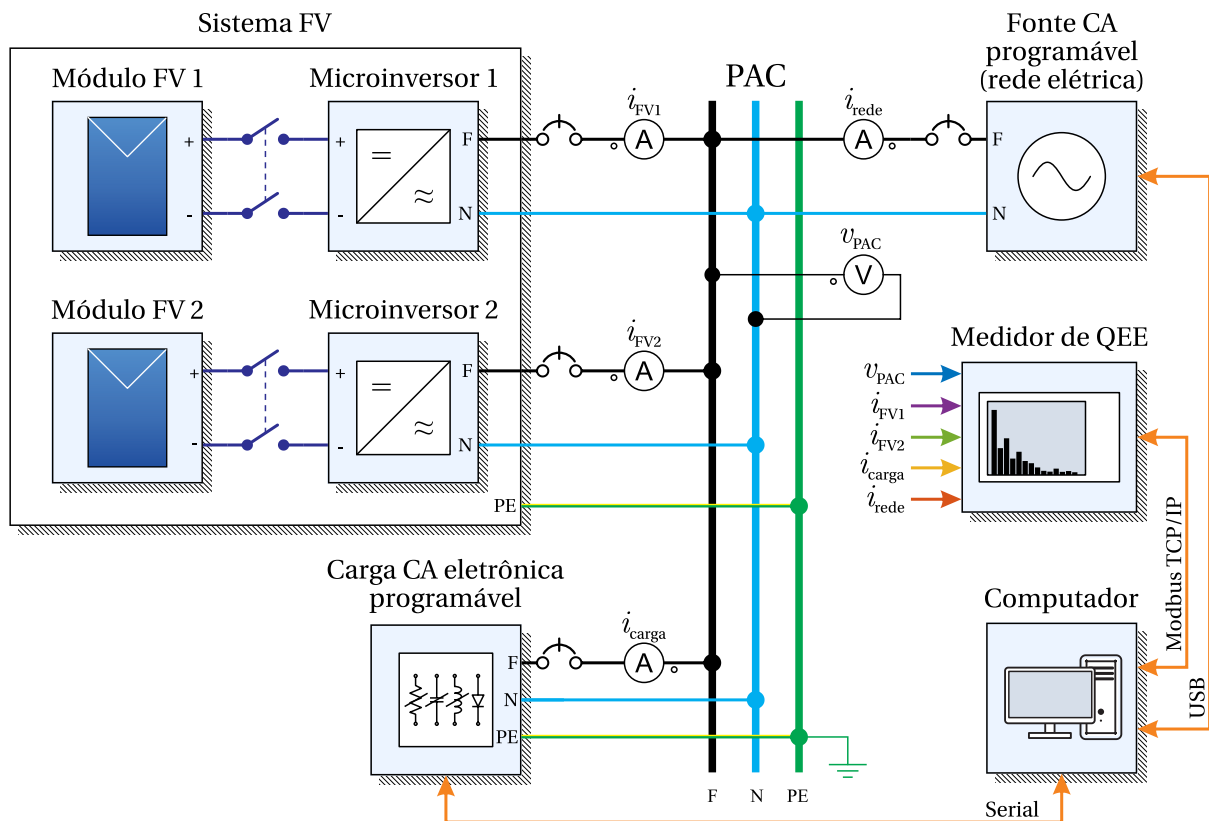


Fonte: Elaborada pelo autor.

3.1 DESCRIÇÃO DA BANCADA DE TESTES

O SFCR avaliado, cujo diagrama é mostrado na Figura 16, baseou-se na norma ABNT NBR 16150, no qual adicionou-se uma carga CA variável com o objetivo de reproduzir situações reais de operação, bem como investigar o efeito da característica da carga no desempenho do sistema. A rede elétrica foi representada por uma fonte CA programável, o sistema fotovoltaico foi composto de dois microinversores e seus respectivos módulos fotovoltaicos, totalizando uma potência de 500 Wp e a carga foi representada por uma carga CA eletrônica programável. Utilizou-se um medidor de QEE classe A para aquisição dos parâmetros de QEE e das formas de onda da tensão e das correntes.

Figura 16 – Diagrama da bancada de testes desenvolvida.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.1.1 Caracterização dos Equipamentos

As normas ABNT NBR 16150 e ABNT NBR IEC 62116 estabelecem os requisitos mínimos para os equipamentos utilizados nos ensaios de conformidade dos inversores fotovoltaicos voltados para simular os componentes de um SFCR, tais como a fonte CA, a carga CA e o simulador de gerador fotovoltaico.

3.1.1.1 Fonte CA

A fonte CA é o equipamento que fornece uma tensão CA dentro dos parâmetros configurados e foi utilizada para simular a rede elétrica. Esse equipamento pode incluir funções especiais, como geração de transitórios, geração de formas de ondas arbitrárias e realizar medições de parâmetros.

As normas ABNT NBR 16150 e ABNT NBR IEC 62116 estabelecem que o simulador de rede CA usado nos ensaios deve satisfazer as condições especificadas na Tabela 2, ser capaz de variar a frequência e a tensão em degraus (o valor final deve ser atingido em um período máximo de 16 ms) e produzir deslocamentos de fase da tensão de 90° a 180° . A ABNT NBR 16150 indica o uso de uma fonte de quatro quadrantes ou uma fonte de um quadrante com uma carga resistiva em paralelo que tenha capacidade de absorver a potência de ensaio. A ABNT NBR IEC 62116 permite que possa ser utilizada a rede

elétrica da distribuidora para o ensaio de anti-ilhamento, desde que sejam satisfeitas as condições da Tabela 2.

Tabela 2 – Requisitos para o simulador de rede CA.

Itens	Especificação	
	ABNT NBR 16150	ABNT NBR IEC 62116
Tensão	—	Nominal $\pm 2\%$
Passo mínimo da tensão	0,4 % da tensão de ensaio	—
DHT da tensão	< 2,5 %	< 2,5 %
Frequência	—	Nominal $\pm 0,1$ Hz
Passo mínimo da frequência	0,1 Hz	—
Defasagem*	$120^\circ \pm 1,5^\circ$	$120^\circ \pm 1,5^\circ$

*Somente em equipamentos trifásicos.

Fonte: ABNT (2013); ABNT (2012).

Neste trabalho utilizou-se a fonte CA programável 3000Lx, do fabricante *California Instruments*. Ela é mostrada na Figura 17 e suas especificações são apresentadas no Quadro 3. Esta fonte atende aos requisitos apresentados na Tabela 2, além de permitir a programação de formas de ondas com conteúdo harmônico definido, formas de onda arbitrárias ou obtidas por meio de medições e simular distúrbios de uma rede elétrica, possuindo uma lista de fenômenos transitórios pré-programados.

Figura 17 – Fonte CA programável 3000Lx



Fonte: AMETEK³ (2018).

3.1.1.2 Carga CA

A ABNT NBR IEC 62116 determina que deve ser conectada uma carga composta de uma associação paralela de resistência, indutância e capacitância variáveis no lado CA, para a realização do ensaio de anti-ilhamento. Entretanto, permite que cargas eletrônicas sejam usadas, desde que não produzam resultados diferentes daqueles que seriam obtidos com resistores, indutores e capacitores passivos. As cargas CA eletrônicas

³ Disponível em: <<https://www.powerandtest.com/>>. Acesso em: 10 out. 2018.

Quadro 3 – Especificações da fonte CA programável 3000Lx.

Modelo/Fabricante	3000Lx/ <i>California Instruments</i>
Parâmetros de Saída	
Máxima potência de saída	3000 VA (monofásico) 1000 VA (trifásico)
Fator de potência	0 a unidade
Faixa de tensão	0 a 300 V
Resolução da tensão	100 mV
Faixa de frequência	17 a 1000 Hz
Resolução da frequência	0,01 Hz para $f < 81,9$ Hz 0,1 Hz para $f > 82,0$ e $f < 819$ Hz 1 Hz para $f \geq 819$ Hz
Máxima corrente RMS	38,4 A (monofásico) e 12,8 A (trifásico)
Distorção harmônica	< 1 % (carga resistiva)
Parâmetros de Entrada	
Tensão	208 a 230 \pm 10 % (monofásico)
Eficiência	75 %
Fator de potência	0,6

Fonte: AMETEK⁴ (2018).

programáveis são projetadas para aplicações onde são necessárias cargas não lineares com diversas características, fator de potência unitário, atrasado ou adiantado e elevado fator de crista.

Neste trabalho utilizou-se a carga CA eletrônica programável modelo 4600-3, do fabricante NHR. Este equipamento permite programar uma corrente assimétrica, curto-circuitos e macros que simulam correntes de *inrush*. Seu painel frontal é mostrado na Figura 18. Suas principais características são mostradas no Quadro 4.

Figura 18 – Painel frontal da carga eletrônica CA programável NHR 4600.



Fonte: NR Research Inc.⁵ (2018).

⁴ Cf. nota 3 p. 40.

⁵ Disponível em: <<https://nhresearch.com/>>. Acesso em: 10 out. 2018.

Quadro 4 – Especificações da carga CA eletrônica programável NHR 4600-3.

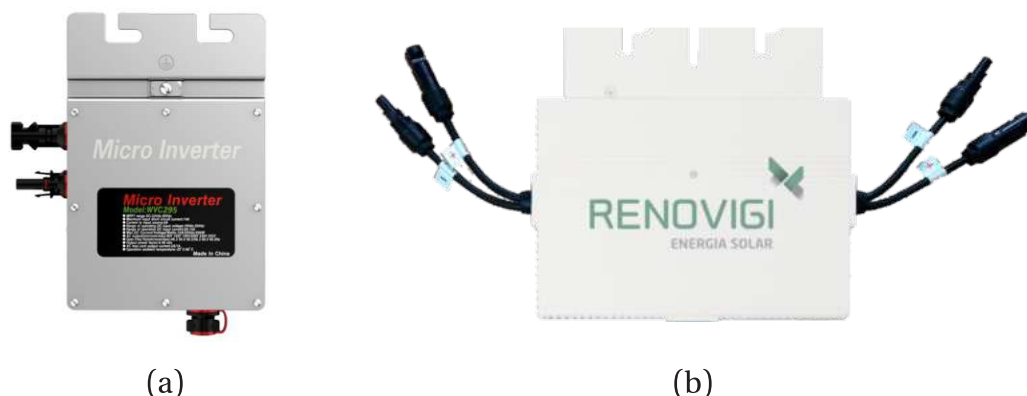
Modelo/Fabricante	4600-3/NR Research
Potência	3 kW
Corrente máxima	30 A
Faixa de tensão	50 a 350 V
Tensão de alimentação	115/230 \pm 10 % V, 47 a 63 Hz
Modos programáveis (Faixa/Precisão/Resolução)	
Corrente em regime permanente	0 a 30 A/0,2 %/0,05 %
Tensão Constante	50 a 350 V/0,2 %/0,05 %
Potência Constante	300 a 3000 W/0,5 %/0,05 %
Resistência Constante	2,5 a 1000 Ω /1,5 %/0,05 %
Fator de Potência	0 a 1 (atrasado/adiantado)/1 %/0,05 %
Fator de Crista	1,414 a 4/1 %/0,05 %
Curto-Circuito (Máx. Corrente de surto)	300 A

Fonte: NR Research Inc.⁶ (2018).

3.1.1.3 Microinversores

O sistema fotovoltaico analisado neste trabalho é composto por dois módulos CA e os microinversores utilizados foram o WVC-295, do fabricante *FenixSolar* e o Reno 500, do fabricante *Renovigi*. Suas especificações estão dispostas no Quadro 5. Como observa-se na Figura 19(b), o Reno 500 possui duas entradas individuais, cada uma com seu método de SPMP, sendo possível monitorar os parâmetros de cada módulo fotovoltaico individualmente. Entretanto, neste trabalho utilizou-se apenas uma entrada do microinversor Reno 500.

Figura 19 – Microinversores utilizados: (a) WVC-295 e (b) Reno 500.



Fonte: FenixSolar⁷ (2018) e Renovigi⁸ (2019).

⁶ Cf. nota 5 p. 41.

⁷ Disponível em: <<http://www.fenixsolar.com/>>. Acesso em: 12 out. 2018.

⁸ Disponível em: <<https://renovigi.com.br/>>. Acesso em: 7 jul. 2019.

Quadro 5 – Especificações dos Microinversores.

Microinversor # (Figura 16)	1	2
Modelo	WVC-295	Reno 500
Fabricante	FelixSolar	Renovigi
Certificação Inmetro	Não	Sim
Entrada		
Potência máxima CC (W)	300	2×370
Tensão máxima CC (V)	54	54
Faixa de tensão do SPMP (V)	22 a 50	28 a 42
Faixa de tensão de operação (V)	17 a 50	18 a 54
Tensão de partida (V)	22	24
Máxima corrente em CC de curto-circuito (A)	15	15
Corrente máxima de entrada (A)	13	2×9,5
Saída		
Potência nominal de saída (W)	295	500
Corrente máxima de saída (A)	1,08	2,17
Tensão nominal (V)	230	220
Faixa de tensão de trabalho (V)	180 a 260	176 a 242
Frequência nominal (Hz)	50/60	60
Fator de potência ($\cos\phi$)	> 0,99	> 0,99
Unidades máximas por barramento	12	8
Eficiência		
Eficiência máxima do equipamento (%)	95	95,8
DHT de corrente (%)	< 3	< 3
Consumo de energia (mW)	50	120

Fonte: FenixSolar⁹ (2018) e Renovigi¹⁰ (2019).

Um aspecto relevante considerado neste trabalho diz respeito à certificação do Inmetro, que o WVC-295 não possui. Com isso, foi possível estabelecer um comparativo com outro equipamento certificado e avaliar seu impacto no desempenho.

3.1.1.4 Simulador de Gerador Fotovoltaico

De acordo com as normas ABNT NBR 16149 e ABNT NBR 16150, nos ensaios dos inversores fotovoltaicos devem-se utilizar simuladores de geradores fotovoltaicos que: forneçam a máxima potência de saída do inversor e outros níveis especificados pelas condições de ensaios; apresentem um tempo de resposta a um degrau na tensão de saída, devido a uma variação de 5 % da potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10 % do seu valor final em menos de 1 ms; apresentem estabilidade dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio, excluindo as variações causadas pelo SPMP do inversor fotovoltaico; possuam fator de forma na faixa de 0,25 a 0,8.

⁹ Cf. nota 7 p. 42.

¹⁰ Cf. nota 8 p. 42.

O fator de forma é um indicador da qualidade das células fotovoltaicas, sendo determinado pelo quociente entre a potência no PMP e a potência resultante do produto da tensão de circuito aberto com a corrente de curto-circuito, como pode ser verificado na Equação (2).

$$FF = \frac{V_{PMP} I_{PMP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2)$$

Além do simulador de gerador fotovoltaico, para o ensaio de anti-ilhamento, a ABNT NBR IEC 62116 permite a utilização de fonte de alimentação CC com resistência série e de módulos fotovoltaicos. Para a utilização de módulos fotovoltaicos, as seguintes condições devem ser satisfeitas:

- o módulo fotovoltaico deve fornecer a máxima potência de saída do inversor fotovoltaico e outros níveis especificados pelas condições de ensaio;
- a irradiância não deve variar mais do que 2 % durante o ensaio, de acordo com a medida feita por um dispositivo de referência;
- realizar o ensaio em períodos de irradiância constante (céu limpo e perto do meio dia solar) para atingir uma condição de estabilidade.

Neste trabalho utilizaram-se módulos fotovoltaicos para suprir a potência CC de entrada dos microinversores. O modelo empregado foi o KD250GH-4FB2, fabricado pela Kyocera, cujas curvas características são apresentadas na Figura 20 e suas especificações listadas no Quadro 6.

Quadro 6 – Especificações do módulo fotovoltaico KD250GH-4FB2.

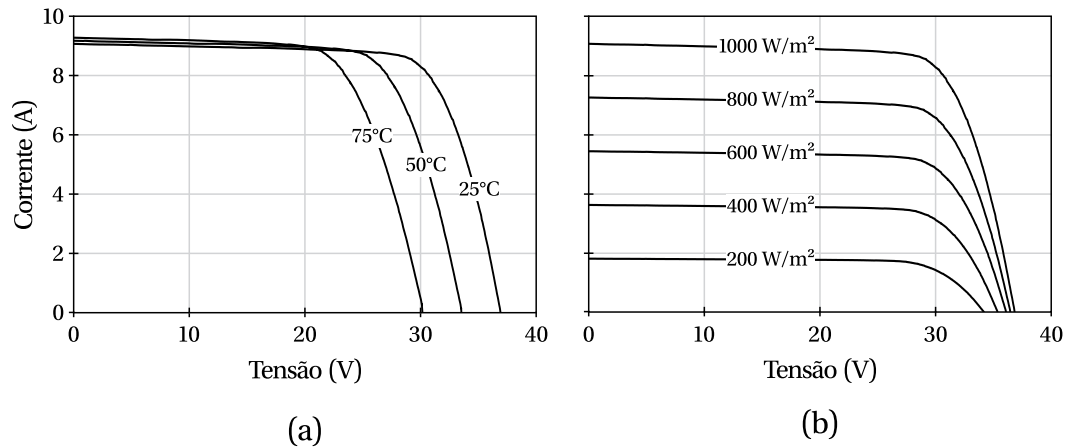
Modelo	KD250GH-4FB2
Fabricante	Kyocera
Tecnologia	multicristalino (mc-Si)
Células por módulo	60
Desempenho elétrico*	
Potência máxima (P_{max})	250 Wp
Tensão na potência máxima (V_{MP})	29,8 V
Corrente na potência máxima (I_{MP})	8,39 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	36,9 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	9,09 A
Eficiência	15,1 %
Coeficiente de temperatura de (V_{OC})	-0,36 %/°C
Coeficiente de temperatura de (I_{SC})	0,06 %/°C
Coeficiente de temperatura da potência máxima	-0,46 %/°C
Fator de forma	0,74

*em condições padrão de teste (25 °C, 1000 W/m² e 1,5 AM).

Fonte: Kyocera¹¹ (2019).

¹¹ Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br/>>. Acesso em: 23 mai. 2019.

Figura 20 – Curvas I-V do módulo fotovoltaico KD250GH-4FB2: (a) diferentes temperaturas a 1000 W/m^2 e (b) diferentes níveis de irradiância solar a 25°C .



Fonte: Kyocera¹² (2019).

3.1.1.5 Medidor de QEE

Conforme a ABNT NBR 16150, a medição dos parâmetros de QEE deve ser realizada por um instrumento de medição com exatidão melhor ou igual a 0,5 % e para medição da forma de onda, com instrumentos dotados de armazenamento de dados, com uma frequência de amostragem maior ou igual a 10 kHz e exatidão melhor ou igual a 1 %. Desta forma, utilizou-se neste trabalho o medidor de QEE classe A Nexus 1500+, do fabricante *Electro Industries/GaugeTech*, para a medição dos parâmetros relacionados com QEE e para a aquisição das formas de onda da tensão e da corrente, o qual é ilustrado na Figura 21 e suas especificações dispostas no Quadro 7.

Figura 21 – Medidor de QEE Nexus 1500+.



Fonte: Electro Industries/GaugeTech¹³ (2018).

¹² Cf. nota 11 p. 44.

¹³ Disponível em: <<https://electroind.com/>>. Acesso em: 22 out. 2018.

Quadro 7 – Especificações do medidor de QEE Nexus 1500+.

Modelo	Nexus 1500+
Fabricante	Electro Industries/GaugeTech
Especificações do medidor	
Tensão de alimentação	100 a 240 V, 50/60 Hz
Potência de consumo	15 a 25 W
Entrada de tensão	
Faixa/Precisão	Tensão de fase: 5 a 347 V, Tensão de linha: 10 a 600 V/ 0,05 % (1 s), 0,1 % (100 ms)
Ligações	Y a 4 fios e 3 elementos, Y a 4 fios e 2,5 elementos, Δ a 3 fios e 2 elementos
Impedância de entrada	5 M Ω /fase
Entrada de corrente	
Classe 2	1 A nominal / 2 A máximo
Classe 20	5 A nominal / 20 A máximo
Precisão	0,025 % (1 s), 0,1 % (100 ms)
Corrente de partida	0,1 % da nominal
Corrente de surto suportável (23 °C)	100 A por 10 s, 300 A por 3 s, 500 A por 1 s
Frequência	45 a 69,9 Hz
Medição	
Tensão, corrente	<i>True RMS</i>
Taxa de atualização	alta velocidade: 1 ciclo (2 a 20 ciclos programável), faturamento: 1 segundo
Taxa de amostragem	até 1024 amostras/ciclo programável

Fonte: Electro Industries/GaugeTech¹⁴ (2018).

O Nexus 1500+ mede diversos parâmetros de QEE. As medidas eficazes são determinadas por:

$$X_{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N (X_t)^2}{N}}, \quad (3)$$

sendo N o número de amostras usadas na integração discreta e X os valores instantâneos da corrente ou a tensão.

As potências ativa (W), aparente (VA), reativa (var) e o fator de potência são determinados, respectivamente, pelas Equações (4), (5), (6) e (7).

$$P = \frac{\sum_{t=1}^N (v_t \times i_t)}{N} \quad (4)$$

¹⁴ Cf. nota 13 p. 45.

$$S = V_{\text{RMS}} \times I_{\text{RMS}} \quad (5)$$

$$Q = \sqrt{P^2 - S^2} \quad (6)$$

$$FP = \frac{P}{S} \quad (7)$$

O Nexus 1500+ determina a distorção harmônica total considerando até a 127ª harmônica, de acordo com a equação:

$$DHT_X = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{127} (X_{\text{RMS}}^{(h)})^2}}{X_{\text{RMS}}^{(1)}}, \quad (8)$$

podendo X assumir tensão ou corrente.

3.2 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO

Considerando os objetivos propostos deste trabalho, foram estabelecidos os seguintes critérios de avaliação:

- desempenho do sistema sem geração fotovoltaica, para que se fossem avaliados os equipamentos usados nas medições;
- influência de uma carga não linear no desempenho do sistema fotovoltaico;
- conformidade normativa do conteúdo harmônico da corrente dos microinversores em níveis de potência de saída menores que a máxima nominal;
- desempenho e conformidade normativa em relação às variações na tensão da rede (sobretensão, subtensão e interrupção de tensão).

A seguir são estabelecidos os parâmetros de avaliação, onde serão especificadas as cargas usadas, o método de cálculo de potência de saída do microinversor, os perfis de tensão usados nas medições de variações na tensão da rede e os procedimentos de ensaios.

3.2.1 Determinação dos Parâmetros de Avaliação

3.2.1.1 Tipo da Carga

A carga conectada ao sistema foi classificada em carga linear e carga não linear, estando suas características dispostas no Quadro 8. A determinação da carga não linear baseou-se na forma de onda da corrente imposta por circuitos retificadores de onda completa (também chamados de retificadores de dois pulsos) encontrados em equipamentos eletrônicos em geral. Os harmônicos produzidos por esses circuitos conversores estão diretamente relacionados com o número de pulsos desse conversor, por meio da expressão:

$$h_i = kq \pm 1, k = 1, 2, \dots, \quad (9)$$

sendo q o número de pulsos do conversor e i o índice da harmônica.

Quadro 8 – Caracterização das cargas estabelecidas para avaliação.

	Carga Linear	Carga Não Linear
Formas de onda		
Parâmetros	$R = 110 \Omega$ $P = 440 \text{ W}$ $FC = \sqrt{2} = 1,414$ $FP = 1$	$P = 386 \text{ W}$ $FC = 2$ $FP = 0,877 \text{ at.}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.1.2 Potência da Geração Fotovoltaica

A potência da geração fotovoltaica foi determinada em relação à potência máxima de saída dos microinversores (P/P_{max}), expressa em porcentagem. Esses valores foram obtidos durante as medições, visto que usou-se a irradiância solar para fornecer energia aos microinversores, ou seja, uma fonte não controlada. Dessa forma, foi estabelecido um critério de validação das medições: a potência de saída do microinversor não deve variar mais que 1 % entre o início e o fim das medições.

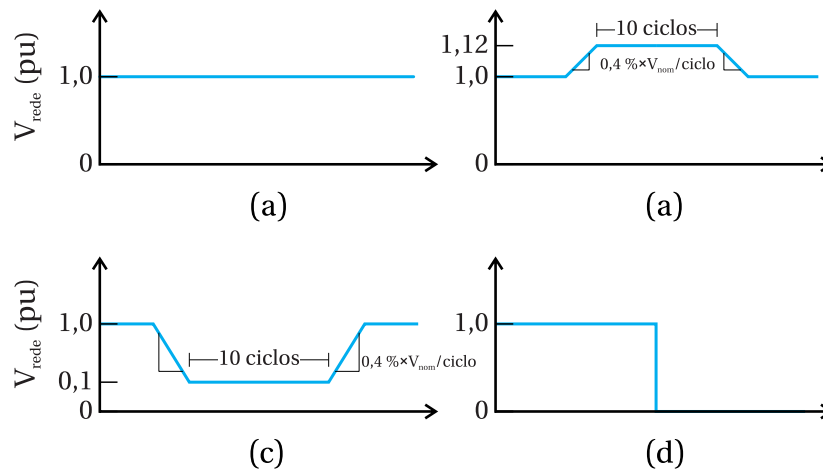
3.2.1.3 Variações na Tensão da Rede

A análise foi classificada em regime permanente e função das variações na tensão da rede. A Figura 22 mostra os perfis de tensão da rede adotados. Em regime permanente, a tensão foi ajustada para o valor nominal de 220 V e uma frequência de 60 Hz. Na análise com variações na tensão da rede, programou-se os fenômenos de sobretensão, subtensão e interrupção de tensão. O perfil de tensão estabelecido para o ensaio de sobretensão baseou-se na norma ABNT NBR 16150, onde a tensão foi incrementada em passos de 0,4 % da tensão nominal a cada ciclo, até atingir o valor de 1,12 pu, onde permaneceu por dez ciclos e então retornou ao valor nominal, com o decremento de 0,4 % da tensão nominal a cada ciclo. Para o ensaio de subtensão, a mesma taxa incremental foi usada e a tensão foi reduzida até 0,1 pu, onde permaneceu por dez ciclos e em seguida, retornou ao valor nominal da tensão da rede. No ensaio de interrupção de tensão, a tensão cessou por 120 ciclos, visto que a ABNT NBR IEC 62116 determina que o SFCR deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede elétrica.

3.2.2 Cenários e Procedimentos de Avaliação

Com base no que foi exposto, foram estabelecidos os seguintes cenários de avaliação:

Figura 22 – Perfis de tensão da rede adotados: (a) regime permanente, (b) sobretensão, (c) subtensão e (d) interrupção de tensão.



Fonte: Elaborada pelo autor.

- *Cenário 1* – Tensão da rede em regime permanente sem geração fotovoltaica para diferentes cargas;
- *Cenário 2* – Tensão da rede em regime permanente com geração fotovoltaica para diferentes cargas;
- *Cenário 3* – Variações na tensão da rede.

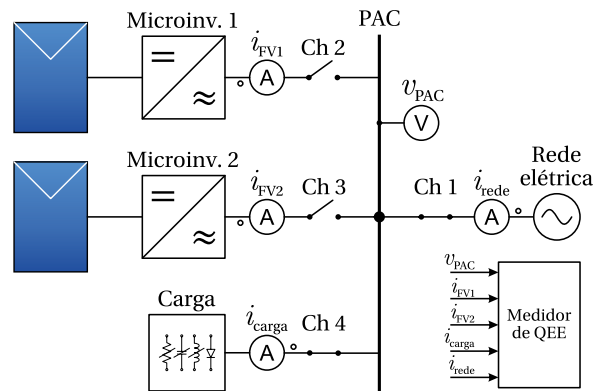
Para o cenário 1, adotou-se o seguinte procedimento:

- conectaram-se os equipamentos como mostrado na Figura 23, acoplou-se o medidor de QEE e todas as chaves foram mantidas em estado aberto;
- configurou-se a tensão da fonte CA em 220 V e frequência em 60 Hz e a carga CA no modo resistivo, com valor de resistência de 110 Ω ;
- fecharam-se as chaves 4 e 1, nesta sequência;
- mediram-se os parâmetros de QEE e foram capturadas as formas de onda;
- avaliou-se o critério de aceitação da medição, em que a potência de saída dos microinversores não deve variar mais do que 1 % durante o ensaio. Repetiram-se os passos d) e e) quando este critério não foi atingido;
- abriram-se em sequência as chaves 1 e 4;
- configurou-se a carga CA no modo não linear;
- repetiram-se os passos c) ao e).

O ensaio para o cenário 2 ocorreu de acordo com o seguinte procedimento:

- conectaram-se os equipamentos como mostrado na Figura 23, acoplou-se o medidor de QEE e todas as chaves foram mantidas em estado aberto;
- configurou-se a tensão da fonte CA em 220 V e frequência em 60 Hz; e a carga CA no modo resistivo, com valor de resistência de 110 Ω ;
- fecharam-se as chaves 4, 5, 6, 1, 2 e 3, nesta sequência;

Figura 23 – Diagrama unifilar do SFCR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

- d) mediram-se os parâmetros de QEE e foram capturadas as formas de onda;
- e) avaliou-se o critério de aceitação da medição, em que a potência de saída dos microinversores não deve variar mais do que 1 % durante o ensaio. Repetiram-se os passos d) e e) quando este critério não foi atingido;
- f) abriram-se, em sequência, as chaves 1, 2, 3 e 4;
- g) configurou-se a carga CA no modo não linear;
- h) fecharam-se as chaves 4, 1, 2 e 3, nesta sequência;
- i) repetiram-se os passos d) e e).

Para o cenário 3, o seguinte procedimento de ensaio foi seguido:

- a) conectaram-se os equipamentos como mostrado na Figura 23, acoplou-se o medidor de QEE e todas as chaves foram mantidas em estado aberto;
- b) configurou-se a tensão da fonte CA em 220 V e frequência em 60 Hz; e a carga CA no modo resistivo, com valor de resistência de 110 Ω ;
- c) fecharam-se as chaves 4, 5, 6, 1, 2 e 3, nesta sequência;
- d) aplicou-se o perfil de tensão programado na fonte CA para sobretensão;
- e) mediram-se os parâmetros de QEE e foram capturadas as formas de onda;
- f) avaliou-se o critério de aceitação da medição, em que a potência de saída dos microinversores não deve variar mais do que 1 % durante o ensaio. Repetiram-se os passos e) e f) quando este critério não foi atingido;
- g) aguardou-se a estabilização do sistema e a reconexão dos microinversores;
- h) aplicou-se o perfil de tensão programado na fonte CA para subtensão;
- i) repetiram-se os passos e) ao g);
- j) aplicou-se o perfil de tensão programado na fonte CA para interrupção de tensão da rede;
- k) repetiram-se os passos e) e f).

4 RESULTADOS E ANÁLISES

Neste capítulo apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos na avaliação experimental do SFCR com microinversores. A princípio, analisaram-se os cenários com a tensão em regime permanente na rede em função da geração fotovoltaica e do tipo da carga. Em seguida, analisaram-se as situações em que ocorreram variações na tensão da rede, como sobretensão, subtensão e interrupção de tensão.

4.1 CENÁRIO 1: SEM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Os resultados das medições para o cenário 1, com a tensão da rede elétrica em regime permanente, sem geração fotovoltaica e com cargas linear e não linear são apresentados na Tabela 3. Com a carga linear, observou-se uma distorção harmônica total de tensão (DHT_V) de 0,21 %, considerado um valor satisfatório e inferior ao especificado pelo fabricante da fonte CA: menor que 1 % para uma carga resistiva. Por outro lado, observou-se uma distorção harmônica total de corrente (DHT_I) de 5,93 %, valor que se justifica pela utilização de uma carga eletrônica. Os demais valores dos parâmetros medidos foram próximos aos teóricos. No caso da carga não linear, devido ao aumento do fator de crista da carga, observou-se um aumento da DHT de tensão, que alcançou 0,41 %, e da DHT de corrente, que alcançou 45,96 %. A DHT de tensão permaneceu dentro do valor especificado pelo fabricante.

Tabela 3 – Resultados das medições com tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para cargas linear e não linear.

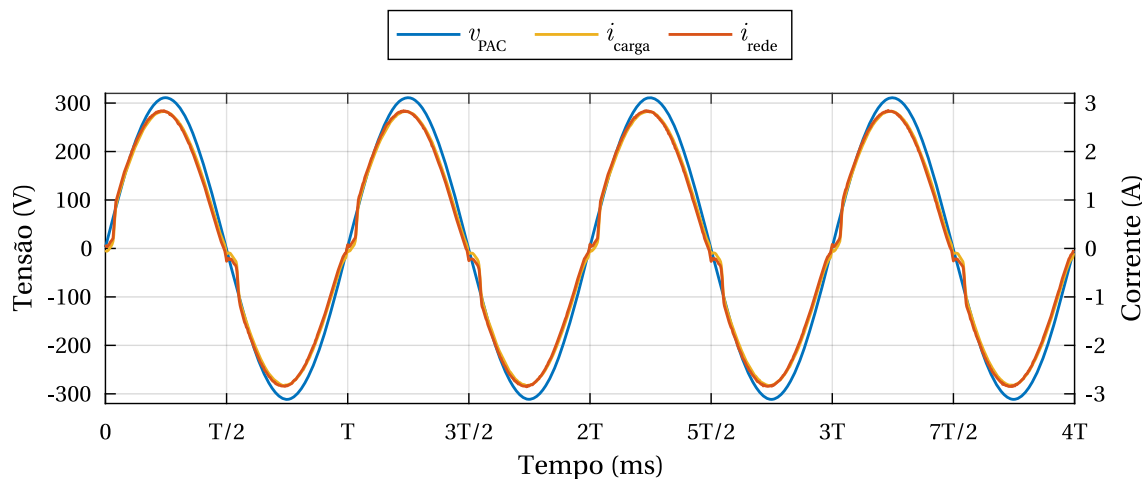
Variável	Carga Linear	Carga Não Linear
V_{PAC} (V)	219,98	220,02
DHT_V (%)	0,21	0,41
I_{carga} (A)	1,98	1,96
DHT_I (%)	5,93	45,96
P (W)	432,63	382,04
FP	1,00	0,89 at.
FC	1,44	2,01

Fonte: Elaborada pelo autor.

As formas de onda da tensão no PAC (v_{PAC}) e das correntes na carga (i_{carga}) e na rede elétrica (i_{rede}) para carga linear são apresentadas na Figura 24, sendo as correntes iguais neste cenário sem geração fotovoltaica. As formas de onda das correntes apresentaram uma distorção no cruzamento por zero. A realização de vários testes na fase de comissionamento da bancada mostrou que essa distorção atenuou-se com o aumento da corrente. Portanto, essa distorção está relacionada com a baixa potência

manipulada, visto que neste trabalho a carga CA eletrônica operou com cerca de 13 % de sua capacidade.

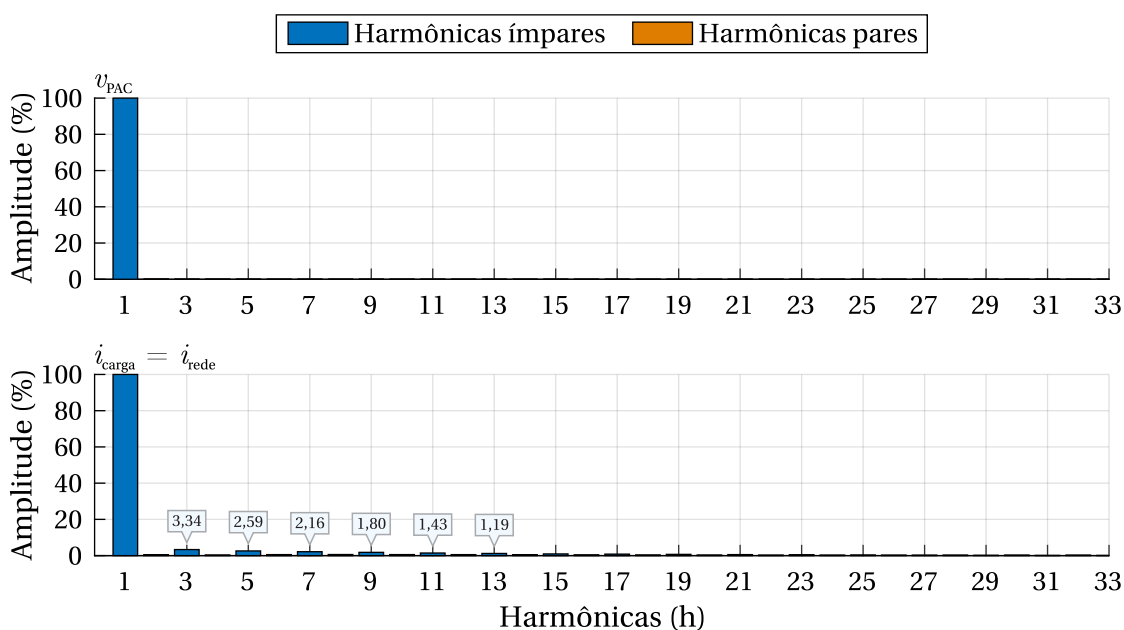
Figura 24 – Formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga linear.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O espectro harmônico resultante para o cenário em que a tensão da rede em regime permanente, sem geração fotovoltaica e para carga linear é apresentado na Figura 25. Como se vê no espectro da tensão, houve a predominância da componente fundamental, enquanto no espectro harmônico da corrente, observou-se o surgimento das componentes ímpares, com amplitudes abaixo de 3,34 %.

Figura 25 – Espectro harmônico resultante com tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga linear.

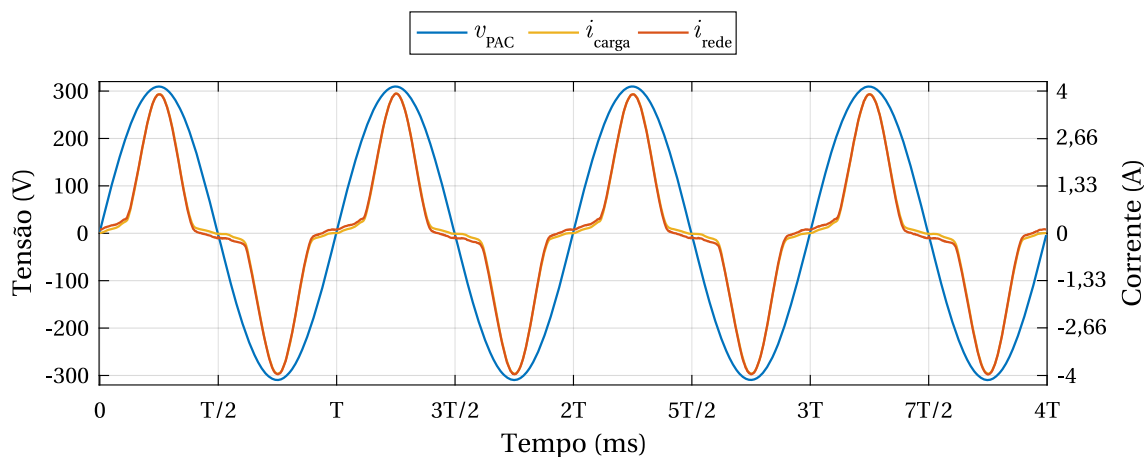


Fonte: Elaborada pelo autor.

As formas de onda resultantes para a tensão em regime permanente na rede, sem

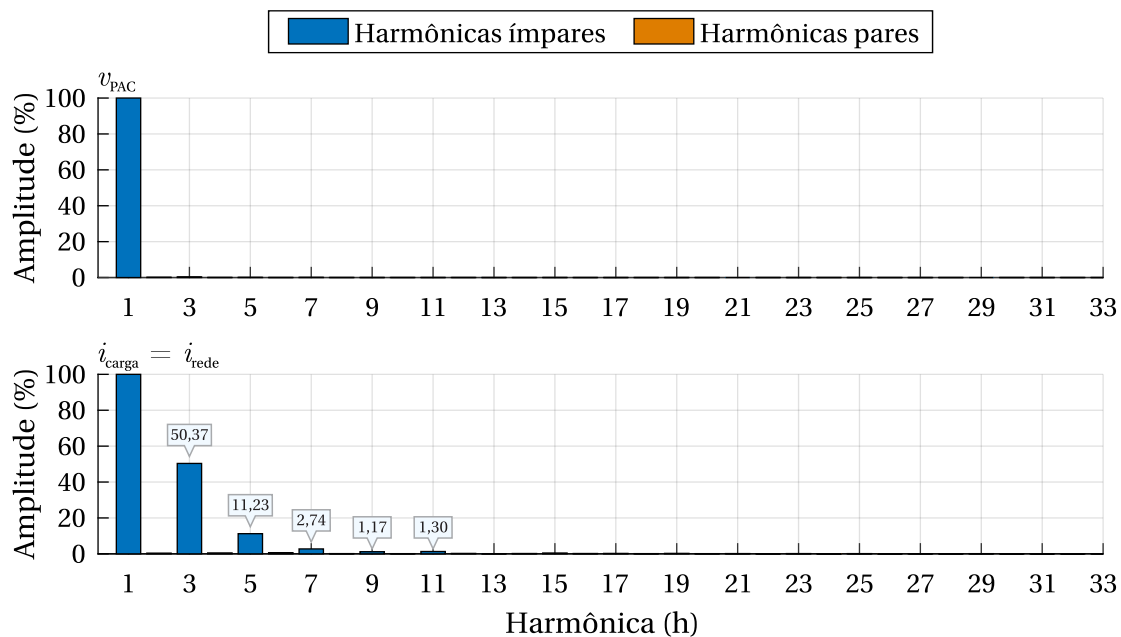
geração fotovoltaica e com carga não linear são apresentadas na Figura 26. Nas curvas das correntes, observou-se o aumento da tensão de pico decorrente do ajuste do fator de crista para 2 e a distorção provocada, principalmente pelas 3ª e 5ª harmônicas. Isso pôde ser corroborado pelo espectro harmônico relativo da corrente apresentado na Figura 27, onde a amplitude da 3ª harmônica atingiu 50,37 % e a 5ª harmônica 11,23 %.

Figura 26 – Formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga não linear.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 27 – Espectro harmônico resultante com tensão em regime permanente na rede, sem geração fotovoltaica e para carga não linear.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2 CENÁRIO 2: COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Os resultados das medições com tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica e com diferentes tipos de cargas são apresentados na Tabela 4. Constatou-se um pequeno aumento na DHT de tensão no PAC (DHT_{VPAC}), que passou de 0,41 % para 0,67 %. Em relação ao sistema fotovoltaico, o Módulo CA 1, que utilizou o microinversor sem certificação do Inmetro, a DHT de corrente foi de 13,72 % com a carga linear e 12,05 % com a carga não linear. O módulo CA 2, que utilizou o microinversor com certificação do Inmetro, sua DHT de corrente atingiu valores inferiores a 2,47 % para ambas as cargas, apontando sua conformidade com a norma ABNT NBR 16149, que determina o limite máximo de DHT de corrente em 5 %, mesmo que neste caso, o ensaio tenha sido feito com com a potência de saída inferior à potência nominal do microinversor, que determina a norma. Além disso, a redução da DHT de corrente com a carga não linear ocorreu devido à maior potência de saída do microinversor, comprovando que quanto maior a potência de saída, menor será a DHT de corrente, independente do tipo de carga conectada ao sistema fotovoltaico (JAMIL; RIZWAN; KOTHARI, 2018).

Tabela 4 – Resultados das medições com tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica e para cargas linear e não linear.

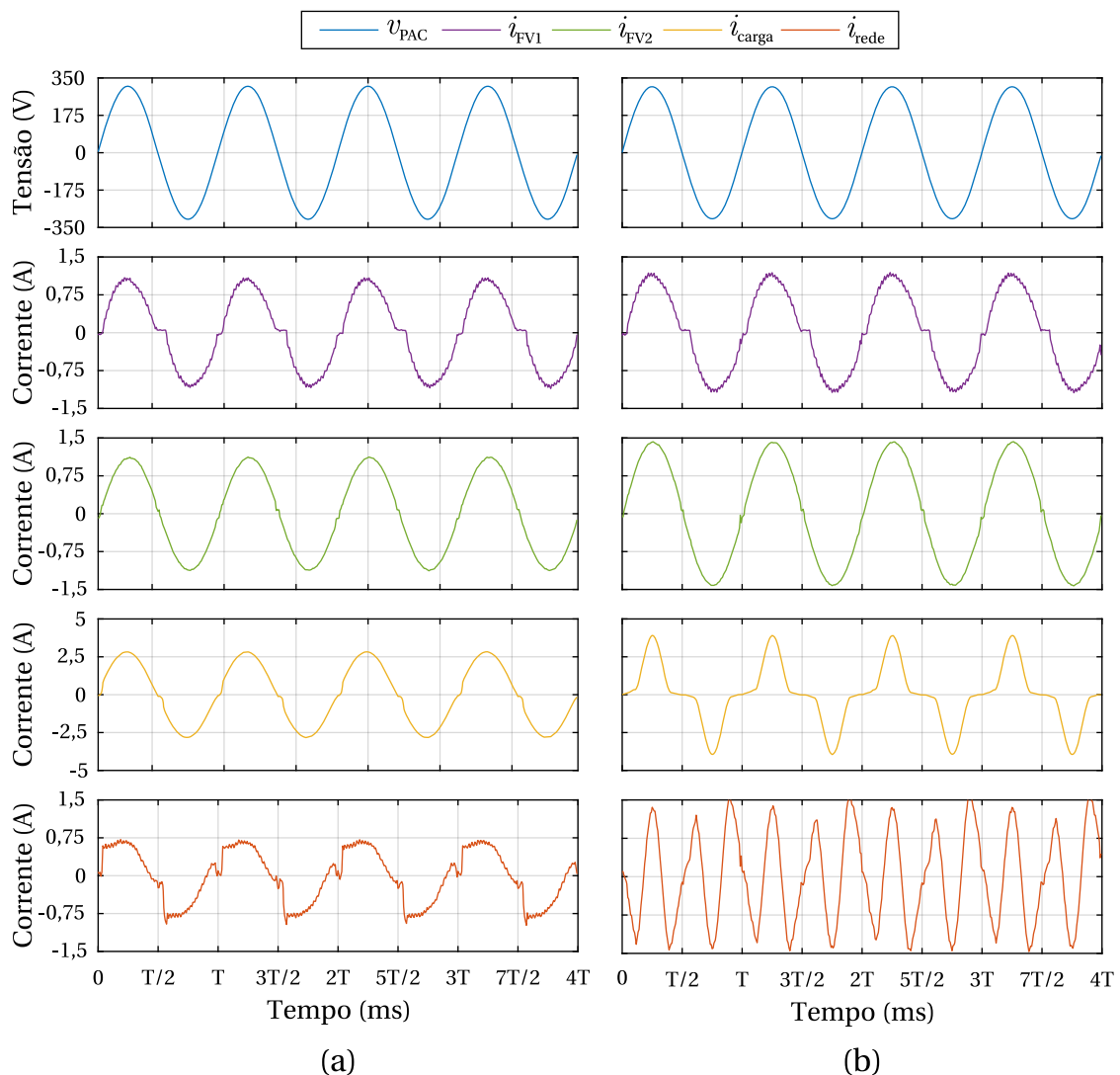
Local Medido	Parâmetro	Carga Linear	Carga Não Linear
PAC	V_{PAC} (V)	220,37	220,55
	DHT_{VPAC} (%)	0,41	0,67
Módulo CA 1	P/P_{maxFV1} (%)	45,52	71,03
	I_{FV1} (A)	0,74	0,80
	DHT_{IFV1} (%)	13,72	12,05
	FC_{IFV1}	1,49	1,48
	FP_{FV1}	0,98 at.	0,99 at.
Módulo CA 2	P/P_{maxFV2} (%)	48,64	87,72
	I_{FV2} (A)	0,80	1,01
	DHT_{IFV2} (%)	2,47	2,16
	FC_{IFV2}	1,41	1,41
	FP_{FV2}	0,99 at.	1,00
Carga	I_{carga} (A)	1,98	1,97
	DHT_{Icarga} (%)	5,47	51,50
	FC_{Icarga}	1,42	2,00
	FP_{carga}	1,00	1,00
Rede elétrica	I_{rede} (A)	0,53	0,91
	DHT_{Irede} (%)	25,60	543,78
	FC_{Irede}	1,86	1,81

Fonte: Elaborada pelo autor.

A análise das formas de onda resultantes da tensão em regime permanente, com geração fotovoltaica, para cargas lineares e não lineares, apresentadas na Figura 28,

permitiram afirmar que: o Módulo CA 2 apresentou uma forma de onda de corrente (i_{FV2}) menos distorcida quando comparada à forma de onda da corrente do Módulo CA 1 (i_{FV1}); as formas de ondas da corrente do Módulo CA 1 e do Módulo CA 2 mantiveram suas características, independente da carga conectada ao sistema fotovoltaico, comportando-se como uma fonte de corrente; o Módulo CA 1 apresentou na forma de onda da corrente componentes de altas frequências características do chaveamento mais evidentes, em comparação com a forma de onda da corrente do Módulo CA 2, indicando que esse opera com uma frequência de chaveamento maior.

Figura 28 – Formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica, para cargas (a) linear e (b) não linear.

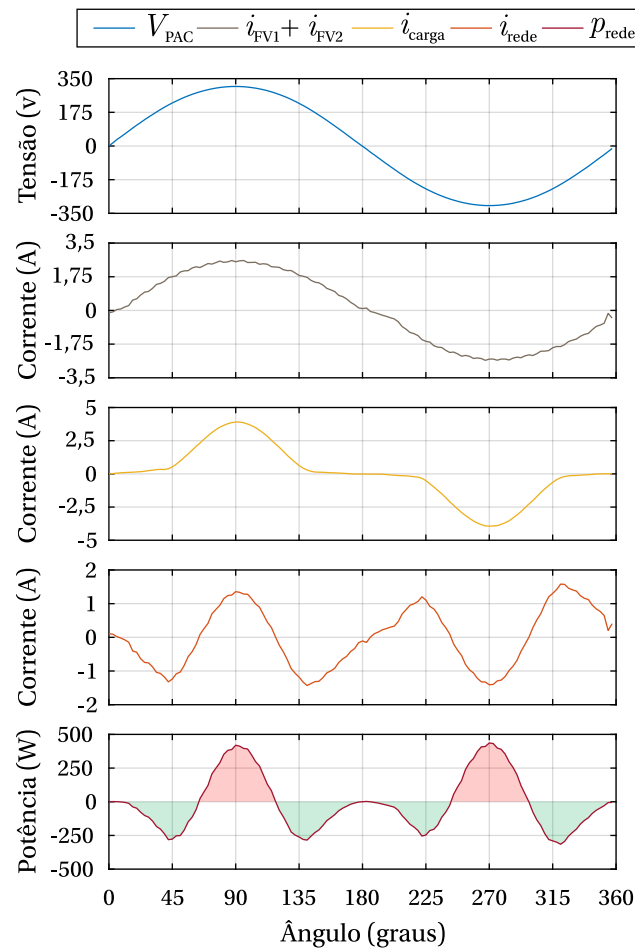


Fonte: Elaborada pelo autor.

A carga não linear empregada aliada à imposição de uma corrente senoidal pelos microinversores, modificaram significativamente a forma de onda da corrente na rede (i_{rede}), como mostrado na Figura 28(b), em que atingiu-se uma DHT de corrente de 543,78 %. Com a carga linear, o valor atingido de DHT de corrente foi de 25,60 %. Isso se deu pelo fato da corrente na carga (i_{carga}) ser baixa em torno do cruzamento por zero

e possuir picos ao redor dos valores extremos. Dessa forma, no entorno do cruzamento por zero, está sendo imposta uma corrente senoidal que foi absorvida pela rede. Essa situação é mostrada em detalhe na Figura 29. Nos intervalos compreendidos entre 45° a 135° e 225° a 315° , a forma de onda da corrente na rede foi imposta pela distorção decorrente da não linearidade da carga, enquanto nos demais intervalos, a corrente na rede foi imposta pelo sistema fotovoltaico. Na curva da potência instantânea da rede (p_{rede}), as áreas em verde correspondem à energia que o sistema fotovoltaico forneceu à rede elétrica, enquanto as áreas em vermelho correspondem à energia que a rede elétrica forneceu à carga.

Figura 29 – Detalhe de um período das formas de onda resultantes da tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica, para carga não linear.



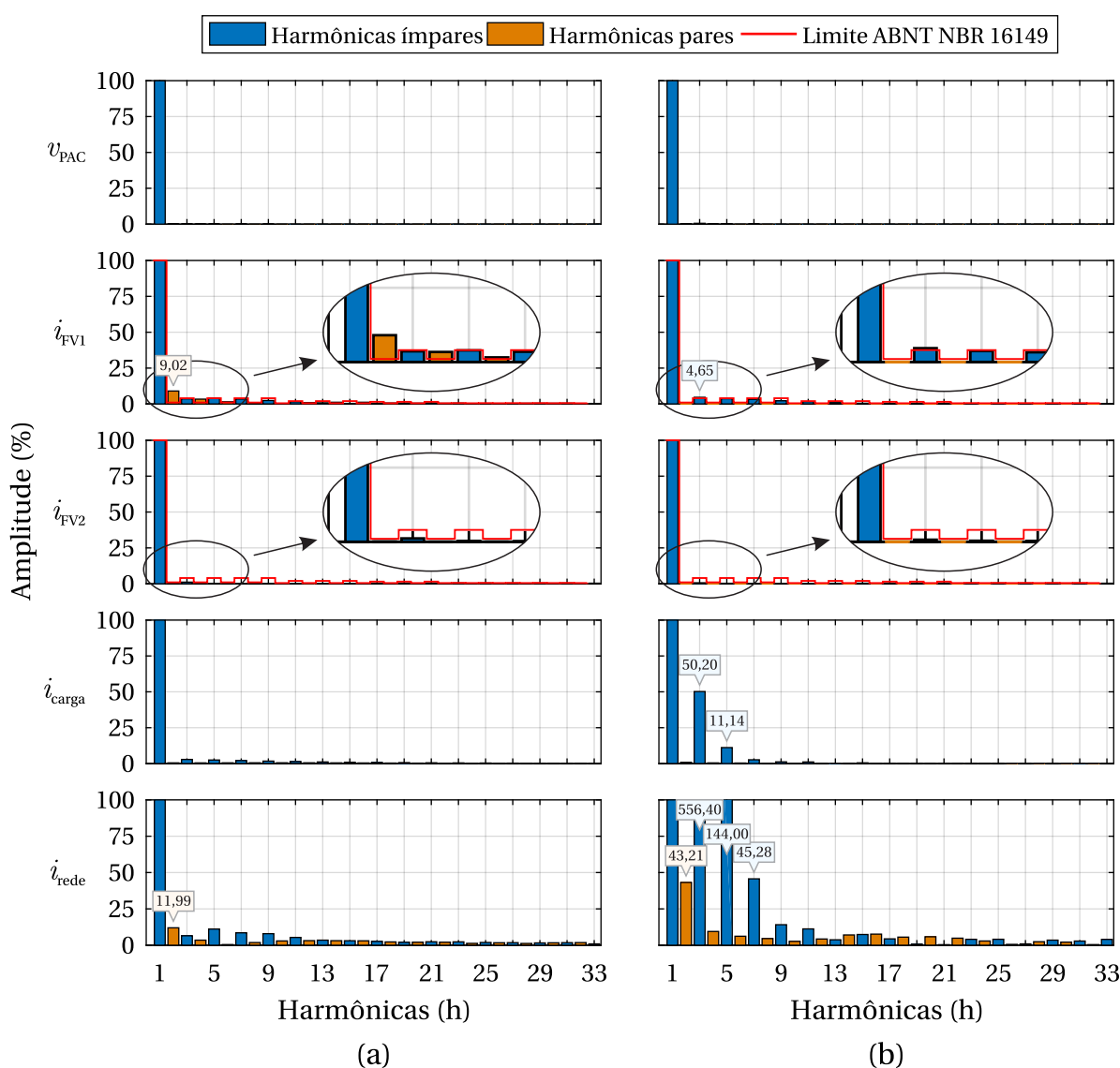
Fonte: Elaborada pelo autor.

Na literatura, alguns trabalhos propõem métodos de controle da corrente de saída do inversor fotovoltaico para compensar correntes não lineares, agregando a funcionalidade de filtro ativo de potência ao inversor fotovoltaico. Um trabalho de destaque é o de Bojoi et al. (2011), no qual é proposto um esquema de controle para um inversor monofásico com potência de 4 kW, o qual controla o fluxo de potência ativa da fonte renovável para a rede elétrica e compensa o conteúdo harmônico de corrente

provenientes de carga não linear, resultando em uma corrente quase senoidal na rede elétrica.

O espectro harmônico resultante para o cenário 2 é mostrado na Figura 30. Como se vê no espectro da corrente na rede (i_{rede}) para carga linear mostrado na Figura 30(a), a 2ª harmônica atingiu 11,99 %, indicando uma assimetria na forma de onda. A fonte dessa assimetria foi a corrente do Módulo CA 1 (i_{FV1}), que apresentou uma amplitude na 2ª harmônica de 9,02 %. Em relação às correntes dos Módulos CA, observou-se que o Módulo CA 2 atendeu aos requisitos da norma ABNT NBR 16149 quanto aos limites de distorção harmônica de corrente, tanto para carga linear quanto para carga não linear. Dessa forma, mesmo que a potência máxima de saída do microinversor não tenha sido alcançada para o ensaio, considerou-se que esse equipamento atendeu à norma neste aspecto. Por outro lado, o Módulo CA 1, além de ter apresentado uma DHT de

Figura 30 – Espectro harmônico resultante com tensão em regime permanente na rede, com geração fotovoltaica e para cargas (a) linear e (b) não linear.



Fonte: Elaborada pelo autor.

corrente superior ao estabelecido pela norma, a 2ª harmônica ultrapassou o limite de 1 % para carga linear e a 3ª harmônica ultrapassou o limite de 4 % para carga não linear. Entretanto, como a potência máxima de saída do microinversor não foi alcançada, esses resultados são inconclusivos para atestar a conformidade normativa do referido microinversor.

Da Tabela 4, tem-se que a DHT de corrente na rede elétrica ($DHT_{I_{rede}}$) foi de 543,78 % e observa-se em seu espectro harmônico (Figura 30(b)) que as 3ª e 5ª harmônicas alcançaram 556,40 % e 144,00 %, respectivamente. Porém, a carga não linear imposta ao sistema apresentou uma DHT de corrente de 51,50 %. Portanto, essa DHT de corrente da rede elétrica foi resultado da injeção de corrente senoidal pelo sistema fotovoltaico.

4.3 CENÁRIO 3: VARIAÇÕES NA TENSÃO DA REDE

Na Tabela 5 estão apresentados os valores dos parâmetros do sistema antes da aplicação dos distúrbios na tensão da rede, para as cargas linear e não linear.

Tabela 5 – Estado do sistema em regime permanente pré-distúrbio.

Local Medido	Parâmetro	Sobretensão		Subtensão		interrupção de tensão	
		CL	CNL	CL	CNL	CL	CNL
PAC	V_{PAC} (V)	221,63	221,68	221,56	221,74	221,58	221,64
	DHT_{VPAC} (%)	0,32	0,69	0,28	0,68	0,22	0,70
Módulo CA 1	P/P_{maxFV1} (%)	68,64	57,92	54,78	70,54	57,43	59,85
	I_{FV1} (A)	0,93	0,79	0,75	0,96	0,78	0,81
	DHT_{IFV1} (%)	9,23	12,29	12,33	12,18	13,30	14,14
Módulo CA 2	P/P_{maxFV2} (%)	89,27	89,96	87,06	93,86	80,34	76,49
	I_{FV2} (A)	1,01	1,02	0,99	1,06	0,91	0,87
	DHT_{IFV2} (%)	2,55	2,87	1,22	2,17	1,84	2,82
Carga	I_{carga} (A)	2,04	2,02	2,04	2,02	2,04	2,02
	DHT_{Icarga} (%)	5,65	51,26	5,67	51,40	5,45	51,49
Rede elétrica	I_{rede} (A)	0,32	0,92	0,43	0,95	0,44	0,92
	DHT_{Irede} (%)	47,56	701,12	35,32	348,39	30,57	533,73

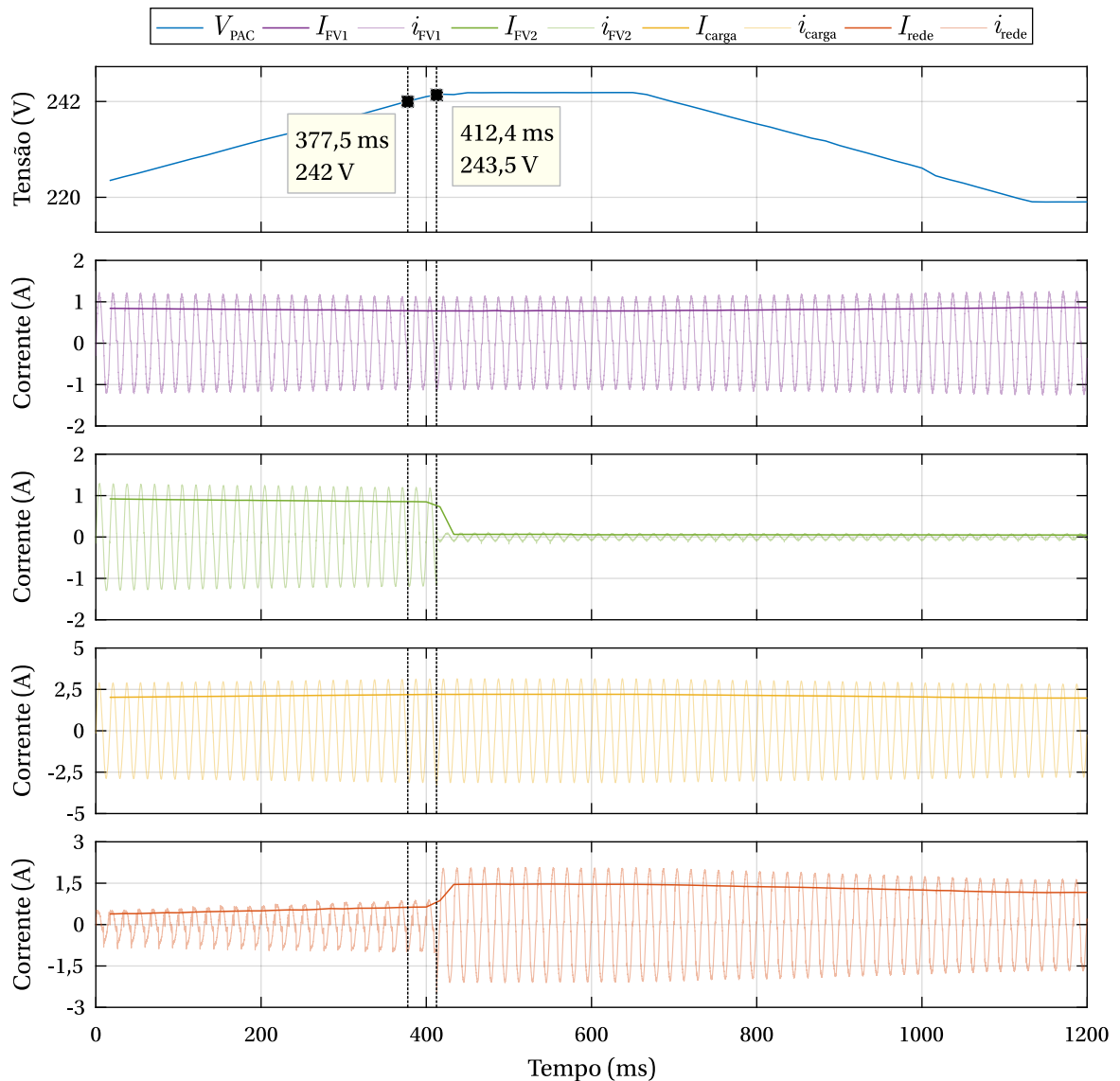
CL: Carga Linear, CNL: Carga Não Linear

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3.1 Sobretensão

A ABNT NBR 16149 determina que a faixa operacional de tensão é de 80 % a 110 % da tensão nominal da rede (de 176 V a 242 V para uma rede com a tensão nominal de 220 V). Na Figura 31 estão apresentadas as formas de onda resultantes do ensaio de sobretensão para carga linear. Como se vê, a tensão no PAC (V_{PAC}) seguiu o perfil de tensão descrito na seção 3.2.1.3 e atingiu um valor eficaz de 244,2 V. O Módulo CA 1 permaneceu fornecendo energia à rede na ocorrência da sobretensão e sua corrente (i_{FV1}) teve uma pequena redução no momento do distúrbio. O Módulo CA 2, por sua vez, cessou sua corrente (i_{FV2}) em 34,9 ms (cerca de 2 ciclos) após ter ultrapassado o limite

Figura 31 – Formas de onda resultantes do ensaio de sobretensão, com carga linear.



Fonte: Elaborada pelo autor.

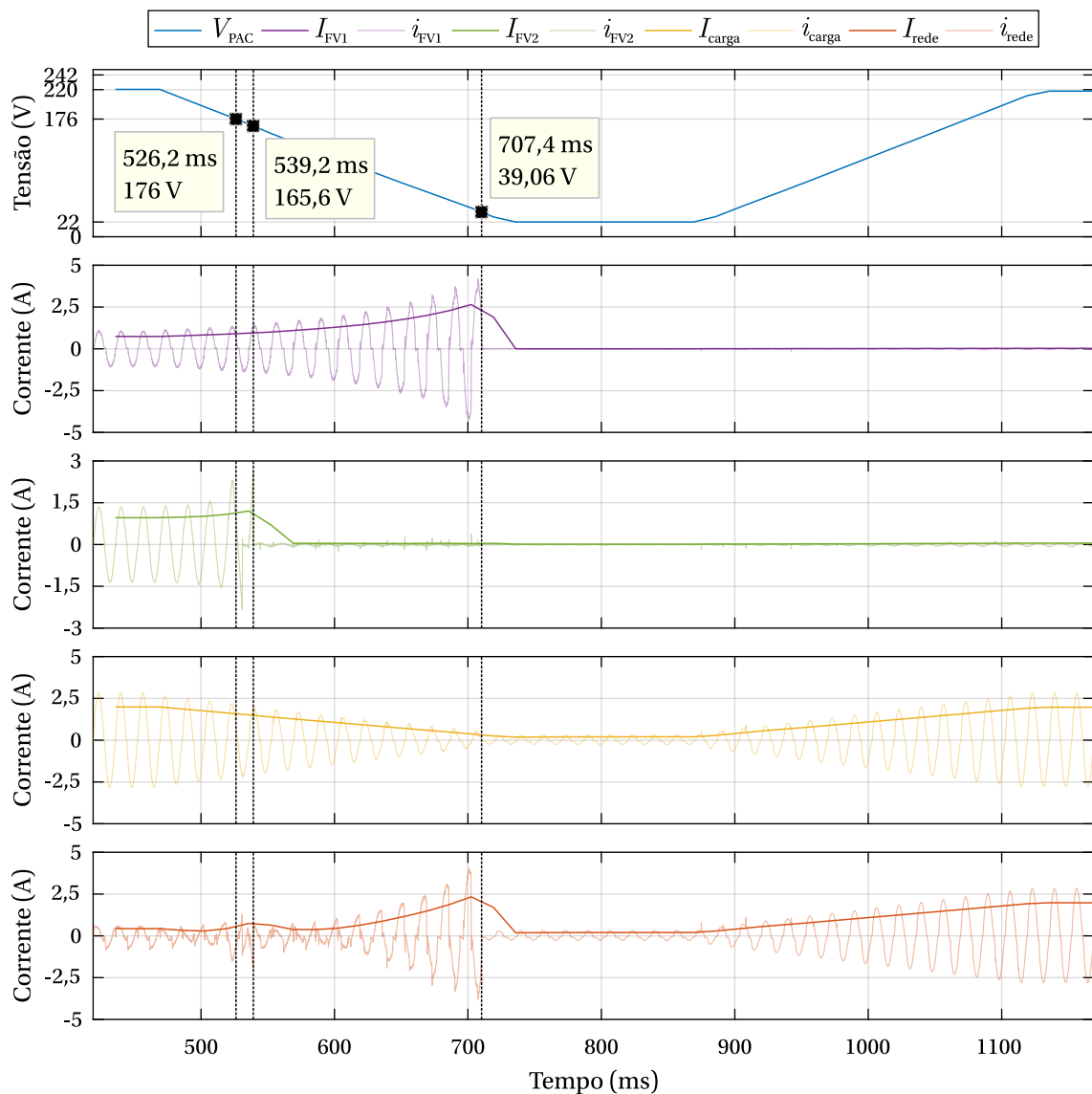
máximo da faixa de tensão operacional, determinada pela ABNT NBR 16149, estando dentro do tempo limite normativo que é de 0,2 segundos (12 ciclos). Os resultados obtidos para a carga não linear, em relação ao tempo de atuação do Módulo CA 2, foram semelhantes aos para carga linear: o Módulo CA 1 não atuou e o Módulo CA 2 atuou em um tempo de 39 ms (2,3 ciclos). Não observou-se uma relação entre o tempo de atuação e a característica da carga.

Portanto, com base nos resultados obtidos para o ensaio de sobretensão, conclui-se que o Módulo CA 2 atendeu aos requisitos normativos, enquanto o Módulo CA 1 não operou conforme a norma em relação à sobretensão.

4.3.2 Subtensão

As formas de onda resultantes do ensaio de subtensão são apresentadas na Figura 32. Observa-se que a corrente do Módulo CA 1 (i_{FV1}) aumentou com a redução da tensão no PAC (V_{PAC}), alcançando um valor eficaz de corrente de 2,5 A e anulando-se no instante em que a tensão no PAC alcançou 39,06 V, o que caracterizou um desligamento por interrupção de tensão. Fazendo uma análise da curva da corrente do Módulo CA 2 (i_{FV2}), constatou-se instabilidade no instante em que a tensão no PAC alcançou valores em torno de 176 V, seguida da interrupção da corrente em um intervalo de 13 ms (0,78 ciclo), quando a tensão no PAC assumiu o valor mínimo da faixa operacional de tensão. A ABNT NBR 16149 especifica o tempo de até 0,4 s (24 ciclos) para que o sistema fotovoltaico deixe de fornecer energia para o sistema. Resultados análogos foram obtidos com a carga não linear: o Módulo CA 1 cessou o fornecimento de energia para uma tensão no PAC

Figura 32 – Formas de onda resultantes do ensaio de subtensão, com carga linear.



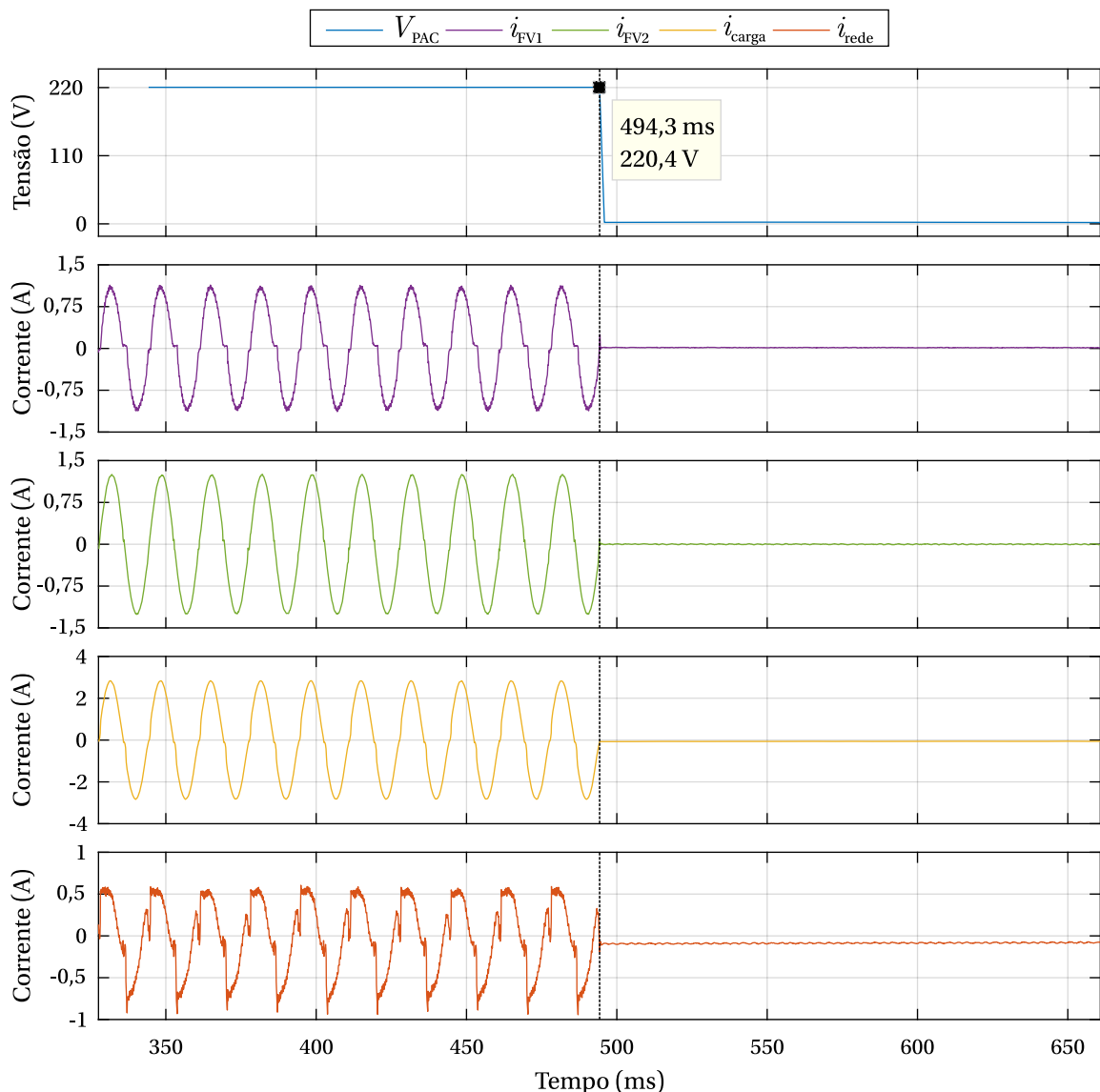
Fonte: Elaborada pelo autor.

de 37,41 V e o Módulo CA 2 atuou em 13,2 ms. Assim, o Módulo CA 1 não operou em conformidade com a norma na ocorrência de uma subtensão, enquanto o Módulo CA 2 atendeu aos requisitos normativos vigentes.

4.3.3 Interrupção de Tensão da Rede

São apresentadas na Figura 33 as formas de onda resultantes do ensaio de interrupção de tensão. Observa-se que no momento em que a tensão no PAC (V_{PAC}) é anulada, simultaneamente as correntes (i_{FV1}) e (i_{FV2}) também se anularam. O tempo máximo que um sistema fotovoltaico deve cessar seu fornecimento de energia à rede foi de 0,2 s para evitar o ilhamento, segundo a ABNT NBR 16149. Dessa forma, ambos os Módulos CA apresentaram conformidade com esse item da norma.

Figura 33 – Formas de onda resultantes do ensaio de interrupção de tensão, com carga linear.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5 CONCLUSÕES

Apresentou-se neste trabalho o desenvolvimento de uma bancada de testes com capacidade de reproduzir cenários reais de operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) e uma comparação de desempenho com base nas normas e procedimentos nacionais vigentes, entre dois microinversores de diferentes fabricantes, sendo um deles certificado pelo Inmetro.

A bancada de testes desenvolvida atendeu aos objetivos de reproduzir cenários reais de operação de um SFCR e fenômenos relacionados com Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Para a realização dos ensaios de conformidade de inversores usando a metodologia apresentada neste trabalho, sugere-se a inclusão de um simulador de arranjo fotovoltaico, para que assim haja a capacidade de reproduzir os diferentes níveis de potência de saída exigidos pelos ensaios com exatidão e estabilidade durante a execução do ensaio, o que não é praticável utilizando módulos fotovoltaicos para fornecer a potência de entrada dos inversores, estando sujeito à aleatoriedade das variações climáticas. Os resultados obtidos mostraram que:

- a carga CA eletrônica quando utilizada para emular uma carga resistiva de baixa potência, apresentou uma distorção na forma de onda no cruzamento por zero;
- o conteúdo harmônico proveniente dos microinversores independe do tipo de carga conectado ao sistema, sendo intrinsecamente determinado pelas características construtivas do equipamento e da potência de saída no inversor fotovoltaico. Além disso, observou-se que quanto maior a potência de saída do microinversor, menor a distorção harmônica total (DHT) de corrente;
- a carga não linear utilizada, aliada à corrente senoidal imposta pelos microinversores, distorceram significativamente a corrente da rede elétrica, atingindo uma DHT de corrente de 543,78 %, enquanto a DHT de corrente da carga foi de 51,50 %;
- o Módulo CA 1, que utiliza o microinversor sem a certificação do Inmetro, apresentou conformidade normativa apenas para o ensaio de interrupção de tensão na rede, enquanto o Módulo CA 2, que utiliza o microinversor certificado, mostrou operar em conformidade com a norma vigente em relação aos harmônicos e distorção de forma de onda, variação de tensão (sobretensão e subtensão) e interrupção de tensão na rede.

Por fim, os bons resultados obtidos mostraram a importância do estudo realizado neste trabalho e demonstraram que a bancada de testes montada pode ser tomada como base para a realização dos ensaios de conformidade de inversores fotovoltaicos. Assim, infere-se como uma das contribuições deste trabalho a montagem da bancada de testes

utilizando um único equipamento para fazer a medição dos parâmetros de QEE e a aquisição das formas de onda.

Como continuidade do estudo realizado neste trabalho, sugere-se: aprimorar o procedimento de ensaio proposto, com o foco no desenvolvimento de um ambiente único para a medição dos parâmetros de QEE e captura das formas de onda; realizar um levantamento dos critérios técnicos para avaliação de microinversores destinados à SFCR com armazenamento de energia; desenvolver um sistema automatizado para a execução dos ensaios de conformidade.

REFERÊNCIAS

- ABDEL-GAWAD, H.; SOOD, V. K. Overview of connection topologies for grid-connected PV systems. In: **2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)**. Toronto: IEEE, 2014. p. 1–8.
- ABU-RUB, H.; MALINOWSKI, M.; AL-HADDAD, K. (Org.). **Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications**. West Sussex: IEEE Press; Wiley, 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N 482**. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2018.
- _____. **Resolução Normativa N 687**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2018.
- _____. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 8 out. 2018.
- ARRAEZ-CANCELLIERE, O. A.; MUNOZ-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. In: **2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)**. Bogotá: IEEE, 2017. p. 1–5.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 62116**: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Rio de Janeiro, 2012.
- _____. **ABNT NBR 16150**: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro, 2013.
- _____. **ABNT NBR 16149**: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2014.
- BOJOI, R. I. et al. Enhanced power quality control strategy for single-phase inverters in distributed generation systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 3, p. 798–806, 2011.
- BORTOLOSSO, C.; ROSENBAACH, L. M.; PRIEB, C. W. M. Proposta de automatização de ensaios de inversores fotovoltaicos conectados a redes de distribuição. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, Gramado. **Anais Eletrônicos...** Gramado: CBENS, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/307>>. Acesso em: 17 abr. 2019.
- DUGAN, R.; MCGRANAGHAN, M. **Electrical Power System Quality**. 2. ed. New Delhi: McGraw Hill Education, 2016.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em: 8 out. 2018.

FIGUEIRA, H. H. et al. Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE. In: **2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)**. Búzios: IEEE, 2015. p. 1104–1109.

FRONTIN, S. de O. et al. (Org.). **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e engenharia**. 1. ed. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA., 2017. ISBN 978-85-88041-12-7.

FTHENAKIS, V.; LYNN, P. A. **Electricity from sunlight: Photovoltaic-systems integration and sustainability**. 2. ed. West Sussex: Wiley, 2018.

GRAOSQUE, A. de A. B.; DIAS, J. B. Sistema fotovoltaico conectado à rede com microinversores usando estocagem. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, Gramado. **Anais Eletrônicos...** Gramado: CBENS, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/145>>. Acesso em: 6 abr. 2019.

HÄBERLIN, H. Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000. **17th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 5, 2001.

HARB, S. et al. Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system — a comprehensive study. In: **2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**. Tampa Bay: IEEE, 2013. p. 2885–2890.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é Geração Distribuída**. 2019. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd>. Acesso em: 13 nov. 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Orientações gerais para fabricantes e importadores sobre a regulamentação de equipamentos para geração de energia fotovoltaica**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/guia_de_orientacoes_PBE_fotovoltaico.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica: Módulo, controlador de carga, inversor e baterias**. Rio de Janeiro, 2011.

JAMIL, M.; RIZWAN, M.; KOTHARI, D. P. **Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems**. Nova Iorque: CRC Press, 2018.

JANA, J.; SAHA, H.; BHATTACHARYA, K. D. A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 72, n. Out., p. 1256–1270, 2017.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1292–1306, 2005.

KOURO, S. et al. Grid-connected photovoltaic systems: An overview of recent research and emerging pv converter technology. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 9, n. 1, p. 47–61, 2015.

MARTINHO, E. **Distúrbios da energia elétrica**. 3. ed. São Paulo: Érica, 2013.

MERTENS, K. **Photovoltaics: Fundamentals, technology and practice**. 1. ed. West Sussex: Wiley, 2014.

OLDENKAMP, H.; DE JONG, I. J. AC modules: past, present and future. In: **Workshop Installing the Solar Solution**. [S.l.]: IEEE, 1998. p. 22–23.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL – CRESESB, 2014.

PINTO NETO, A. F. de C. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 141 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Programa de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

RAJGOR, G. Microinverters - A solar game changer. **Renewable Energy Focus**, Elsevier, v. 14, n. 3, p. 16–17, 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1755008413700474>>. Acesso em: 14 out. 2018.

SUBUDHI, B.; PRADHAN, R. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 1, p. 89–98, 2013.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. West Sussex: Wiley, 2011.