

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS EFEITOS DO PERFIL DE DEMANDA DE
QUATRO SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADOS À
REDE

IVAN RUY DE PARIJÓS JUNIOR

DM 23 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IVAN RUY DE PARIJÓS JUNIOR

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS EFEITOS DO PERFIL DE DEMANDA DE
QUATRO SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADOS À
REDE

DM 23 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IVAN RUY DE PARIJÓS JUNIOR

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS EFEITOS DO PERFIL DE DEMANDA DE
QUATRO SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADOS À
REDE

Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção
do Grau de Mestre em Engenharia
Elétrica na área de Sistemas de
Energia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistemas de Bibliotecas da UFPA**

Parijós Junior, Ivan Ruy de 1987-

Avaliação operacional dos efeitos do perfil de demanda de quatro sistemas de microgeração fotovoltaica conectados à rede /Ivan Ruy de Parijós Junior.- 2018.

Orientador: Wilson Negrão Macedo

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Pará. Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2018.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Sistemas de energia elétrica - qualidade. 3. Sistemas fotovoltaicos - testes. I. Título

CDD 23.ed.621.3121

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

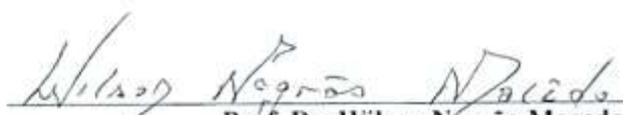
**“AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS EFEITOS DE DEMANDA DE QUATRO
SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADOS À REDE”**

AUTOR: IVAN RUY DE PARIJÓS JÚNIOR

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 29/06/2018

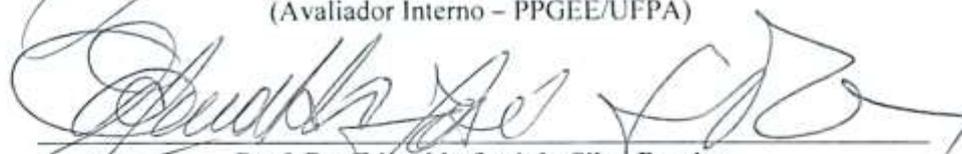
BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo
(Orientador – PPGEE/UFPA)



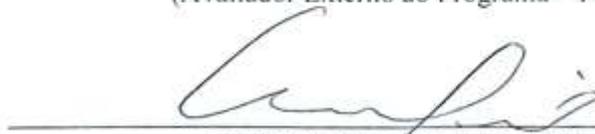
Prof. Dr. João Tavares Pinho
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Edinaldo José da Silva Pereira
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)



Prof. Dr. César Wilhelm Massen Prieb
(Avaliador Externo – UFGRS)

VISTO:

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

Dedico este trabalho à minha mãe Suely, ao meu pai Ivan e à minha afilhada Beatriz.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe e ao meu pai por apoiarem minhas escolhas.

Ao Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo por ter me aceitado ser meu orientador.

Ao Prof. Dr. Marcos Galhardo, que contribuiu de forma significativa no desenvolvimento deste trabalho.

Aos Professores Dr. João Tavares Pinho e Dr. Ednaldo José da Silva Pereira pelos ensinamentos e grande contribuição na realização deste trabalho.

Aos colegas de trabalho, Keila, Luiz, André, Heliana, Claudomiro, Marinaldo, Mailson, Pedro, Vilson, Renato, Gustavo, JP, Max, Alan, Anderson, Romulo, Leandro, Rose, Camila, Wesley, Diego, Alex, Alexandre, Kauê, João, Jorge, José, Neto, Thiago, Fabrício, Arthur, Leonan, Ana Laura, Ulisses e Andreza. Não teria conseguido sem a ajuda de vocês.

“Quando você pode medir aquilo de que fala, e expressá-lo em números, você sabe alguma coisa sobre isto, mas quando você não pode medi-lo, quando você não pode expressá-lo em números, o seu conhecimento é limitado e insatisfatório: pode ser o início do conhecimento, mas você, no seu pensamento, avançou muito pouco para o estágio da *ciência*”. Willian Thonson

“Há muito mais coisas no mundo do que podemos ver [...]. Quando os dados são insuficientes, é fácil cometer erros.” Carl Sagan

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	xi
LISTA DE TABELAS	xv
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	xvi
RESUMO	xvii
ABSTRACT	xviii
INTRODUÇÃO.....	1
Capítulo 1 – QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	6
1.1. Qualidade de energia.....	7
1.2. Problemas que afetam a qualidade da energia	8
1.2.1. Transitórios.....	9
1.2.2. Variações rms de curta duração	11
1.2.3. Variações rms de longa duração.....	14
1.2.4. Desequilíbrio	16
1.2.5. Distorção na forma de onda	16
1.2.6. Flutuação de tensão	20
1.2.7. Variações de frequência	20
1.2.8. Supra-harmônicos.....	21
1.3. Problemas de qualidade de energia em rede de corrente contínua	22
1.3.1. Correntes harmônicas	22
1.3.2. Corrente de <i>inrush</i>	23
1.3.3. Corrente de falta	23
1.3.4. Aterramento.....	23
1.4. Identificação os problemas de qualidade de energia na rede?	23
1.4.1. Indicadores de qualidade de energia	25
1.5. Relação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede com a QEE.....	26
1.5.1. Curva de carga.....	27
1.5.2. Como o SFCR deve operar	29
1.5.3. Principais recomendações na operação de SFCR	29
Capítulo 2 – MATERIAIS E MÉTODOS.....	34
2.1. Materiais	34
2.1.1. Descrição dos sistemas fotovoltaicos.....	34
2.1.2. Bancada de testes e aquisição de dados	39
2.2. Metodologia	46

2.2.1. Experimento	46
2.2.2. Dados coletados.....	49
2.2.3. Tratamento dos dados.....	50
Capítulo 3 – RESULTADOS	51
3.1. Parâmetros medidos da carga	51
3.2. Parâmetros medidos dos inversores	53
3.2.1. Corrente de saída dos inversores para diferentes carregamentos.....	53
3.2.2. THDi presente na saída dos inversores para diferentes carregamentos	55
3.2.3. Fator de potência na saída dos inversores para diferentes carregamentos	60
3.2.4. Fator de dimensionamento do inversor – FDI.....	63
3.3. Parâmetros da rede	63
3.3.1. Tensão	64
3.3.2. Potência ativa	66
3.3.3. Potencia não ativa.....	67
3.3.4. Fator de potência	69
3.3.5. THDi da corrente da rede	74
CONCLUSÃO.....	88
REFERÊNCIAS	90

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Intridução

Figura 1 – Potencial energético brasileiro por fonte primária de energia e demanda energética brasileira.	1
Figura 2 – Consumo de energia elétrica anual no Brasil.	2
Figura 3 – Número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica registrados na ANEEL.	3

Capítulo 1

Figura 1.1 – Ocorrência de transitório impulsivo na tensão (a) e o transitório impulsivo isolado (b).	10
Figura 1.2 – Impulso transitório de corrente causado por descarga atmosférica.	10
Figura 1.3 – Ocorrência de transitório oscilatório na tensão (a) e o transitório oscilatório isolado (b).	11
Figura 1.4 – Ocorrência de uma interrupção momentânea.	12
Figura 1.5 – Exemplo de um caso de curto-circuito com atuação da proteção.	12
Figura 1.6 – Forma de onda típica na ocorrência de afundamento de tensão.	13
Figura 1.7 – Comportamento do valor rms na ocorrência de uma falta fase-terra.	13
Figura 1.8 – Forma de onda típica de uma elevação instantânea de tensão.	14
Figura 1.9 – Forma de onda da tensão contendo componente contínua.	16
Figura 1.10 – Forma de onda da frequência fundamental e as formas de onda das 5ª e 9ª harmônicas (a) e a curva resultante (b).	17
Figura 1.11 – Representação da distorção por corte.	19
Figura 1.12 – Forma de onda trifásica contendo ruído.	19
Figura 1.13 – Representação da ocorrência de flutuação no sinal de tensão (a) e a envoltória (b).	20
Figura 1.14 – Alteração da curva de carga para um perfil residencial (a) e para um perfil comercial (b).	28
Figura 1.15 – Curva de carga, produção e fluxo de potência resultante: dia não útil com produção solar igual a 223% do consumo (a); dia útil com produção solar igual a 31% do consumo (b); dia útil com produção solar igual a 55% do consumo (c).	28

Capítulo 2

Figura 2.1– (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.	35
Figura 2.2 – (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.	36
Figura 2.3 – Diagrama multifilar do SFCR3.	37
Figura 2.4 – (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.	37
Figura 2.5 – (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.	38
Figura 2.6 – Vista geral dos geradores fotovoltaicos.	39
Figura 2.7 – Bancada de aquisição de dados.	40
Figura 2.8 – Diagrama de ligação da bancada.	40
Figura 2.9 – Carga eletrônica AC/DC programável, do fabricante Chroma ATE INC.	41
Figura 2.10 – Estrutura de operação da carga eletrônica programável modelo 63803.	41
Figura 2.11 – Limite operacional de tensão e corrente.	42
Figura 2.12 – Relação entre FP e FC.	42

Figura 2.13 – Transdutor de tensão LV 25-P.	43
Figura 2.14 – Transdutor de corrente HAL 50-S.....	43
Figura 2.15 – Curva característica do transdutor de tensão LV 25-P.....	43
Figura 2.16 – Curva característica, do transdutor de corrente HAL 50-S, para as correntes do sistema fotovoltaico (a); da rede (b); e da carga (c).	44
Figura 2.17 – Hardware para a aquisição de dados de tensão (a); e aquisição de dados de corrente (b).	44
Figura 2.18 – Placa de aquisição de dados (a); e placa instalada na bancada de testes (b).....	45
Figura 2.19 – Interface do <i>software</i> desenvolvido.	45
Figura 2.20 – Diagrama de ligação do SFCR à bancada de testes e aquisição de dados.	47
Figura 2.21 – Localização do laboratório de Estudos em Sistemas Híbridos, QGBT e da área de testes do GEDAE.....	47
Figura 2.22 – Formas de onda da tensão no ponto de acoplamento comum e das correntes da rede, da saída do inversor e da carga.	49

Capítulo 3

Figura 3.1 – Valores médios de potência, FP e FC medidos na carga.	51
Figura 3.2 – Valores médios de THDi e corrente medidos na carga.....	52
Figura 3.3 – Corrente da saída do inversor da PHB para diferentes carregamentos.	54
Figura 3.4 – Corrente da saída do inversor da SMA para diferentes carregamentos.	54
Figura 3.5 – Corrente da saída dos microinversores da Enphase para diferentes carregamentos.	54
Figura 3.6 – Corrente da saída do inversor da Fronius para diferentes carregamentos.....	54
Figura 3.7 – Corrente de saída e sua THDi, ambas em função do carregamento do inversor da PHB.	56
Figura 3.8 – Corrente de saída e sua THDi em função do carregamento do inversor da SMA.	56
Figura 3.9 – Corrente de saída e sua THDi, ambas em função do carregamento dos microinversores da Enphase. (Fonte: Elaborado pelo autor).....	56
Figura 3.10 – Corrente de saída e sua THDi, ambas em função do carregamento do inversor da Fronius.....	56
Figura 3.11 – Corrente do inversor da Fronius, da sua componente fundamental e da tensão da rede.	58
Figura 3.12 – Corrente juntamente com a parcela de corrente ativa, não ativa e a tensão.....	58
Figura 3.13 – Corrente dos microinversores da Enphase e da tensão para um carregamento de 10,55 % e corrente de saída do inversor de 0,54 A.	59
Figura 3.14 – Corrente dos microinversores da Enphase e da tensão para um carregamento de 10,94 % e corrente de saída do inversor de 0,80 A.	59
Figura 3.15 – Corrente dos microinversores da Enphase e da tensão para um carregamento de 19,41 % e corrente de saída do inversor de 0,79 A.	60
Figura 3.16 – Limites estabelecidos pela ABNT e pelo IEEE para o FP do inversor em função de seu carregamento.	60
Figura 3.17 – FP em função do carregamento do inversor da PHB.	61
Figura 3.18 – FP em função do carregamento do inversor da SMA.	61
Figura 3.19 – FP em função do carregamento dos microinversores da Enphase.	61
Figura 3.20 – FP em função do carregamento do inversor da Fronius.....	61

Figura 3.21 – Incertezas de medições do inversor da PHB próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b).....	62
Figura 3.22 – Incertezas de medições do inversor da SMA próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b).....	62
Figura 3.23 – Incertezas de medições dos microinversores da Enphase próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b).	62
Figura 3.24 – Incertezas das medições do inversor da Fronius próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b)	62
Figura 3. 25 – Níveis de tensão no ponto de acoplamento comum e potência de saída dos inversores do SFCR1 (a); do SFCR 2 (b); do SFCR 3 (c); e do SFCR 4(d).	65
Figura 3.26 – THDv médio total e medido para cada caso.	66
Figura 3.27 – Potência ativa da rede em função do carregamento dos inversores utilizados nos SFCR 1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d), considerando diferentes níveis de carga.	67
Figura 3.28 – Potência não ativa da carga, da rede e do inversor do SFCR1 (a); do SFCR 2 (b); do SFCR 3 (c); e do SFCR 4 (d).....	68
Figura 3.29 – Fator de potência da rede em função carregamento do inversor para os SFCR1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d).....	70
Figura 3.30– Fator de potência da rede em função carregamento do inversor para os casos 6, 12 e 13 operando com o SFCR1 (a); o SFCR 2 (b); o SFCR 3 (c); e o SFCR 4(d).	72
Figura 3.31 – Fator de potência da rede em função do carregamento do inversor para os casos 6, 9 e 11 operando com o SFCR1 (a); o SFCR 2 (b); o SFCR 3 (c); e o SFCR 4(d).	73
Figura 3.32 – THDi da corrente da rede em função carregamento do inversor para SFCR1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d).	75
Figura 3.33 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 1 e da carga configurada no caso 10.....	76
Figura 3.34 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 2 e da carga configurada no caso 10.....	77
Figura 3.35 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 3 e da carga configurada no caso 10.....	77
Figura 3.36 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 1 e da carga configurada no caso 10.....	77
Figura 3.37 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e do inversor PHB com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c).	79
Figura 3.38 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e do inversor SMA com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c).	80
Figura 3.39 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e dos microinversores ENPHASE com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c).	81
Figura 3.40– Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e do inversor FRONIUS com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c).....	82
Figura 3.41 – Relação entre a THDi da corrente da rede, para os casos 6, 12 e 13, em função carregamento dos inversores: SFCR1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d).....	84

Figura 3.42 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 1.	85
Figura 3.43 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 2.	85
Figura 3.44 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 3.	86
Figura 3.45 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 4.	86
Figura 3.46 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação dos SFCR 1.	86
Figura 3.47 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação dos SFCR 2.	87
Figura 3.488 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação do SFCR 3.	87
Figura 3.49 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação do SFCR 4.	87

LISTA DE TABELAS

Capítulo 1

Tabela 1.1 – Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica.....	9
Tabela 1.2 – Respostas às condições anormais de tensão.	31
Tabela 1.3 – Limite de distorção harmônica da corrente.	33

Capítulo 2

Tabela 2.1– Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 1.....	35
Tabela 2.2 – Especificações técnicas do módulo FV utilizado no SFCR 1.	35
Tabela 2.3 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 2.....	36
Tabela 2.4 – Especificações técnicas do módulo FV utilizado no SFCR 2.	36
Tabela 2.5 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 3.....	37
Tabela 2.6 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 3.....	38
Tabela 2.7 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 4.....	39
Tabela 2.8 – Especificações técnicas dos módulos utilizados no SFCR 4.....	39
Tabela 2.9 – Valores de potência ativa, FP e FC utilizados para configurar a carga eletrônica.	48

Capítulo 3

Tabela 3.1 – Parâmetros das correntes do SFCR1 apresentados na Figura 3.3.....	55
Tabela 3.2 – Parâmetros das correntes do SFCR2 apresentados na Figura 3.4.....	55
Tabela 3.3 – Parâmetros das correntes do SFCR3 apresentados na Figura 3.5.....	55
Tabela 3.4 – Parâmetros das correntes do SFCR 4 apresentados na Figura 3.6.....	55
Tabela 3.5 – Potência ativa, não ativa e FP da carga, do inversor e da rede, para o caso 2 operando com o SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d).	71
Tabela 3.6 – Potência ativa, não ativa e FP da carga para o caso 12, da rede e do inversor: SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d).....	72
Tabela 3.7 – Potência ativa, não ativa, FP e THDi da carga, do inversor e da rede, para o caso 10 operando com o SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d).	76
Tabela 3.8 – Potência ativa, não ativa, FP e THDi da carga, do inversor e da rede, para o caso 12 operando com o SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d).	85

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN – Balanço energético nacional
ENCE - Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FC – Fator de crista
FP – Fator de potência
GD – Geração distribuída
GEDAE – Grupo de estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
IEC - *International Electrotechnical Commission*
IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
LESH - Laboratório de Estudos em Sistemas Híbridos
N – Potência não ativa
P – Potência ativa
P/Pn – Potência ativa da carga normalizada
PBE - Programa Brasileiro de Etiquetagem
Pn – Potência nominal
QEE – Qualidade de energia elétrica
QGBT – quadro geral de distribuição de baixa tensão
S – Potência aparente
SFCR – Sistema fotovoltaico conectado à rede
THD – Distorção harmônica total
THDi – Distorção harmônica total da corrente

RESUMO

O tema qualidade de energia elétrica é amplamente pesquisado no meio científico. Diversos fenômenos que afetam a qualidade da energia, e suas consequências, têm sido investigados. Quando se trata de qualidade de energia envolvendo a operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, a preocupação principal é com a operação do inversor, equipamento esse responsável por fazer a interface do gerador fotovoltaico com a rede. A inserção da geração fotovoltaica na rede elétrica requer atenção acerca de certos fatores como a alteração da curva de carga de unidades consumidoras, bem como a elevação nos níveis de tensão, a presença de componentes harmônicas no sinal de corrente da saída do inversor e a variação do fator de potência da unidade consumidora. Este trabalho tem por objetivo realizar testes e avaliar alguns dos aspectos que podem influenciar a qualidade da energia com a inserção de geração fotovoltaica na rede de distribuição, mas também associado com o perfil de demanda do consumidor. Para isso utilizou-se quatro sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), bem como foi montada uma bancada de testes e aquisição de dados para monitorar a operação desses sistemas. Neste trabalho é possível observar que a operação dos SFCR provoca alterações nos níveis de tensão no ponto de acoplamento comum, bem como a interação SFCR e carga causa alterações no perfil de demanda medido pela rede, implicando em uma distorção harmônica total na corrente (THDi) e FP medidos pelo lado da rede, diferentes dos medidos na carga e na saída do inversor. Observou-se que o SFCR pode contribuir tanto para o aumento como para a redução da THDi vista pela rede elétrica local, onde a maior contribuição para distorção harmônica na corrente entregue pela rede está atrelada ao perfil de demanda da carga.

PALAVRAS-CHAVES: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Fator de Potência, Distorção Harmônica Total, Qualidade de Energia.

ABSTRACT

Power quality has been widely researched. Several phenomena that affect power quality, and its consequences, have been investigated. When the power quality theme involves the operation of a grid-connected photovoltaic system, the main concern is about the operation of the inverter, which is responsible for the interface of the photovoltaic generator with the grid. The introduction of photovoltaic generation in the grid requires attention on certain factors such as changes in the load curve, voltage level, harmonic components in the inverter current and variation on the power factor (PF) of the customer. This work aims to test and evaluate some aspects that may influence the power quality due to the insertion of photovoltaic generation in the grid, associated with the load demand. Four grid-connected photovoltaic systems were used to develop this work, as well as a data acquisition bench that was set up to monitor the operation of these systems. In this work it is possible to conclude that the operation of photovoltaic systems causes changes in the voltage level at the point of common coupling. Also, the interaction between photovoltaic systems and loads causes changes in the load profile measured by the side of the grid, causing the total harmonic distortion in the current (THDi) and PF measured at this side to be different from those measured at the loads and photovoltaic sides. It is possible to observe that the grid-connected photovoltaic system can contribute to increase or reduce the THDi seen by the local grid, where the greatest contribution of harmonic distortion in the current delivered by the grid is associated to the demand profile of the load.

KEYWORDS: Grid-Connected Photovoltaic Systems, Power Factor, Total Harmonic Distortion, Power Quality.

INTRODUÇÃO

Mundialmente, a cada ano, a procura por energia cresce, tornando sua disponibilidade um fator importante. No cenário nacional, a partir de dados fornecidos pelo Balanço Energético Nacional (BEN) de 2017 e pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017, na Figura 1 é apresentado, em número e proporção, o consumo de energia primária do país no ano de 2016, juntamente com o potencial energético de fontes não renováveis e o potencial energético solar nacional¹. Comparando as fontes primárias de energia e o consumo nacional no ano de 2016, é fácil notar que a energia solar apresenta o maior potencial. É importante destacar que o potencial energético das fontes não renováveis é o total explorável baseado em reservas comprovadas, enquanto o potencial solar apresentado é anual.

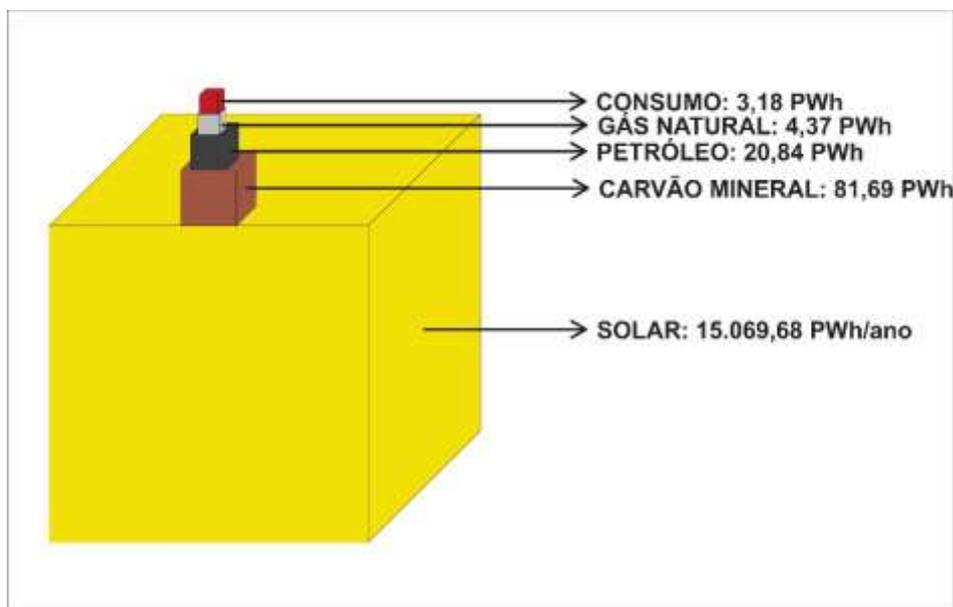


Figura 1 – Potencial energético brasileiro por fonte primária de energia e demanda energética brasileira.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Dentre as diversas formas de uso final da energia, a energia elétrica tornou-se elemento importante, sendo uma das mais utilizadas. Seu potencial se demonstrou elevado, alavancando o desenvolvimento tecnológico, tornando-se componente importante na economia global e uma importante grandeza a ser medida e monitorada. Portanto, a energia elétrica se tornou um produto consumido globalmente e sua medição se tornou uma necessidade.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a demanda por energia elétrica no país tem se estabilizado nos últimos anos, como é possível observar na Figura 2. Em 2017 o consumo chegou a um valor de 526,2 TWh, dos quais o setor industrial e o residencial

¹ Valor calculado com base em dados de irradiação global horizontal anual fornecidos no Atlas Brasileiro de Energia Solar e dados da extensão territorial brasileira fornecida pelo IBGE.

representam a maior parte desse consumo, com os valores de 198,4 TWh e 134,0 TWh, respectivamente. Um ponto importante a se destacar são as perdas, que no ano de 2017 somaram 98,1 TWh, em que boa parte se dá na etapa de transmissão. Isso se deve a matriz de energia elétrica brasileira ser composta de 65,2 % por hidrelétricas, as quais se localizam afastadas dos grandes centros de consumo e a energia gerada precisa ser transmitida por longas distâncias.

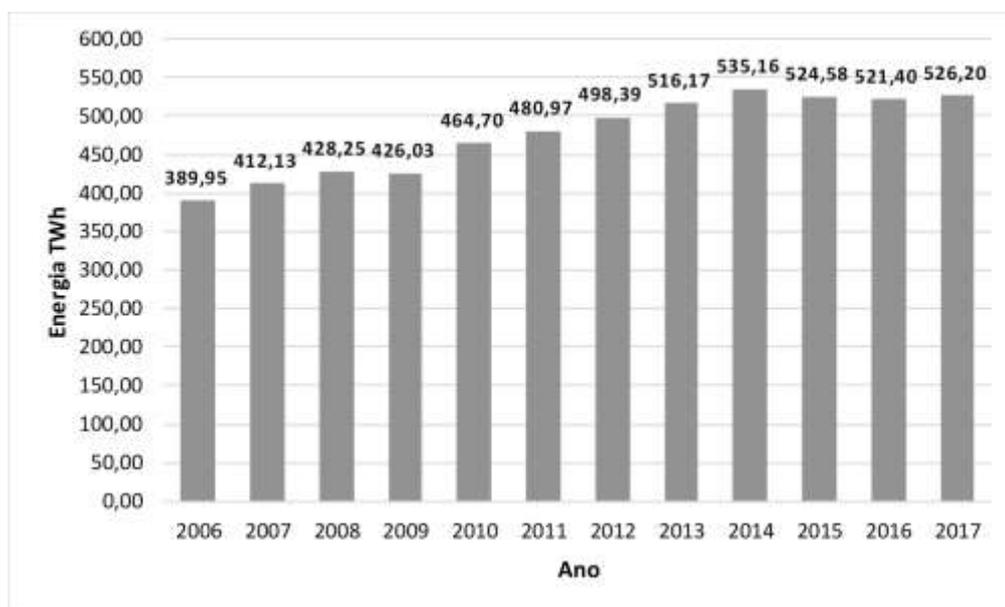


Figura 2 – Consumo de energia elétrica anual no Brasil².
(Fonte: Adaptado de BEN 2017)

Dado o cenário energético brasileiro atual, aliado à conscientização cada vez maior dos consumidores finais do uso mais racional da energia elétrica, a geração fotovoltaica tem se popularizado e sua inserção na rede elétrica de distribuição tem aumentado, principalmente após a regulamentação promovida pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL³, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

A utilização de sistemas fotovoltaicos como geração distribuída contribui para a diversificação da matriz de energia elétrica nacional e redução de impactos ambientais e sociais para a produção de eletricidade, podendo se localizar próximo dos centros de consumo, não havendo a necessidade de transportar a energia por longas distâncias. Desta forma, reduzindo as perdas, além de ser uma alternativa para se expandir a oferta de energia. A quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede tem aumentado, como é possível observar na Figura 3, onde é apresentado o número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede registrados na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no mês de julho de 2018.

² Nos valores de consumo de energia elétrica apresentados não são consideradas as perdas.

³ Posteriormente, em 2015, essa resolução foi atualizada através da regulamentação da resolução normativa nº 687 da ANEEL.

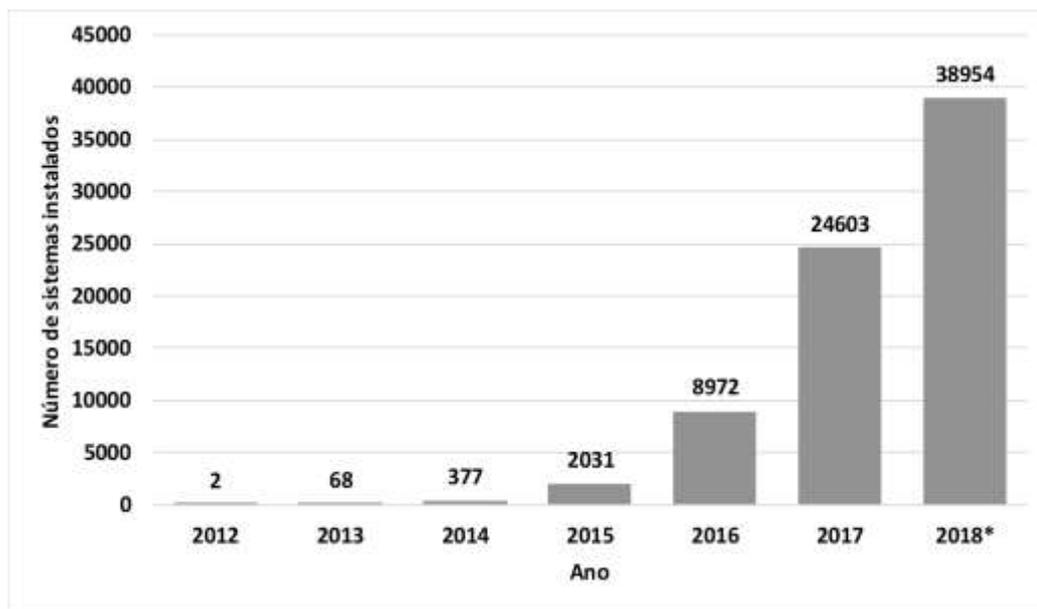


Figura 3 – Número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica registrados na ANEEL⁴.
(Fonte: Adaptado de ANEEL)

Após 6 anos da regulamentação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, percebe-se que a inserção da geração fotovoltaica na rede elétrica vem se popularizando e apresentando crescimento. Entretanto, o seu aproveitamento ainda não é significativo, representando 0,1 % da matriz de energia elétrica brasileira. Outro fato que deixa evidente o quanto o Brasil ainda precisa evoluir nesse setor energético é que países com condições menos favoráveis de potencial energético solar estão à frente do Brasil.

Outro ponto importante a se destacar é a evolução da tecnologia de equipamentos eletrônicos de modo geral, que tem ocasionado mudanças no sistema elétrico de energia. Essas mudanças têm causado uma preocupação cada vez maior com a qualidade da energia elétrica fornecida. Entre as principais razões do aumento com a preocupação com a qualidade da energia está o surgimento de equipamentos com controle baseado em microprocessadores e dispositivos eletrônicos de potência mais sensíveis a variações de tensão, além da natureza não linear destas cargas, elas podem contribuir com a circulação de conteúdo harmônico na rede.

Devido a essa evolução na tecnologia criou-se a necessidade de se manter um nível de qualidade da energia. Órgãos foram criados no mundo inteiro a fim de padronizar e/ou monitorar a qualidade da energia fornecida pelas concessionárias. Com isso são apresentados índices de desempenho em que as concessionárias devem fornecer seus serviços de modo a manter um padrão de qualidade.

⁴ Entende-se por sistemas registrados aqueles cujo registro foi solicitado pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição, sendo que este valor pode coincidir ou ser menor que o número de unidades efetivamente instaladas.

* Número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica registrados na ANEEL consultado no dia 18 de julho de 2018.

O tema qualidade de energia elétrica é amplamente pesquisado no meio científico. Diversos fenômenos que afetam a qualidade da energia, e suas consequências, têm sido investigados. Entretanto, quando se trata de geração distribuída fotovoltaica, ainda não existe um consenso sobre os seus reais impactos na rede elétrica.

Em Mahela, Shaik e Gupta (2015) é apresentada uma revisão abrangente da literatura sobre detecção e classificação de eventos na rede elétrica que afetam a qualidade de energia. Já Mahela e Shaik (2016) aborda uma revisão extensiva sobre técnicas utilizadas para promover uma melhor qualidade de energia elétrica nos sistemas de distribuição. Em Whaite, Grainer e Kwasinski (2015) são apresentados aspectos importantes sobre qualidade de energia envolvendo sistemas de distribuição em corrente contínua.

Dentre os estudos que compreendem a análise dos impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica em relação à qualidade de energia, grande parte destina-se à monitoração de tensões e correntes, aplicando as principais normas e/ou recomendações (ANZALCHI et. al., 2017; PEREIRA et al, 2017; SEME et al., 2017; MCBEE, 2017; SAKAR et al., 2017; SRINATH; POONGOTHAI; ARUNA, 2017; PINTO, 2016; PLANGKLANG; THANOMSAT; PHUKSAMAK, 2016; BLOCK et al., 2016; PATSALIDES et al., 2015; PINTO; ZILLES 2014; MONTEIRO, 2014; KOPICKA; PTACEK; TOMAN, 2014; RÖNNBERG; BOLLEN; LARSSON, 2013; BARBU et al., 2013; URBANETZ; BRAUN; RÜTHER, 2012; MACÊDO; ZILLES 2009; MACÊDO; ZILLES 2006; JIMENEZ et al., 2006).

Outros trabalhos destinam-se à utilização de modelagens de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com o objetivo de prever e/ou mitigar os impactos negativos da inserção da geração fotovoltaica na rede de energia através de estratégias de controle (SAYADI; ESMAEILI; KEYNIA, 2017; DENG; ROTARU; SYKULSKI, 2017; AMOO et al., 2016; KLATT et al., 2016; THEIßEN; SCHAAB; STURSBERG, 2016; SUJATHA; ANITHA, 2016; OBI; BASS, 2016; RODWAY et al., 2013). Outra linha de pesquisa envolvendo sistemas fotovoltaicos é a operação da geração distribuída (GD) em conjunto com redes inteligentes (JEGEN; PHILION, 2018; KAKRAN; CHANANA, 2018; RAHMAN et al., 2018; DI SANTO et al., 2018; ZAME et al.; 2018; ARENA et al., 2017; BOLLEN et al., 2017; MEYABADI; DEIHIMI, 2017; HOSSAIN et al., 2016; DUMITRACHE; DOGARU, 2015)

Com a introdução cada vez maior de cargas com características não-lineares no sistema elétrico, com o aumento da quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) de distribuição e a preocupação cada vez maior com o uso racional da energia, torna-se importante a realização de estudos que tenham o objetivo de avaliar a influência da demanda no fluxo de potência que se dá entre a rede elétrica e as unidades consumidoras que possuem micro ou

minigeração fotovoltaica, nos casos onde o ponto de acoplamento da carga, SFCR e a rede seja comum.

Objetivo

Este trabalho tem o objetivo de realizar testes e avaliar alguns dos aspectos que podem influenciar a qualidade de energia com a inserção de geração fotovoltaica na rede de energia, mas também associado com o perfil de demanda do consumidor.

Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1 é feita a apresentação das definições de qualidade de energia e de fenômenos eletromagnéticos que afetam o sistema elétrico. Este tema também é abordado no âmbito da geração de energia por sistemas fotovoltaicos.

No Capítulo 2 são apresentados os materiais e equipamentos utilizados para o desenvolvimento deste trabalho, bem como a metodologia empregada.

No Capítulo 3 são apresentados os resultados obtidos.

Por fim, apresentam-se as conclusões do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 1 – QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

Até o final da década de 1980, quando se falava em Qualidade da Energia Elétrica (QEE), geralmente pensava-se somente na frequência, nível da tensão e no tempo de interrupção no fornecimento da energia, uma vez que os equipamentos não eram tão exigentes com relação à qualidade da energia que consumiam. Hoje a realidade é outra. Questões sobre QEE estão preocupando as concessionárias e usuários da energia devido ao surgimento de equipamentos com controle baseado em microprocessadores e dispositivos eletrônicos de potência sensíveis às variações de energia. Entretanto, a utilização desses equipamentos representa uma contradição no que diz respeito a QEE pois, devido às características não lineares dessas cargas, elas representam a própria origem do problema, introduzindo conteúdo harmônico no sistema elétrico. Logo, os fabricantes desses equipamentos também têm sua parcela de responsabilidade na manutenção da QEE devido à utilização desse tipo de carga.

Existe uma interdependência direta entre as chamadas fontes poluidoras e as cargas sensíveis, que se estabelece principalmente no sistema de distribuição. O principal, para o correto funcionamento do sistema elétrico, é que esta inter-relação se estabeleça de forma harmoniosa, dentro de limites aceitáveis, de forma que o consumidor de energia elétrica não venha a ser prejudicado pela presença de alguns dos fatores que diminuem a qualidade da energia elétrica (KAGAN, 2005).

Existe também uma preocupação com a interligação de muitos sistemas de geração de energia, pois a falha de um dos componentes pode gerar consequências no sistema elétrico. No cenário nacional ainda não existe um consenso sobre os reais impactos na rede elétrica brasileira com a inserção desse tipo de geração, pois o mesmo representa apenas 0,78% da matriz de energia elétrica nacional. Contudo, existe a preocupação com a qualidade da energia gerada por sistemas que utilizam inversores, que em sistemas fotovoltaicos são os dispositivos que fazem a interligação da planta fotovoltaica com a rede, sendo responsáveis por condicionar a energia gerada a ser injetada na rede. Logo, sua integração à rede sem reduzir a qualidade da energia representa um desafio importante a ser superado.

Problemas que afetam a qualidade de energia também estão relacionados com a estabilidade do sistema elétrico, que pode ser definida como uma propriedade que permite manter um estado de equilíbrio em condições normais de operação e recuperar esse estado após o sistema ser submetido a uma perturbação. A falta de estabilidade pode estar relacionada a distúrbios na tensão e/ou frequência (KUNDUR, 1994).

Neste capítulo são apresentadas definições de qualidade de energia e de fenômenos eletromagnéticos que afetam o sistema elétrico. Também são feitas disposições sobre o tema envolvendo a geração de energia por sistemas fotovoltaicos.

1.1. Qualidade de energia

A qualidade da energia está diretamente relacionada com as formas de onda da tensão e da corrente elétrica. Entretanto, quando se trata de QEE, o foco principal é dado a tensão, pois o sistema de geração de energia pode controlar apenas a tensão, sendo difícil realizar o controle da corrente demandada pelos consumidores, mesmo existindo uma relação direta entre tensão e corrente.

Na bibliografia sobre o tema não existe uma definição única que conceitue qualidade de energia elétrica. Para a maioria dos autores a QEE está ligada a parâmetros como tensão e corrente, alguns chegam a definir padrões e níveis satisfatórios que esses parâmetros devem atingir para que a energia seja considerada de qualidade. Para outros autores o conceito está apenas relacionado com o bom funcionamento e operação de forma adequada e segura de equipamentos do usuário final.

O IEEE 1159 (2009) trata da qualidade de energia como sendo uma ampla variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a tensão e a corrente em um determinado momento e local do sistema de energia. Já a IEC 6000-1-1, aborda o tema através da compatibilidade eletromagnética, que é a capacidade que um equipamento ou sistema tem em operar de forma satisfatória em seu meio sem introduzir distúrbios eletromagnéticos nesse meio. Em âmbito nacional, de acordo com os procedimentos de distribuição (PRODIST) elaborados pela ANEEL, a qualidade da energia elétrica é composta pela qualidade do produto e qualidade do serviço, em que a qualidade do produto se refere aos indicadores e limites ou valores de referência relativos à conformidade da tensão⁵ e as perturbações na forma de onda da tensão e corrente; e a qualidade de serviço refere-se à continuidade de fornecimento de energia em boa conformidade.

Em linhas gerais, a preocupação com a QEE se resume basicamente na continuidade do fornecimento da energia e com as características da forma de onda da tensão e corrente para que haja o correto funcionamento do sistema elétrico como um todo.

⁵ O termo “conformidade da tensão” refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequada, precários e críticos no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) elaborado pela ANEEL.

É importante frisar que as definições aqui apresentadas não encerram o que seria a QEE. Ao contrário, elas instigam o debate e, conseqüentemente, estudos sobre o assunto.

1.2. Problemas que afetam a qualidade da energia

Em um caso ideal o sistema elétrico deve suprir a demanda de energia comportando-se como uma fonte de tensão ideal. Entretanto, isso não ocorre, pois existem desvios entre o caso ideal e a realidade que podem ser caracterizados como problemas que afetam a qualidade da energia. Segundo Dugan (2002), qualquer problema manifestado na tensão, corrente ou frequência que resulte na falha ou operação inadequada de equipamentos está relacionado a um problema na qualidade da energia.

Um sistema de energia elétrica com várias interligações está sujeito a diferentes tipos de fenômenos eletromagnéticos que afetam as características da tensão, corrente e frequência, podendo ocasionar até mesmo interrupções de energia. Logo, faz-se necessário que esses fenômenos que causam problemas na qualidade da energia sejam identificados, classificados e descritos, com o objetivo de otimizar a tomada de decisões para solucionar problemas que podem vir a ocorrer no sistema de energia.

O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e o *International Electrotechnical Commission* (IEC), juntamente com outras entidades, coordenam normatizações que descrevem fenômenos eletromagnéticos relacionados à QEE, os quais são referência no desenvolvimento de regulamentações no ramo da energia elétrica em todo o mundo.

A Tabela 1.1 fornece características típicas sobre o conteúdo espectral, duração e magnitude apropriados para cada categoria de fenômeno eletromagnético já classificadas. Em seguida estão apresentadas características desses fenômenos que afetam a QEE de um sistema.

Tabela 1.1 – Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica.
(Fonte: IEEE 1159-2009)

Categorias	Conteúdo espectral típico	Duração típica	Amplitude da tensão típica
1.0 Transitórios			
1.1 Impulsivo			
1.1.1 Nanossegundos	5 ns (subida)	< 50 ns	
1.1.2 Microssegundos	1 μ s (subida)	50 ns – 1ms	
1.1.3 Milissegundo	0,1 ms (subida)	> 1 ms	
1.2 Oscilatório			
1.2.1 Baixa frequência	< 5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 pu
1.2.2 Média frequência	5 – 500 kHz	20 μ s	0 – 8 pu
1.2.3 Alta frequência	0,5 – 5 MHz	5 μ s	0 – 4 pu
2.0 Variações rms de curta duração			
2.1 Instantâneas			
2.1.1 Afundamento		0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
2.1.1 Elevação		0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
2.2 Momentâneas			
2.2.1 Interrupção		0,5 ciclos – 3 s	< 0,1 pu
2.2.2 Afundamento		30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
2.2.3 Elevação		30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
2.3 Temporários			
2.3.1 Interrupção		3 s – 1 min	< 0,1 pu
2.3.2 Afundamento		3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
2.3.3 Elevação		3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
3.0 Variações rms de longa duração			
3.1 Interrupção sustentada		> 1 min	0,0 pu
3.2 Subtensões		> 1 min	0,8 – 0,9 pu
3.3 Sobretensões		> 1 min	1,1 – 1,2 pu
3.4 Sobrecarga de corrente		> 1 min	
4.0 Desequilíbrio			
4.1 Tensão		Regime permanente	0,5 – 2%
4.2 Corrente		Regime permanente	1,0 – 30%
5.0 Distorção na forma de onda			
5.1 Componente contínua		Regime permanente	0 – 0,1 %
5.2 Harmônicos	0 – 9 kHz	Regime permanente	0 – 20%
5.3 Interharmônicos	0 – 9 kHz	Regime permanente	0 – 2%
5.4 Corte		Regime permanente	
5.5 Ruído	Banda larga	Regime permanente	0 – 1%
6.0 Flutuação de tensão	< 25 Hz	Intermitente	0,1 – 7% 0,2 – 2 P _{ST}
7.0 Variações de frequência		< 10 s	\pm 0,10 Hz

1.2.1. Transitórios

Os transitórios podem ser caracterizados como um evento indesejável de natureza momentânea, devido às alterações súbitas nas condições de operação do sistema de energia. Em geral os fenômenos transitórios possuem duração muito pequena, porém de grande importância, pois submetem os equipamentos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente. Esse fenômeno pode ser dividido de duas formas: transitório impulsivo e transitório oscilatório.

1.2.1.1. Transitório impulsivo

O transitório impulsivo é súbito e de curta duração e sua ocorrência não provoca mudanças no estado permanente da tensão e/ou corrente. Sua polaridade é unidirecional (positivo ou negativo) (IEEE 1159, 2009). A Figura 1.1 (a) demonstra a forma de onda de tensão contendo transitório impulsivo enquanto que a Figura 1.1 (b) mostra a forma de onda impulsiva extraído da forma de onda original onde o tempo de subida é de 10 μ s e duração de 1,5 ms.

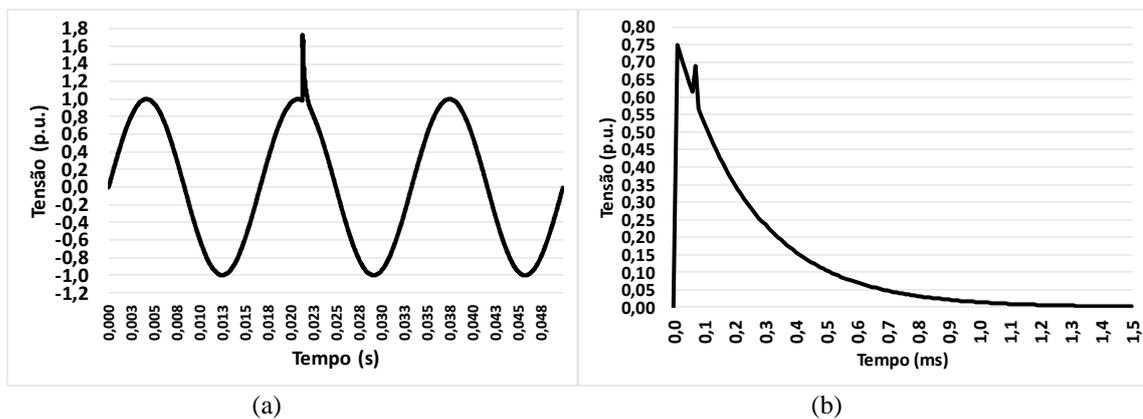


Figura 1.1 – Ocorrência de transitório impulsivo na tensão (a) e o transitório impulsivo isolado (b).
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Esse distúrbio apresenta frequência bastante diferente daquela da rede elétrica. A principal causa desse fenômeno é devido a descargas atmosféricas. A Figura 1.2 mostra um típico impulso transitório de corrente causado por descarga atmosférica.

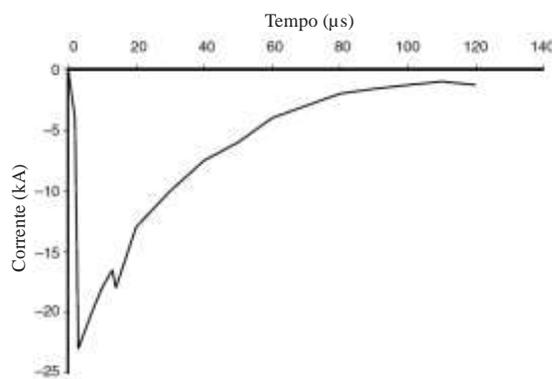


Figura 1.2 – Impulso transitório de corrente causado por descarga atmosférica.
(Fonte: adaptado de DUGAN, 2002)

Esse fenômeno geralmente não se propaga para muito longe da fonte de onde foi gerado, embora possam, em alguns casos, ser conduzidos por uma longa distância das linhas de serviço. O fenômeno transitório impulsivo, por ter uma alta frequência, rapidamente se dissipa. Isso se deve à impedância dos componentes do sistema de energia (DUGAN, 2002).

1.2.1.2. Transitório oscilatório

O distúrbio transitório oscilatório é caracterizado por uma rápida mudança nas condições de regime permanente da tensão e/ou corrente, possuindo valores de polaridade positiva e negativa.

Os transitórios oscilatórios de média frequência podem ser causados por energização de conversores de frequência, chaveamento de disjuntores para a eliminação de faltas e também como resposta do sistema a um transitório impulsivo. Na Figura 1.3 (a) apresenta-se uma demonstração de uma forma de onda de tensão contendo transitório oscilatório com frequência de 1 kHz (transitório oscilatório de baixa frequência), e na Figura 1.3 (b) é apresentado a forma de onda do transitório oscilatório contido na tensão.

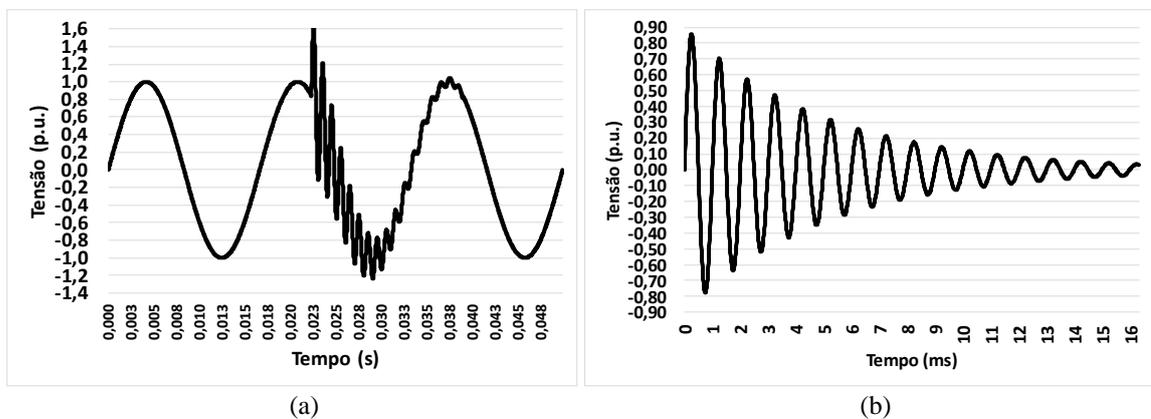


Figura 1.3 – Ocorrência de transitório oscilatório na tensão (a) e o transitório oscilatório isolado (b).
(Fonte: Elaborado pelo autor)

1.2.2. Variações rms de curta duração

Variações de curta duração são variações nos níveis de tensão acarretadas principalmente por faltas no sistema elétrico ou por outros tipos de eventos, como é o caso, por exemplo, na partida de grandes motores ligados ao sistema de distribuição (KAGAN, 2005). Dependendo da intensidade da falta, a mesma pode ocasionar de modo temporário uma queda de tensão, um aumento de tensão ou também pode ocasionar a perda da tensão. As variações rms de curta duração são principalmente descritas com base na sua magnitude e duração (IEEE 1159, 2009).

1.2.2.1. Interrupção

Segundo as práticas recomendadas pelo IEEE para a monitoração da qualidade de energia, a interrupção é caracterizada quando o valor eficaz da tensão está abaixo de 0,1 p.u., e em relação à sua duração pode ser descrita como momentânea (0,5 ciclos – 3 s) ou temporária

(3 s – 1 min). Na Figura 1.4 é apresentada uma demonstração da ocorrência de uma interrupção momentânea.

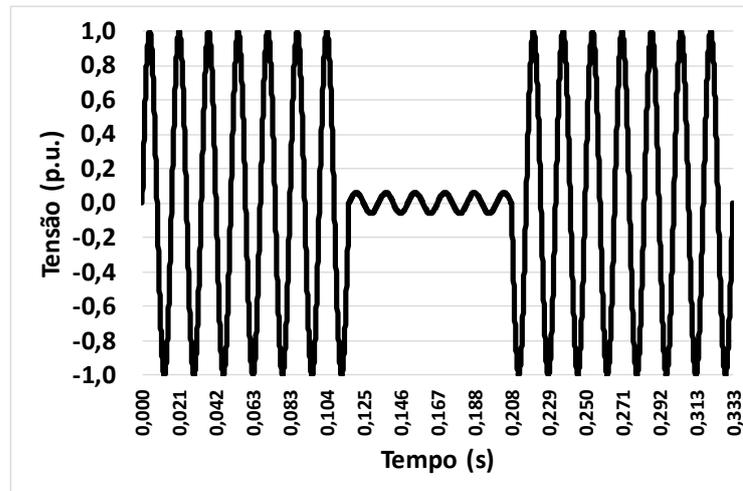


Figura 1.4 – Ocorrência de uma interrupção momentânea.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

A interrupção pode ser ocasionada por faltas, falhas em equipamentos e disfunções de controle. Na Figura 1.5 é apresentado um exemplo de um caso de curto-circuito em que o dispositivo de proteção atua, desenergizando a linha com o objetivo de eliminar a falta após um curto intervalo de tempo o religador atua para restabelecer a tensão. Entretanto a falta persiste e uma sequência de religamentos ocorre.

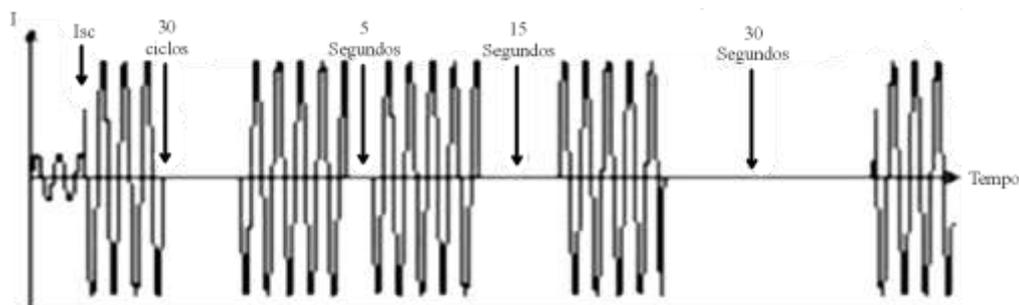


Figura 1.5 – Exemplo de um caso de curto-circuito com atuação da proteção.

1.2.2.2. Afundamento

O afundamento é uma variação momentânea da tensão ou corrente onde o seu valor eficaz se reduz de um valor de 0,1 a 0,9 p.u. durante um período entre 0,5 ciclo a 1 minuto.

O afundamento é normalmente associado com falhas no sistema, mas também pode ser causado por chaveamento de cargas pesadas ou partida de grandes motores (IEEE 1159, 2009). O afundamento de tensão pode ser caracterizado como instantâneo (0,5 – 30 ciclos), momentâneo (30 ciclos – 3 s) ou temporário (3 s – 1 min). Na Figura 1.6 apresenta-se a forma de onda típica na ocorrência de um afundamento instantâneo de tensão.

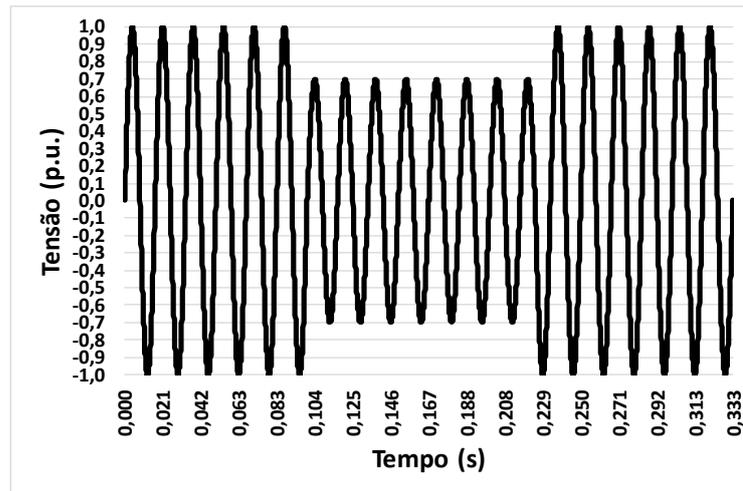


Figura 1.6 – Forma de onda típica na ocorrência de afundamento de tensão.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

1.2.2.3. Elevação

Uma elevação é definida como um aumento do valor rms da tensão ou da corrente na frequência de alimentação, com duração de 0,5 ciclo a 1 minuto. A magnitude típica está entre 1,1 a 1,8 p.u. (IEEE 1159, 2009). Em relação ao seu tempo de duração, a elevação de tensão é caracterizada como instantâneo (0,5 – 30 ciclos), momentâneo (30 ciclos – 3 s) ou temporário (3 s – 1 min).

A elevação pode ser ocasionada devido à saída de grandes blocos de carga e também pode ocorrer devido a uma falta fase-terra, em que corre uma elevação da tensão nas fases onde não ocorreu essa falta. A Figura 1.7 apresenta um exemplo de elevação e tensão em um sistema trifásico devido a ocorrência de uma falta em uma das fases.

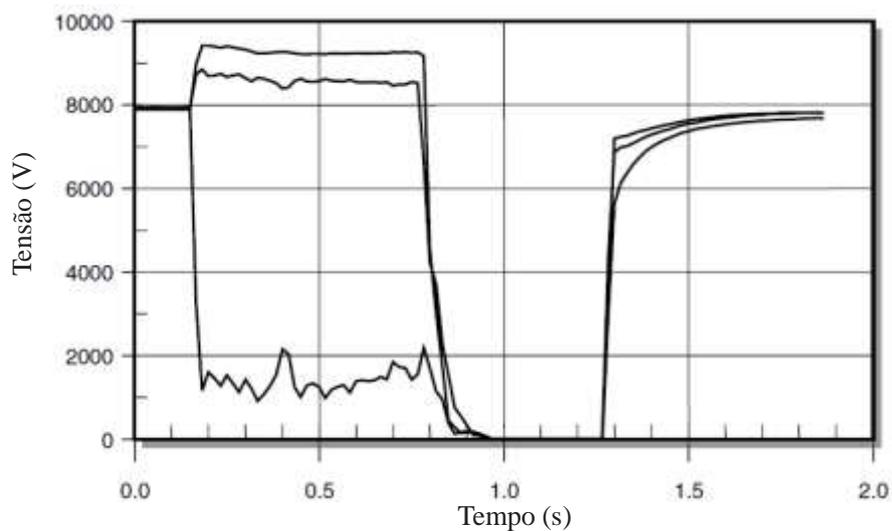


Figura 1.7 – Comportamento do valor rms na ocorrência de uma falta fase-terra.
(Fonte: adaptado de DUGAN, 2002)

Na Figura 1.8 apresenta-se a forma de onda típica de uma elevação instantânea de tensão.

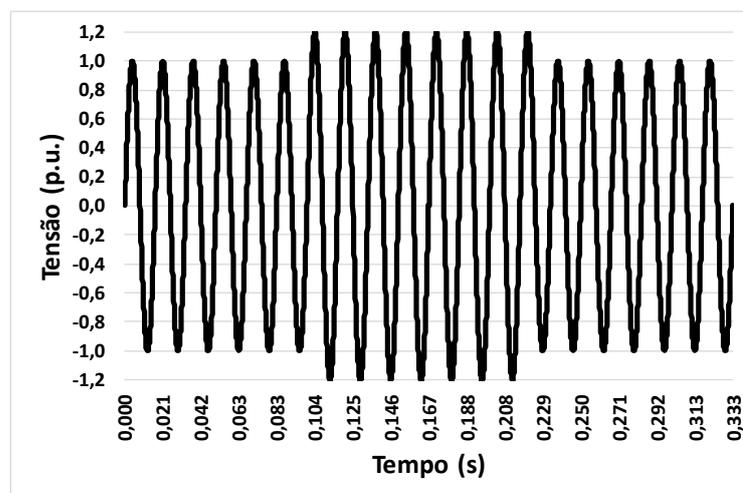


Figura 1.8 – Forma de onda típica de uma elevação instantânea de tensão.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

1.2.3. Variações rms de longa duração

As variações de longa duração são caracterizadas por terem duração maior que 1 minuto e podem ser divididas em sobretensão, subtensão, interrupção sustentada e sobrecarga de corrente.

1.2.3.1. Interrupção sustentada

A interrupção sustentada se caracteriza quando a tensão de alimentação permanece em zero por um período superior a 1 minuto. Interrupções de tensão superiores a 1 minuto são de natureza permanente e requerem intervenção manual para o restabelecimento da energia elétrica (IEEE 1159, 2009).

Em se tratando da operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de modo geral, na ocorrência de interrupções sustentadas, os mesmos devem prevenir o ilhamento não intencional, deixando de operar ao detectar a condição anormal da tensão da rede.

1.2.3.2. Subtensão

A subtensão é definida como uma redução do valor eficaz da tensão para 0,9 a 0,8 p.u. por um período maior que 1 minuto, e pode ter como causa a entrada de grandes blocos de carga ou desligamento de banco de capacitores, onde o dispositivo regulador de tensão atua para retornar a tensão a limites aceitáveis. Também pode ser causada por sobrecarga em alimentadores (IEEE 1159, 2009).

Em se tratando de geração fotovoltaica, o desligamento de usinas fotovoltaicas em condições de subtensão pode ser potencialmente perigoso, pois o sistema elétrico provavelmente estará necessitando de geração, com frequência reduzida, e isso poderia agravar ainda mais o afundamento de tensão e a queda de frequência, levando a um desligamento em cadeia de outros geradores e, na pior das hipóteses, ao colapso do sistema elétrico (ALMEIDA, 2017).

1.2.3.3. Sobretensão

A sobretensão é caracterizada pelo aumento do valor eficaz da tensão para um valor de 1,1 a 1,2 p.u. por um intervalo de tempo maior que 1 minuto. A sobretensão pode ser resultado de comutações de carga (por exemplo, desligamento de grandes cargas), ou variações na compensação reativa no sistema (por exemplo, ligação de banco de capacitores). Sistemas com pouca capacidade de regulação ou controle podem resultar em sobretensão. Configurações incorretas de *tap* em transformadores também podem resultar em sobretensões no sistema (IEEE 1159, 2009).

Em nível de transmissão, o desligamento de usinas fotovoltaicas na ocorrência de fenômenos de sobretensão, sejam eles causados por falhas no sistema, como perda de grandes blocos de carga, chaveamentos ou elevação súbita da própria geração fotovoltaica, é um risco sistemático menor do que durante eventos de subtensão, pois quando ocorre sobretensão há, normalmente, excesso de geração no barramento a que o sistema fotovoltaico está conectado (ALMEIDA, 2017). Em nível de distribuição, a crescente penetração na rede de energia tem causado modificações no sentido do fluxo de energia da rede, podendo causar elevações no nível da tensão em situações que a elevada geração coincide com a baixa demanda de carga (CAAMAÑO et al., 2008).

1.2.3.4. Sobrecarga de corrente

Representa um distúrbio causado pela elevação excessiva do valor eficaz de corrente por um tempo superior a 1 minuto⁶.

⁶O IEEE 1159 (2009) não apresenta uma definição específica para esse fenômeno, apenas informa que o mesmo é um fenômeno de variação rms de longa duração.

1.2.4. Desequilíbrio

O desequilíbrio de tensão ou corrente é definido como a razão entre a componente de sequência negativa pela componente de sequência positiva, e é resultado do desequilíbrio de carga, o qual gera o fluxo de corrente de sequência zero ou negativa. A principal causa desse desequilíbrio é a conexão de cargas monofásicas no sistema trifásico. Anomalias em bancos de capacitores também podem causar este desequilíbrio.

É um distúrbio de longa duração o qual pode gerar diversos impactos sobre o sistema de energia como, por exemplo, reduzir a vida útil de motores elétricos, aumentando sua vibração, reduzindo seu torque e sua potência útil.

1.2.5. Distorção na forma de onda

Esse fenômeno é caracterizado pela distorção da forma de onda de regime permanente da tensão ou corrente em relação a uma forma de onda puramente senoidal, na frequência fundamental. É caracterizado principalmente pelo seu conteúdo espectral.

Os principais tipos de distorções são classificados como: Componente contínua, harmônicos, interharmônicos, flutuação e ruído.

1.2.5.1. Componente contínua

A componente contínua representa a presença de tensão ou corrente c.c. no sistema c.a. As principais causas desse fenômeno são devidas ao efeito da retificação de meia onda. Esse fenômeno pode ocasionar a saturação de transformadores, ocasionando perdas e reduzindo a vida útil do equipamento. A Figura 1.9 mostra a forma de onda da tensão contendo uma componente contínua de 0,2 p.u.

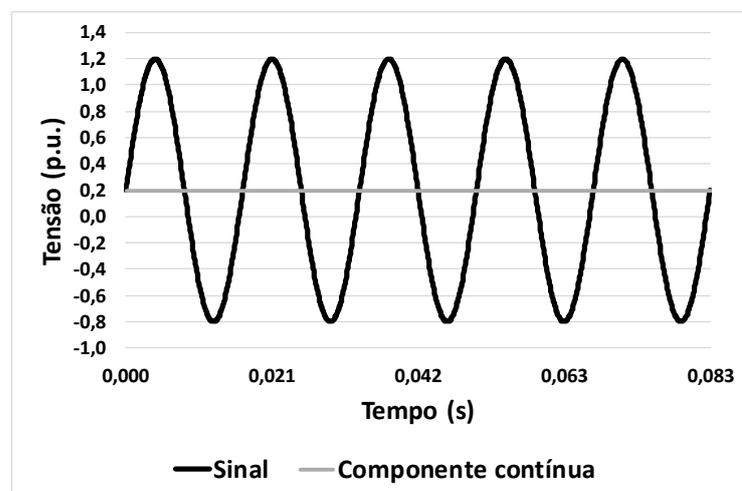


Figura 1.9 – Forma de onda da tensão contendo componente contínua.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Em se tratando de inversores fotovoltaicos, embora muitos empreguem transformadores que suprimem intrinsecamente as componentes c.c., existem os inversores sem transformadores, os quais ganharam espaço devido apresentarem vantagens econômicas de custo, menor peso e maior eficiência. Contudo, não existem evidências de que esses inversores tenham causado problemas com nível c.c., mesmo em locais onde existem sistemas relativamente concentrados geograficamente (CAAMAÑO et al., 2008).

1.2.5.2. Harmônicos

Uma função periódica pode ser representada por uma soma infinita de funções senoidais (série de Fourier), cada uma com uma determinada amplitude e fase, mais uma componente de frequência zero. A frequência das funções senoidais da série infinita é um múltiplo inteiro, ou harmônico, da frequência da função periódica, que é chamada de frequência fundamental (GALHARDO, 2002).

Harmônicos podem ser causados devido à conexão de cargas não lineares na rede de energia, os quais afetam não apenas a instalação onde foi originada como também se propagam para a rede de distribuição de energia afetando outros usuários. Logo, a responsabilidade da produção de componentes harmônicas no sistema não é apenas das concessionárias, mas também do usuário final da energia. Na Figura 1.10 (a) está uma forma de onda da frequência fundamental (60 Hz) e as formas de onda das 5ª e 9ª componentes harmônicas e na Figura 1.10 (b) é feita uma representação da forma de onda resultante.

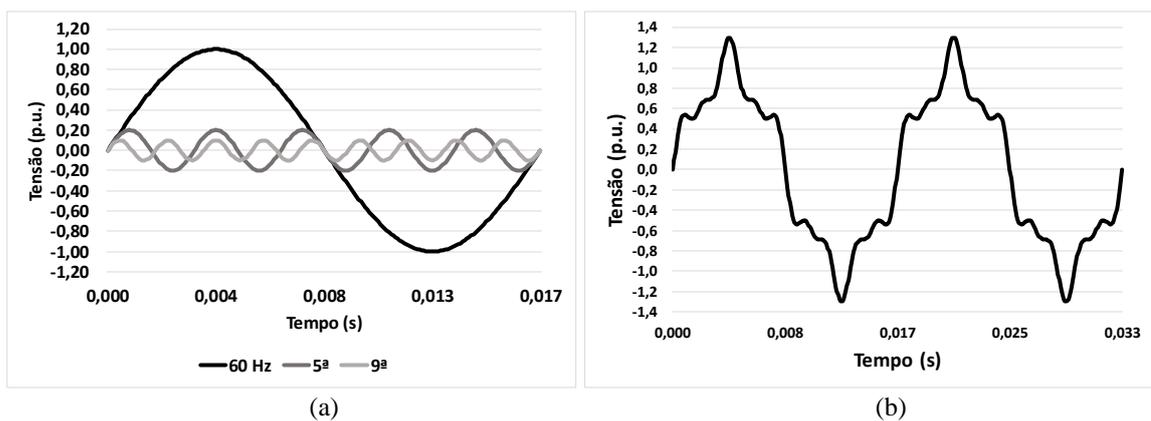


Figura 1.10 – Forma de onda da frequência fundamental e as formas de onda das 5ª e 9ª harmônicas (a) e a curva resultante (b).

(Fonte: Elaborado pelo autor)

Esta curva resultante mostra bem a distorção harmônica da curva de tensão na presença de harmônicos. As distorções harmônicas podem causar a queima de capacitores e fusíveis, sobreaquecimento de motores e transformadores, vibração ou falha de motores, falha ou

operação indevida de disjuntores, mau funcionamento de relés de proteção, problemas em controle de equipamentos, interferência telefônica, medições incorretas de energia elétrica, etc.

Ressalta-se que distúrbios na rede elétrica na faixa de 2 a 150 kHz são denominados de supra-harmônicos. Este tipo de distúrbio é abordado mais adiante na seção 1.2.8.

Em relação à geração fotovoltaica, quando muitos inversores operam no mesmo ponto de segmento da rede de distribuição, embora os dispositivos possam cumprir individualmente as normas existentes, emissões de correntes harmônicas combinadas podem levar a harmônicos de tensão que excedem os limites estabelecidos por norma (CAAMAÑO et al., 2008). Dentre os diferentes fatores que influenciam a produção de harmônicos por inversores fotovoltaicos estão, a tensão de entrada c.c. do inversor, tensão da rede e a estratégia de controle do inversor (ANURANGI, 2017; KLATT et al., 2016).

1.2.5.3. Interharmônicos

Interharmônicos são tensões ou correntes com componentes de frequência que não são múltiplos inteiros da frequência com que opera o sistema. Elas podem aparecer como frequências discretas ou como larga faixa espectral. As principais fontes de distorção interharmônicas são causadas por conversores estáticos de potência, cicloconversores, motores de indução e equipamentos a arco. Os efeitos desse fenômeno não são muito bem conhecidos, mas admite-se que os mesmos podem afetar a transmissão de sinais com portadora e induzir perturbações visuais no *display* de equipamentos (IEEE 1159, 2009).

1.2.5.4. Corte (*notchings*)

Corte é um distúrbio que apresenta polaridade oposta à forma de onda da tensão ou corrente, incluindo perda total, com duração inferior a 0,5 ciclos (IEEE 519, 2014). É causado pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para a outra. Nesse período há um curto-circuito momentâneo entre as duas fases e pode ser detectado através do conteúdo harmônico da tensão afetada. Este fenômeno pode ser caracterizado através do espectro harmônico, desde que seu efeito ocorra de forma contínua. No entanto, as componentes associadas aos cortes são de alta amplitude e, desta forma, não podem ser medidas pelos equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica (IEEE 1159, 2009). A Figura 1.11 mostra uma representação desse fenômeno.

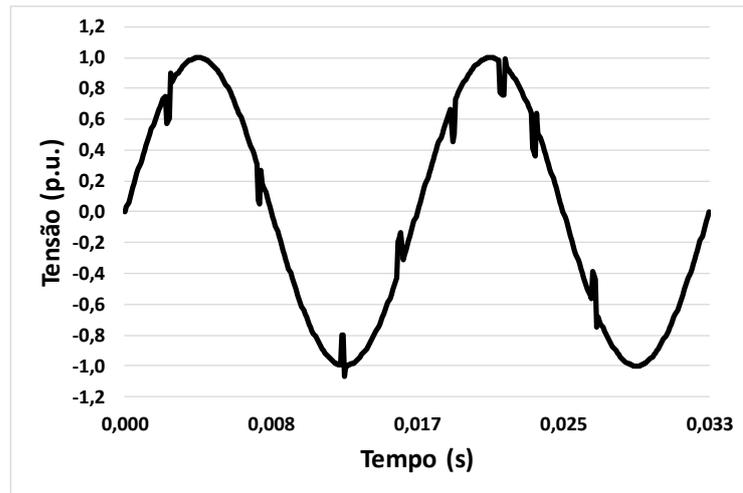


Figura 1.11 – Representação da distorção por corte.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

1.2.5.5. Ruído

O ruído é definido como um sinal elétrico indesejado, contendo uma larga faixa espectral com frequências menores que 200 kHz, as quais são superpostas à tensão e/ou corrente de fase, ou encontradas em condutores neutros. Basicamente, os ruídos podem ser definidos como quaisquer sinais indesejados, os quais não podem ser classificados como transitórios ou distorção harmônica. Os ruídos em sistemas de potência podem ser causados por equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido e fontes chaveadas e, normalmente, estão relacionados com aterramento impróprio (IEEE 1159, 2009). Na Figura 1.12 é mostrada a forma de onda típica da forma de onda trifásica contendo esse fenômeno.

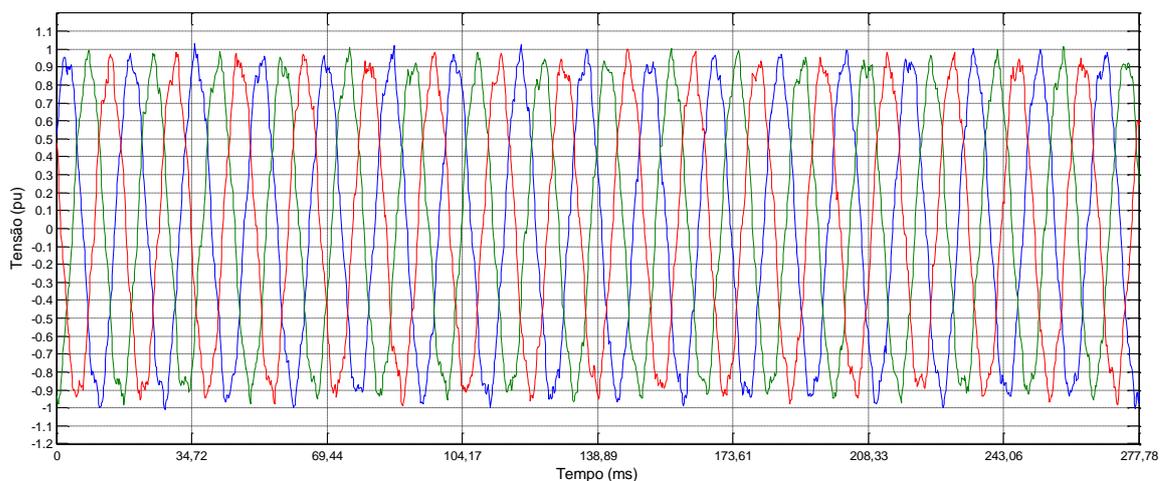


Figura 1.12 – Forma de onda trifásica contendo ruído.
(Fonte: PARIJÓS, 2011)

1.2.6. Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é caracterizada pela variação intermitente da envoltória da forma de onda de tensão de suprimento dentro de uma faixa de valores compreendida entre 0,1 a 7 % da tensão. As principais causas da flutuação de tensão são a partida direta de grandes motores, máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas, ferrovias e fornos a arco. Os principais efeitos nos sistemas elétricos são oscilações de torque das máquinas elétricas, queda de rendimento dos equipamentos elétricos, interferência nos sistemas de potência e a cintilação. Um exemplo de forma de onda de tensão com flutuação está representado na Figura 1.13 (a). A envoltória, forma de onda pontilhada, contida na forma de onda da tensão possui frequência de 6 Hz e amplitude de 0,05 p.u., a qual foi extraída da forma de onda original e está representada na Figura 1.13 (b).

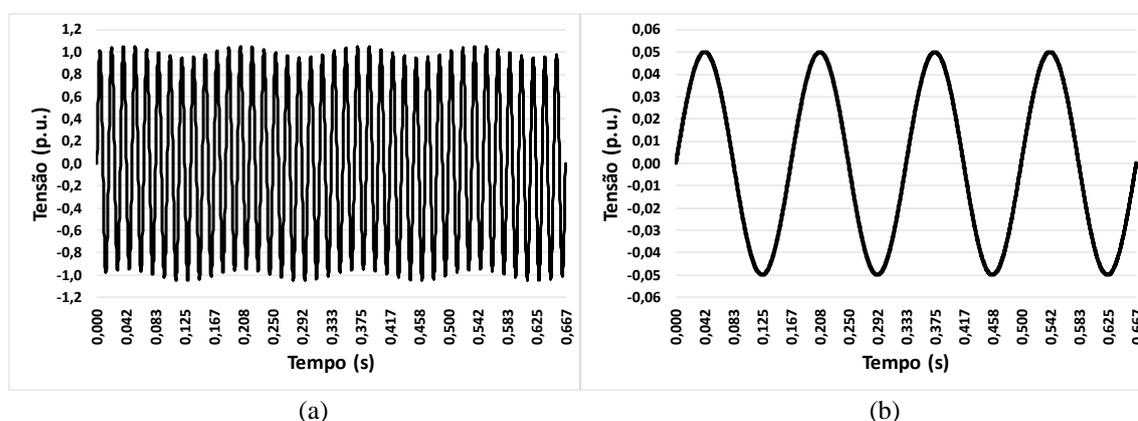


Figura 1.13 – Representação da ocorrência de flutuação no sinal de tensão (a) e a envoltória (b).
(Fonte: Elaborado pelo autor)

No campo da geração distribuída fotovoltaica existe a preocupação de que em determinado ponto da rede em que haja quantidades consideráveis de SFCR, possam ocorrer flutuações de tensão, uma vez que a geração de energia varia de acordo com o nível de irradiância (CAAMAÑO et al., 2008). Por outro lado, uma maneira de mitigar as flutuações da geração fotovoltaica é distribuir geograficamente de maneira uniforme os sistemas fotovoltaicos ao longo da rede (ALMEIDA, 2017; CAAMAÑO et al., 2008).

1.2.7. Variações de frequência

As variações de frequência de um sistema elétrico representam desvios no valor da frequência fundamental deste sistema, que podem ser causados devido às alterações no balanço dinâmico entre carga e geração e por faltas no sistema de transmissão.

1.2.8. Supra-harmônicos

Supra-harmônicos são distorções nos sinais de tensão e corrente na faixa entre 2 a 150 kHz. Estes não representam um tópico novo. Entretanto, a quantidade de conhecimento desenvolvido e sua disseminação têm sido limitados. Recentemente essa faixa de frequência tem recebido mais atenção por parte dos pesquisadores e organizações normatizadoras, devido à sua utilização para realizar a comunicação via rede (*Power-Line Communication – PLC*) como parte da infraestrutura para implementação de medições inteligentes (RÖNNBERG et al., 2017). Existem atividades contínuas dentro do *IEEE* e *IEC* para desenvolver padrões cobrindo essa faixa. Alguns padrões já existem, como destaca Bollen (2014). Entretanto, há diferenças entre harmônicos e supra-harmônicos que não são abrangidas pelos limites já propostos, não havendo uma estrutura aceita para os supra-harmônicos como existe para frequências mais baixas.

Muitos exemplos são citados na literatura sobre as interferências causadas pelas distorções na tensão e corrente na faixa de 2 a 150 kHz. Os casos relatados podem ser agrupados em quatro categorias (RÖNNBERG et al., 2017):

- Os equipamentos ocasionalmente não funcionam como o esperado ou apresentam funcionalidade reduzida;
- Falha na operação ou dano do equipamento;
- Interferência com a ou devido à comunicação via rede (*Power Line Communication - PLC*); e
- Ruído audível de equipamentos ou instalações.

Segundo Klatt et al. (2016), a emissão supra-harmônica pode ser dividida em emissão não intencional, causada por dispositivos eletrônicos de potência auto-comutados, e intencional causado por dispositivos de comunicação. A emissão não intencional de um inversor fotovoltaico é essencialmente causada pela modulação por largura de pulso (PWM), que é utilizada para gerar a tensão c.a. a partir da tensão c.c. proveniente do gerador fotovoltaico. Klatt et al. (2016) concluiu que a emissão de supra-harmônicos em torno da frequência de chaveamento é influenciada pela tensão de entrada c.c. do inversor, tensão c.a. fundamental, distorção na tensão c.a. no ponto de conexão e potência de saída do inversor. Klatt et al. (2016) também concluiu que o nível de impacto desses fatores na emissão de supra-harmônicos varia bastante entre os diferentes modelos de inversores, o que se deve principalmente aos diferentes projetos e esquemas de controle implementados pelos fabricantes. Amaripadath (2016) afirma que a determinação da emissão de supra-harmônicos é difícil em comparação às emissões

harmônicas tradicionais conhecidas. Algumas das dificuldades práticas na medição da emissão dessa frequência na corrente e tensão são:

- A amplitude da forma de onda nessa faixa de frequência geralmente é muito menor quando comparada com frequências mais baixas; e
- Requer sensores de alta precisão para medir amplitude e fase das componentes.

1.3. Problemas de qualidade de energia em rede de corrente contínua

Os problemas de qualidade de energia dos sistemas de distribuição em corrente contínua (c.c.) são diferentes em diversos aspectos dos sistemas de distribuição em corrente alternada (c.a.). A diferença entre o estudo de qualidade de energia em sistemas de distribuição de corrente contínua e de corrente alternada provém da diferença entre a tensão idealmente constante nos sistemas c.c. e a tensão idealmente senoidal nos sistemas c.a., e dos muitos conversores eletrônicos de potência, os quais são a espinha dorsal dos sistemas de distribuição c.c. Os quatro pontos fundamentais sobre qualidade de energia em sistemas c.c. identificados na literatura são as correntes harmônicas, corrente de *inrush*, corrente de falta, e aterramento (WHAITE, 2015).

1.3.1. Correntes harmônicas

É comum afirmar que os sistemas de corrente contínua não experimentam correntes ou tensões harmônicas. Por definição, uma vez que a frequência fundamental de um sistema c.c. é 0 Hz, sinais diferentes da fundamental não existem. Em um nível prático, no entanto, a presença de oscilações de corrente e tensão em um sistema de corrente contínua, similar aos harmônicos de corrente alternada, torna relevante a extensão da discussão de harmônicos para sistemas de corrente contínua. Por esta razão, o termo “harmônico” será usado nesta seção para se referir às tensões e correntes oscilantes em um sistema c.c. Os conversores de alimentação determinam a tensão no sistema, os quais, juntamente com os filtros, devem ser projetados para minimizar oscilações e harmônicos na tensão. Como o barramento c.c. serve como uma conexão entre múltiplos conversores eletrônicos de potência, a circulação de harmônicos na corrente pode surgir no barramento c.c. a partir de efeitos não lineares dos vários conversores eletrônicos de potência (WHAITE, 2015).

1.3.2. Corrente de *inrush*

Quando uma carga desenergizada e seu conversor são comutados para um circuito energizado, é demandada uma corrente de energização devido ao carregamento da capacitância, independentemente de a carga estar ligada ou desligada. Essa corrente nos sistemas de distribuição c.c. pode ser substancial o suficiente para soldar fisicamente os pontos de contato caso os conectores não estejam devidamente dimensionados, além de que a ocorrência de arcos pode causar outros danos físicos ao sistema de distribuição. Mesmo que o sistema seja projetado para suportar elevadas condições de estresse físico, altas correntes de *inrush* podem causar quedas de tensão no sistema, afetando a operação de outros equipamentos (WHAITE, 2015).

1.3.3. Corrente de falta

Uma falta ocorrida no sistema c.c. só pode extrair corrente através dos conversores, das fontes de energia e capacitâncias conectadas diretamente no barramento c.c., e a corrente de falta é limitada pela potência desses conversores, fontes e carga armazenada na capacitância conectadas no barramento c.c. (WHAITE, 2015). Para aumentar a corrente de falta, com o objetivo de evitar a falha do sistema de proteção, é necessário aumentar a capacitância dos filtros, o que implica em correntes de *inrush* mais elevadas (BOLLEN et al., 2017).

1.3.4. Aterramento

A escolha de uma configuração de aterramento apropriada para um sistema de distribuição c.c. tem um impacto na qualidade de energia e na segurança do sistema, especialmente para condições de falha. O tipo de aterramento usado determina o caminho da corrente para uma falta à terra e impacta no nível da corrente de falta que uma pessoa pode sofrer ao entrar em contato com um condutor energizado (WHAITE, 2015).

1.4. Identificação os problemas de qualidade de energia na rede?

A necessidade de se caracterizar os fenômenos que afetam a qualidade da energia faz dos sistemas de monitoramento dos parâmetros da rede ferramentas importantes de detecção e análise. Os parâmetros típicos monitorados são valores instantâneos das formas de onda de tensão e corrente, valores eficazes de tensão e corrente, frequência fundamental, fator de potência, distorções harmônicas, entre outros parâmetros que variam de acordo com as normatizações de cada localidade.

O principal objetivo do monitoramento da qualidade da energia elétrica é oferecer dados para análise e solução de problemas com maior rapidez. Portanto, monitorar o sistema de forma

constante permite o diagnóstico em tempo real das condições da rede, tornando possível traçar um quadro verdadeiro da taxa de ocorrência de problemas de qualidade de energia.

Deste modo, torna-se necessária a utilização de equipamentos e de um sistema de gerenciamento que garanta o monitoramento da qualidade da energia de maneira confiável, assim como um *software* que possibilite a análise dos dados armazenados.

Pesquisas envolvendo redes inteligentes vêm fazendo diversos avanços em relação ao tema, em que a viabilidade da implementação desse conceito está intimamente associada aos progressos de diversas tecnologias empregadas nos dispositivos de sensoriamento, medição, comunicação, processamento e armazenamento de dados e geração distribuída (KAKRAN; CHANANA, 2018; ARENA et al., 2017; DUMITRACHE; DOGARU, 2015; JEGEN; PHILION, 2018, DI SANTO et al., 2018).

A monitoração da qualidade da energia é essencial na operação da rede inteligente, onde os medidores inteligentes são elementos básicos para detectar distúrbios de qualidade de energia (VELAZQUEZ et al., 2017; ARENA et al., 2017). O medidor inteligente contribui para o aperfeiçoamento da rede, ajudando no planejamento e na operação, bem como aumenta o envolvimento do usuário com a operação da rede (DI SANTO et al., 2018; JENKINS; LONG; WU, 2015).

A monitoração através do medidor inteligente pode ajudar o usuário da rede a tomar decisões para controlar sua demanda e gerenciar o consumo de energia para tarifas diferenciadas ao longo do dia (JEGEN; PHILION, 2018, KAKRAN; CHANANA, 2018), contribuindo para redução do carregamento da rede em horários de pico, além de maximizar o consumo próprio dos usuários que possuem geração distribuída, possibilitando a otimização do consumo energético, melhorando a flexibilidade da rede (MEYABADI; DEIHIMI, 2017; DI SANTO et al., 2018). Em Sharma e Saini (2015), é apresentada uma visão geral da operação de medidores inteligentes em redes inteligentes.

Também é importante destacar que a introdução das energias renováveis na rede como geração distribuída traz muitos desafios envolvendo monitoração e controle, devido à natureza intermitente de algumas fontes, como por exemplo a solar, tornando importante que a rede atue de forma a evitar a ocorrência de instabilidades no fornecimento de energia (ZAME et al., 2018; HOSSAIN et al., 2016). Logo, o monitoramento e o controle da produção de energia pela geração distribuída podem ajudar a atenuar problemas na tensão, que representam um impacto adverso de comum ocorrência devido à introdução da geração distribuída na rede de distribuição (BOLLEN et al., 2017). Uma visão geral das arquiteturas e características de vários

sistemas de monitoramento de sistemas fotovoltaicos baseados em diferentes métodos pode ser encontrada em Rahman et al. (2018).

1.4.1. Indicadores de qualidade de energia

Como já mencionado, a qualidade da energia está diretamente relacionada com a qualidade da tensão e da corrente. Logo, indicadores que utilizam esses parâmetros em seus cálculos podem ser utilizados para detectar problemas na qualidade da energia. Como apresentado em Galhardo (2006), o fluxo de corrente devido a uma carga em um sistema elétrico é influenciado diretamente pela forma de onda, pelo nível e pela frequência da tensão que a alimenta, influenciando assim parâmetros correlacionados, como por exemplo, a *THD*, os valores eficazes e de pico, o fator de potência e a demanda de potência do sistema.

1.4.1.1. Fator de potência (FP)

O fator de potência é um indicador utilizado para avaliar a eficiência com que a energia está sendo consumida. Geralmente é representado como a razão entre a potência ativa e a potência aparente.

A presença de elementos reativos e de cargas não-lineares na rede podem provocar um baixo fator de potência, indicando que o sistema pode estar trabalhando de forma ineficiente.

1.4.1.2. Distorção harmônica total (THD)

É um indicador utilizado para medir o nível de conteúdo harmônico. Representa a porcentagem de conteúdo harmônico presente em uma forma de onda em relação à sua componente fundamental.

A presença de harmônicos pode provocar alterações na impedância da rede, devido ao efeito pelicular, causando perdas indesejadas.

1.4.1.3. Fator de crista (FC)

É um indicador que pode ser utilizado para detectar a presença de conteúdo harmônico. Representa a relação entre o valor de pico e o valor eficaz da forma de onda. Logo, o fator de crista puramente senoidal é de $\sqrt{2}$.

Valores de fator de crista diferentes de $\sqrt{2}$ indicam que a forma de onda da tensão ou corrente apresenta desvios, quando comparado a uma senoidal puro, indicando que pode conter conteúdo harmônico.

1.5. Relação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede com a QEE

Quando se trata de qualidade de energia envolvendo a operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, a preocupação principal é com a operação do seu inversor, que é o equipamento responsável por fazer a interface do gerador fotovoltaico com a rede, condicionando a energia injetada, que deve atender as práticas e os padrões que envolvem a tensão, cintilação, frequência e distorções, para que seja considerada de qualidade. É importante ressaltar que todos os parâmetros de qualidade de energia devem ser especificados no ponto de acoplamento comum, e desvios nos padrões estabelecidos por norma representa que o inversor está operando fora dos limites permitidos, podendo ser retirado de operação.

As distorções presentes na tensão nos sistemas de transmissão em alta tensão geralmente são pequenas e tendem a aumentar ao se aproximarem do usuário final devido, entre outros fatores, à presença de cargas não-lineares. Com a crescente penetração de sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema de distribuição, a capacidade da rede em acomodar distorções harmônicas tem se tornado uma preocupação devido à utilização de inversores que podem constituir fontes de harmônicos (DENG; ROTARU; SYKULSKI, 2017).

Em Parijós et al. (2016) é possível observar que o inversor utilizado no estudo contribuiu para a circulação de harmônicos na rede, mas se manteve dentro dos níveis aceitáveis estabelecidos por norma, e a carga demandada pelo usuário representou a origem da maior parte da injeção de harmônicos na rede.

Diversos estudos de caso mostram que a inserção de sistemas fotovoltaicos causa algum impacto na rede, na maioria dos casos devido à injeção de componentes harmônicas e variação nos níveis da tensão. Contudo são impactos que não comprometem o bom funcionamento da rede (ANZALCHI et al., 2017; PEREIRA et al., 2017; SEME et al., 2017; MCBEE, 2017; PLANGKLANG; THANOMSAT; PHUKSAMAK, 2016; BLOCK et al., 2016; KOPICKA; PTACEK; TOMAN, 2014; MONTEIRO, 2014; RÖNNBERG; BOLLEN; LARSSON, 2013; BARBU et al., 2013; URBANETZ; BRAUN; RÜTHER, 2012). Entretanto, ressalta-se que os inversores utilizados na geração distribuída fotovoltaica que possuem potência nominal menor que 10 kW geralmente não causam problemas para a concessionária quando utilizados em pequenas quantidades. No entanto, um grande número de inversores ligados ao mesmo alimentador pode causar problemas (IEEE, 1992). Ruf (2018) alerta que o grande número de sistemas fotovoltaicos instalados em baixa tensão, na Alemanha, tem causado violações da faixa de operação normal da tensão em alguns pontos da rede, levando a concessionária de energia a limitar a potência injetada pelos inversores.

A quantidade de conteúdo harmônico produzido pelos inversores depende da estratégia de controle do inversor, das distorções presentes na tensão da rede no ponto de acoplamento comum e do carregamento do inversor (ANURANGI, 2017; KLATT et al., 2016). Inversores fotovoltaicos são projetados para operar com carregamento próximo ou superior ao seu carregamento nominal, de tal maneira que para baixos carregamentos o sistema de controle de condicionamento da potência pode produzir correntes contendo conteúdo harmônico (ANURANGI, 2017).

Também é importante ressaltar que, tradicionalmente, as redes de distribuição são projetadas para operar com o fluxo de potência unidirecional, e a introdução de GD pode causar problemas na operação de equipamentos da rede devido ao fluxo reverso de potência causado pela GD (BAYRAM, 2017).

Contudo, é importante destacar que Almeida (2017) e Patsalides et al. (2015) demonstram que um bom planejamento para a inserção da geração fotovoltaica pode contribuir de forma positiva para o bom funcionamento da rede. Também é importante ressaltar que a introdução da geração distribuída abre espaço para o conceito de redes inteligentes, em que ambos os conceitos podem promover mais flexibilidade e resiliência para a rede, e problemas de qualidade de energia podem ser mitigados com maior facilidade com a utilização de redes inteligentes em conjunto com GD (RÖNNBERG et al., 2017; e SHARID, 2017).

Portanto, é importante que na concepção do projeto de um sistema fotovoltaico, além de avaliar as necessidades do usuário que realiza o investimento, também sejam levadas em conta as características da rede do local onde o mesmo será instalado, com o intuito de preservar o bom funcionamento do sistema de energia e garantir a satisfação do usuário que adquire o sistema, uma vez que este pode estar sujeito a desconexões sucessivas.

1.5.1. Curva de carga

Os perfis das curvas de carga das unidades consumidoras residenciais e comerciais são bastante conhecidos. Entretanto a introdução da geração distribuída na rede de baixa tensão causa alterações nos perfis das curvas de carga, e é importante ressaltar que os impactos da geração distribuída, o que inclui a geração fotovoltaica, na rede de distribuição estão ligados diretamente às alterações na curva de carga das unidades consumidoras (MACÊDO; ZILLES, 2006).

Uma representação da alteração na curva de carga para perfis de consumo residencial e comercial visto pela rede, devido à operação de um SFCR, é apresentada na Figura 1.14, sendo P a curva de carga original, FV a curva de geração fotovoltaica e P - FV a curva de carga

resultante, vista pela rede, onde as barras viradas para baixo significam que houve injeção de potência na rede.

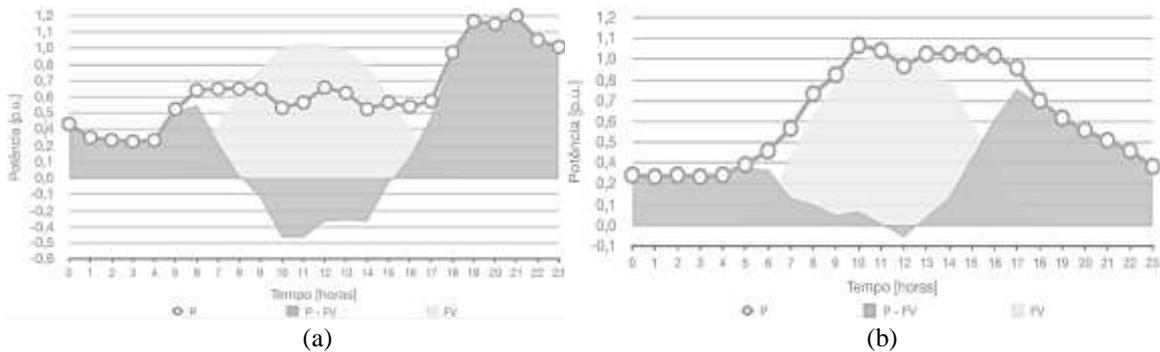


Figura 1.14 – Alteração da curva de carga para um perfil residencial (a) e para um perfil comercial (b). (Fonte: PINTO, 2016)

Ressalta-se que as curvas resultantes (P - FV) apresentadas na Figura 1.14 são exemplos que dependem diretamente da potência fotovoltaica instalada e das condições de geração. Logo, o que a rede enxerga é o resultado da interação entre a carga e o sistema fotovoltaico.

Na Figura 1.15 é exibido um caso real da alteração da curva de carga, onde é apresentada a interação entre o SFCR e a carga média da edificação, bem como o fluxo de potência resultante e a energia total consumida e produzida, para três dias com diferentes perfis de produção e consumo.

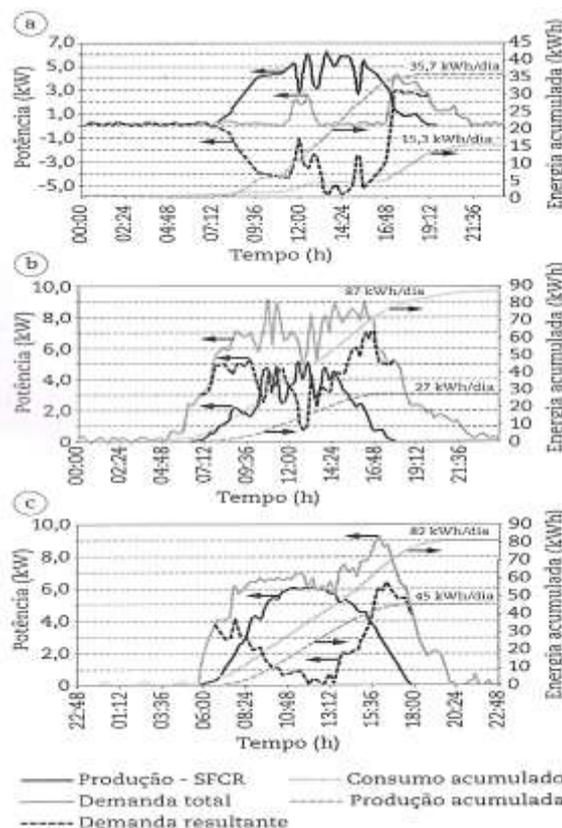


Figura 1.15 – Curva de carga, produção e fluxo de potência resultante: dia não útil com produção solar igual a 223% do consumo (a); dia útil com produção solar igual a 31% do consumo (b); dia útil com produção solar igual a 55% do consumo (c). (Fonte: ZILLES et al., 2012)

1.5.2. Como o SFCR deve operar

O surgimento das fontes renováveis como uma forma alternativa de produção de energia elétrica resultou no uso de muitas topologias de inversores ligados à rede, os quais podem contribuir para a ocorrência de efeitos indesejados não aceitáveis pelas concessionárias de energia (IEEE 519, 1992).

Com o objetivo de garantir o bom funcionamento dos sistemas de energia com a inserção de sistemas fotovoltaicos na rede, entidades técnicas vêm desenvolvendo estudos para incentivar, recomendar e cobrar boas práticas na utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, onde o IEEE e o IEC são importantes referências internacionais na área. Em âmbito nacional, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) vem empenhando esforços para estabelecer recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica, respeitando os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) elaborados pela ANEEL.

Também é importante citar a participação do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) neste cenário que, considerando a necessidade de estabelecer requisitos mínimos de desempenho e segurança dos sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, por meio da portaria INMETRO 004/2011, estabeleceu critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica através do mecanismo da Etiquetagem, para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE), contribuindo para o desenvolvimento de boas práticas e conformidades dos sistemas fotovoltaicos.

1.5.3. Principais recomendações na operação de SFCR

A seguir são apresentadas recomendações para a operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com o objetivo de proporcionar práticas seguras para a operação junto à rede de distribuição.

No desenvolvimento dos tópicos a seguir leva-se em consideração as recomendações feitas pelo IEEE. Entretanto, o foco principal foi dado às recomendações feitas pela ABNT, que é a entidade técnica que elabora as resoluções normativas válidas em território nacional.

1.5.3.1. Práticas para proteção

É do interesse da concessionária e do proprietário do sistema fotovoltaico que o mesmo opere dentro das recomendações estabelecidas por norma, com o objetivo de evitar a ocorrência de eventos indesejáveis, minimizando a atuação da proteção. Portanto, o gerador fotovoltaico e o inversor devem estar aterrados, ter proteções contra curto-circuito na interface de conexão com a rede e ter um método de isolamento e seccionamento do inversor com a rede, de acordo com as normas aplicáveis (IEEE, 2000; ABNT, 2013). Além disso o sistema fotovoltaico deve ser capaz de suportar religamento automático fora de fase na pior condição possível (em oposição de fase).

A ocorrência de condições anormais na rede deve ser detectada pelo sistema fotovoltaico que deve se desconectar quando a tensão ou frequência estiverem fora das faixas normais de operação. Essa resposta deve garantir a segurança do pessoal do serviço público de manutenção e do público em geral, bem como evitar danos a equipamentos conectados na rede, incluindo o próprio sistema fotovoltaico. Contudo, segundo a ABNT NBR 16149, na ocorrência de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

1.5.3.2. Faixa de operação normal da tensão

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede normalmente não regulam a tensão, e sim a corrente injetada na rede. Portanto, a faixa de operação do inversor fotovoltaico é selecionada como uma função de proteção que corresponde às condições anormais de operação da rede (ABNT, 2013; e IEEE, 2000).

Claramente, uma grande quantidade de corrente injetada tem o potencial de impactar na tensão da rede. Enquanto a corrente injetada na rede pelo inversor fotovoltaico permanecer menor que a demandada pela carga, os dispositivos de regulação da tensão continuarão funcionando normalmente. Se a injeção de corrente fotovoltaica exceder a demanda da carga nessa linha, torna-se necessária uma ação corretiva, pois os dispositivos de regulação de tensão normalmente não possuem capacidade de detecção de inversão de corrente (IEEE, 2000).

O inversor deve detectar as condições anormais na tensão e responder essas condições. Na Tabela 1.2 são apresentados os limites de tensão no ponto de acoplamento comum que devem ser atendidos pelo inversor segundo a ABNT NBR 16149, caso contrário, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede. Isto se aplica a qualquer sistema, seja ele

mono ou polifásico. Todas as menções a respeito da tensão do sistema referem-se à tensão nominal da rede local.

Tabela 1.2 – Respostas às condições anormais de tensão. (Fonte: ABNT, 2013)

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V_{NOMINAL})	Tempo máximo de desligamento ⁷
$V < 80 \%$	0,4 s
$80 \% \leq V \leq 110 \%$	Regime normal de operação
$110 \% < V$	0,2 s

O propósito de um tempo de atraso permitido é garantir que distúrbios de curta duração não façam com que o sistema cesse o fornecimento de energia para a rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias. A unidade não pode deixar de fornecer energia à rede se a tensão voltar para a faixa de operação contínua dentro do tempo de desligamento especificado.

A recomendação é que o inversor deixe de operar sempre que a tensão no ponto de acoplamento comum se desviar da faixa de operação permitida.

1.5.3.3. Faixa de operação normal da frequência

O sistema fotovoltaico deve operar em sincronismo com a frequência da rede. Contudo, quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2 s. O propósito desse tempo de espera é evitar a desconexão do inversor devido a um distúrbio passageiro. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão descrito na ABNT NBR 16149. Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede (ABNT, 2013).

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico deve manter o menor valor de potência ativa atingido durante o aumento da frequência. O sistema fotovoltaico só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa $60 \text{ Hz} \pm 0,05 \text{ Hz}$, por no mínimo 300 s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de P_M por minuto, onde P_M é a potência ativa no momento em que houve a violação da faixa de frequência (ABNT, 2013).

Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer

⁷ O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão descrito na ABNT NBR 16149. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de P_M por minuto (ABNT, 2013).

1.5.3.4. Cintilação na tensão

Segundo a ABNT NBR 16149, a operação do sistema fotovoltaico não pode causar cintilação acima dos limites mencionados nas seções pertinentes das IEC 61000-3-3 (para sistemas com corrente inferior a 16 A), IEC 61000-3-11 (para sistemas com corrente superior a 16 A e inferior a 75 A) e IEC/TS 61000-3-5 (para sistemas com corrente superior a 75 A).

O IEEE 929 (2000) afirma que qualquer cintilação na tensão decorrente da conexão de inversores no ponto de acoplamento comum não deve exceder os limites definidos pelo IEEE 519. Este requisito é necessário para minimizar efeitos adversos na tensão para outros consumidores conectados à rede.

1.5.3.5. Injeção de componente c.c. na rede elétrica

O nível de tensão c.c. que esses inversores operam varia bastante para a maioria das fontes de energias renováveis. Essa variação depende das condições climáticas, da hora do dia, da temperatura, dos algoritmos de rastreamento, do envelhecimento dos módulos fotovoltaicos, e de muitos outros fatores não controlados (IEEE, 1992). No entanto, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 segundo se a injeção de componente c.c. na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor.

Caso o sistema fotovoltaico possua transformador com separação galvânica em 60 Hz não precisa ter proteções adicionais para atender a este requisito (ABNT, 2013).

1.5.3.6. Injeção de harmônicos

Assim como os níveis de tensão c.c., componentes harmônicas presentes na saída dos inversores dependem de muitas variáveis não controláveis. Além disso, as características da rede da concessionária também podem causar efeitos indesejáveis na saída dos inversores. Variáveis como os harmônicos da rede, desbalanceamento entre tensões, defasamento desigual entre fases, elevados e baixos níveis de tensão e impedância da linha são alguns dos fatores que influenciam no conteúdo harmônico contido na saída dos inversores (IEEE 519, 1992).

Entretanto, a corrente de saída do SFCR deve apresentar baixos níveis de distorção para garantir que nenhum efeito adverso seja causado a outros equipamentos conectados ao sistema de energia. Níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem das

características da rede de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e procedimentos adotados para a rede.

Segundo a ABNT NBR 16149 e o IEEE 929, a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada componente harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 – Limite de distorção harmônica da corrente. (Fonte: ABNT, 2013)

Harmônicos ímpares	Limite de distorção
3 ^a – 9 ^a	< 4,0 %
11 ^a – 15 ^a	< 2,0 %
17 ^a – 21 ^a	< 1,5 %
23 ^a – 33 ^a	< 0,6 %
33 ^a e acima	< 0,3 %
Harmônicos pares	Limites de distorção
2 ^a a 8 ^a	< 1,0 %
10 ^a a 32 ^a	< 0,5 %

1.5.3.7 Fator de potência

A maioria dos inversores fotovoltaicos conectados à rede opera com um fator de potência próximo da unidade. Segundo o IEEE 929 (2000), o inversor deve operar com um fator de potência superior a 0,85 (indutivo ou capacitivo) quando a saída do inversor for superior a 10 % da sua potência nominal. Entretanto, os sistemas que trabalham com compensação de reativo podem operar fora dessa faixa, desde que aprovado pela concessionária. Já a ABNT NBR 16149 afirma que, para sistemas menores ou iguais a 3 kW, o inversor deve sair de fábrica configurado para operar com FP igual a 1, de tal maneira que quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor, o equipamento deve ser capaz de operar com fator de potência na faixa de 1 a 0,98 (indutivo e capacitivo). Para inversores com potência nominal superior a 3 kW é opcional o controle do fator de potência, como especificado pela ABNT.

Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao FP predefinido. Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 s.

Capítulo 2 – MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho foi pensado com o intuito de realizar testes e avaliar alguns dos aspectos que podem influenciar a qualidade da energia com a inserção de geração fotovoltaica na rede de distribuição, mas também associado com o perfil de demanda do consumidor. Para isso utilizaram-se quatro sistemas fotovoltaicos conectados à rede, bem como foi desenvolvida uma bancada de testes e aquisição de dados para monitorar a operação desses sistemas.

Este capítulo tem por objetivo apresentar os materiais e equipamentos utilizados para o desenvolvimento deste trabalho, bem como a metodologia empregada.

2.1. Materiais

A seguir é apresentada a descrição dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede e da bancada desenvolvida para a realização deste trabalho.

2.1.1. Descrição dos sistemas fotovoltaicos

Neste trabalho foram utilizados quatro sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os quais são nomeados de SFCR 1 a SFCR 4, e encontram-se instalados na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA).

a) Sistema fotovoltaico conectado à rede 1 (SFCR 1)

O SFCR 1 possui potência nominal de 2,45 kWp, sendo o gerador constituído por 10 módulos fotovoltaicos de silício policristalino modelo SW245 do fabricante Solar World, de 245 Wp cada, os quais estão conectados em série. Este arranjo está conectado à entrada de um inversor de potência nominal de 3 kW do fabricante PHB, modelo PHB 3000-SS. Logo, o fator de dimensionamento do inversor é de 1,22. As Figuras 2.1 (a) e (b) mostram, respectivamente, o inversor e o gerador fotovoltaico instalados na área de testes do GEDAE.

As especificações técnicas do inversor da PHB e dos módulos fotovoltaicos da Solar World estão apresentadas, respectivamente, nas Tabelas 2.1 e 2.2.

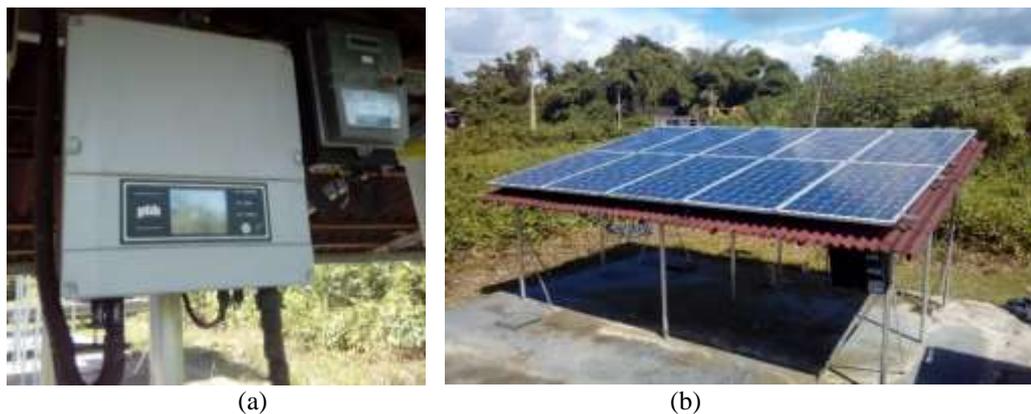


Figura 2.1– (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Tabela 2.1– Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 1.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	PHB 3000-SS
Potência máxima c.c.	3.200 W
Máxima tensão c.c.	500 V
Faixa de operação do SPMP	125 V – 450 V
Corrente máxima c.c.	18 A
Potência máxima c.a.	3.000 W
Amplitude de tensão c.a.	176 V - 242 V
Corrente máxima c.a.	15 A
Frequência	57,5 Hz – 62 Hz
Topologia	Sem transformador
Máxima eficiência	97 %
Consumo próprio noturno	5 W

Tabela 2.2 – Especificações técnicas do módulo FV utilizado no SFCR 1.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	SW245
Potência máxima (Pmp)	245 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	30,8 V
Corrente de máxima potência (Imp)	7,96 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,5 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,49 A
Eficiência do módulo (η)	14,6 %
Tipo de célula	Silício policristalino

b) Sistema fotovoltaico conectado à rede 2 (SFCR 2)

O SFCR 2 possui potência nominal de 1 kWp, sendo o gerador constituído por 10 módulos fotovoltaicos de silício amorfo modelo ASI-100P do fabricante Sunlab Power, sendo cada módulo de 100 Wp, e o arranjo é formado pela conexão em série dos módulos, o qual está conectado à entrada do inversor Sunny Boy 1200, de potência nominal de 1,2 kW, do fabricante SMA. Desta forma, o fator de dimensionamento do inversor é de 1,2. As Figuras 2.2 (a) e (b) mostram, respectivamente, o inversor e o gerador fotovoltaico instalados na área de testes do GEDAE.

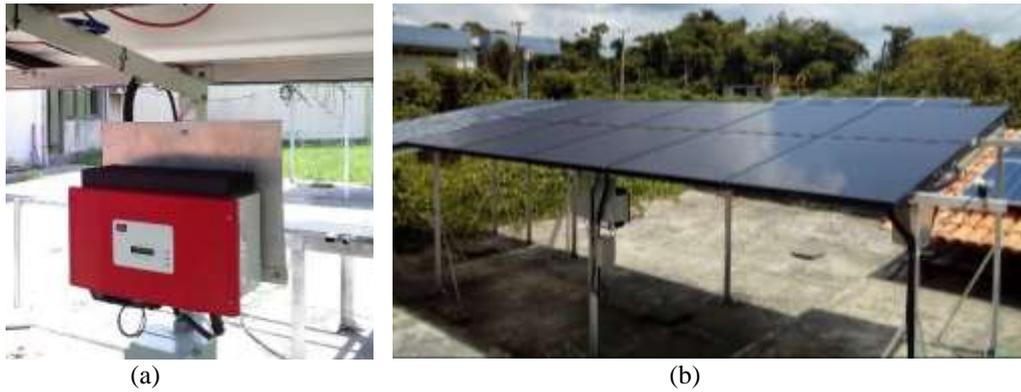


Figura 2.2 – (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Na Tabela 2.3 são apresentadas as especificações técnicas do inversor da SMA utilizado no SFCR 2, assim como, na Tabela 2.4 são apresentadas as características técnicas dos módulos da Sunlab Power utilizados para formar o gerador desse sistema fotovoltaico conectado à rede.

Tabela 2.3 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 2.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	Sunny Boy 1200
Potência máxima c.c.	1.320 W
Máxima tensão c.c.	400 V
Faixa de operação do SPMP	100 V – 300 V
Corrente máxima c.c.	12,6 A
Potência máxima c.a.	1.200 W
Amplitude de tensão c.a.	180 V – 265 V
Corrente máxima c.a.	6,1 A
Frequência	50 / 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz
Topologia	Transformador de baixa frequência
Máxima eficiência	92,1 %
Consumo próprio noturno	0,1 W

Tabela 2.4 – Especificações técnicas do módulo FV utilizado no SFCR 2.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	ASI-100P
Potência máxima (Pmp)	100 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	17,5 V
Corrente de máxima potência (Imp)	5,71 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	23,8 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	6,79 A
Eficiência do módulo (η)	6,9 %
Tipo de célula	Silício amorfo

c) Sistema fotovoltaico conectado à rede 3 (SFCR 3)

O SFCR 3 possui potência nominal de 1 kWp e é formado pela união de 4 subgeradores, onde cada subgerador possui potência nominal de 250 Wp, sendo cada subgerador constituído por 1 módulo fotovoltaico de silício policristalino modelo KD250GH-4FB2 do fabricante Kyocera. Cada subgerador está conectado à entrada de seu respectivo microinversor de potência nominal de 215 W do fabricante Enphase, modelo M215-60-2LL-S22. Logo, o fator de

dimensionamento dos microinversores é de 0,86. Na Figura 2.3 é exibido o diagrama de conexão do SFCR 3.

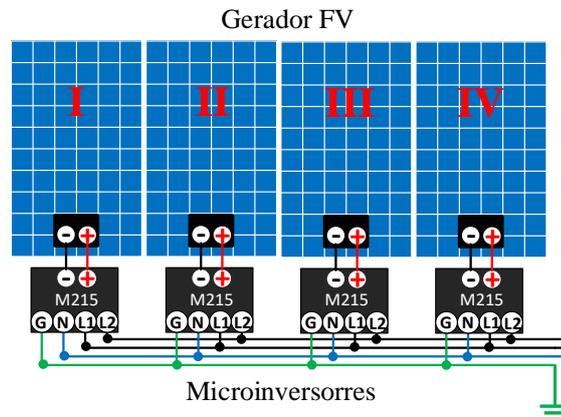


Figura 2.3 – Diagrama multifilar do SFCR3.
(Fonte: Adaptado de Maflson)

As Figuras 2.4 (a) e (b) mostram, respectivamente, um dos inversores e os 4 subgeradores fotovoltaicos, todos instalados na área de testes do GEDAE.

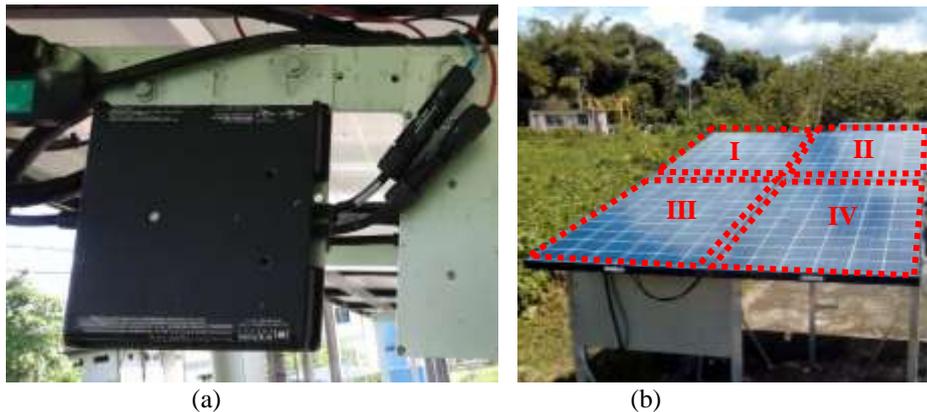


Figura 2.4 – (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Na Tabela 2.5 são apresentadas as especificações técnicas do inversor da Enphase e na Tabela 2.6 são apresentadas as características técnicas dos módulos da Kyocera utilizados para formar o gerador do SFCR 3.

Tabela 2.5 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 3.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	M215-60-2LL-S22
Potência máxima c.c.	270 W
Máxima tensão c.c.	48 V
Faixa de operação do SPMP	27 V – 39 V
Corrente máxima c.c.	15 A
Potência máxima c.a.	225 W
Amplitude de tensão c.a.	183 V – 229 V
Corrente máxima c.a.	1,03 A
Frequência	57 – 61 Hz
Topologia	Transformador de alta frequência
Máxima eficiência	96,5 %
Consumo próprio noturno	65 mW máx

Tabela 2.6 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 3.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	KD250GH-4FB2
Potência máxima (Pmp)	250 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	29,8 V
Corrente de máxima potência (Imp)	8,39 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	36,9 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,09 A
Eficiência do módulo (η)	15,1 %
Tipo de célula	Silício policristalino

d) Sistema fotovoltaico conectado à rede 4 (SFCR 4)

O SFCR 4 possui potência nominal de 1,925 kWp, sendo o gerador constituído por 7 módulos fotovoltaicos de 240 Wp cada, modelo S19-240 do fabricante Aleo Solar e 1 módulo fotovoltaico de 245 Wp modelo YL245b-29b do fabricante Yingli Solar, ambos de silício monocristalino e ligados em série. Este arranjo está conectado à entrada de um inversor de potência nominal de 1,5 kW modelo GALVO 1.5-1 do fabricante Fronius. O fator de dimensionamento do inversor é de 0,78. As Figuras 2.5 (a) e (b) mostram, respectivamente, o inversor e o gerador fotovoltaico instalados na área de testes do GEDAE.



(a)

(b)

Figura 2.5 – (a) Disposição do inversor; (b) Vista geral do gerador FV.

(Fonte: Elaborado pelo autor)

Na Tabela 2.7 são apresentadas as especificações técnicas do inversor da Fronius, e na Tabela 2.8 são apresentadas as características técnicas dos módulos da Aleo Solar e da Yingli Solar utilizados para formar o gerador.

Na Figura 2.6 apresenta-se a visão geral dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede utilizados no estudo.

Tabela 2.7 – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFCR 4.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	GALVO 1.5-1
Potência máxima c.c.	1.500 W
Máxima tensão c.c.	420 V
Faixa de operação do SPMP	120 V – 335 V
Corrente máxima c.c.	13,3 A
Potência máxima c.a.	1.500 W
Amplitude de tensão c.a.	230 V (+17 % / -20 %)
Corrente máxima c.a.	6,5 A
Frequência	50 / 60 Hz (45 – 65 Hz)
Topologia	Transformador de alta frequência
Máxima eficiência	95,5 %
Consumo próprio noturno	< 1 W

Tabela 2.8 – Especificações técnicas dos módulos utilizados no SFCR 4.
(Fonte: Manual do fabricante)

Características	S19-240	YL245b-29b
Potência máxima (Pmp)	240 W	245 W
Tensão de máxima potência (Vmp)	30,8 V	29,5 V
Corrente de máxima potência (Imp)	7,8 A	8,14 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	36,9 V	37,8 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,47 A	8,63 A
Eficiência do módulo (η)	14,6 %	15 %
Tipo de célula	Silício monocristalino	Silício monocristalino



Figura 2.6 – Vista geral dos geradores fotovoltaicos.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

2.1.2. Bancada de testes e aquisição de dados

A bancada de testes é composta por uma carga eletrônica programável, medidor de energia elétrica bidirecional, placa de aquisição de dados e quadro elétrico de distribuição, além de *hardware* e *software* desenvolvidos para aquisição de dados.

O *hardware* e o *software* foram desenvolvidos com o objetivo de obter as formas de onda da corrente na saída do inversor, da carga e da rede, bem como a forma de onda da tensão

no ponto de acoplamento comum, e a partir dos dados medidos calcular outros parâmetros de interesse para se realizar a avaliação da operação do SFCR, em conjunto com a carga.

Os dados medidos pelos transdutores são enviados para uma placa de aquisição de dados, que condiciona os sinais e os envia para um computador, onde é realizado o tratamento dos dados. A Figura 2.7 mostra uma vista geral da bancada desenvolvida. O diagrama de ligação da bancada de testes e aquisição de dados está ilustrado na Figura 2.8.



Figura 2.7 – Bancada de aquisição de dados.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

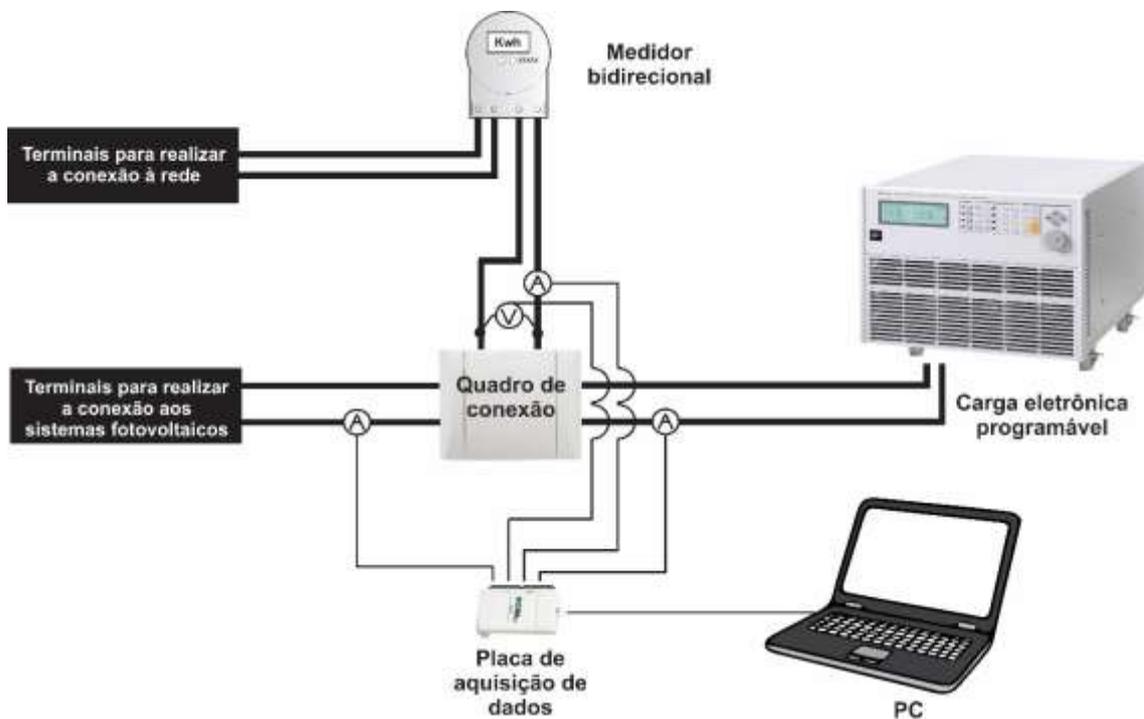


Figura 2.8 – Diagrama de ligação da bancada.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

A seguir, apresenta-se a descrição dos elementos dos componentes utilizados para montar a bancada de aquisição de dados.

a) Carga eletrônica programável

Para a realização dos experimentos utilizou-se uma carga eletrônica AC/DC programável modelo 63803, do fabricante Chroma ATE INC, a qual é apresentada na Figura 2.9, com o objetivo de simular cargas com características diferentes.



Figura 2.9 – Carga eletrônica AC/DC programável, do fabricante Chroma ATE INC. (Fonte: chromausa.com)

Existem dois tipos de simulações de carga para a série 63800: Simulação de carga c.a. e de carga c.c. Os modos de operação estão apresentados na Figura 2.10.

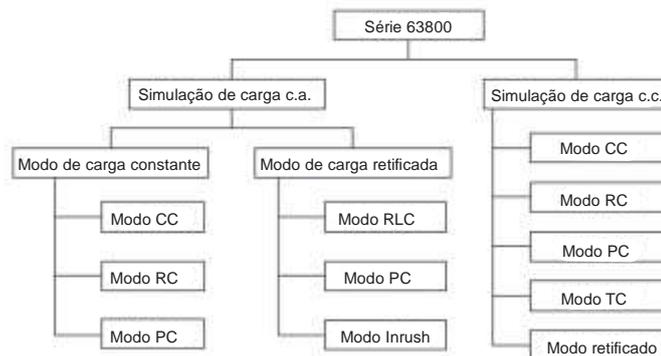


Figura 2.10 – Estrutura de operação da carga eletrônica programável modelo 63803 da fabricante Chroma ATE INC. (Fonte: Manual do fabricante)

Para simular cargas c.a. e c.c., pode-se selecionar os modos CC (corrente constante), RC (resistência constante), PC (potência constante), TC (tensão constante), RLC ou retificada. Os limites de tensão e corrente da carga estão mostrados na Figura 2.11.

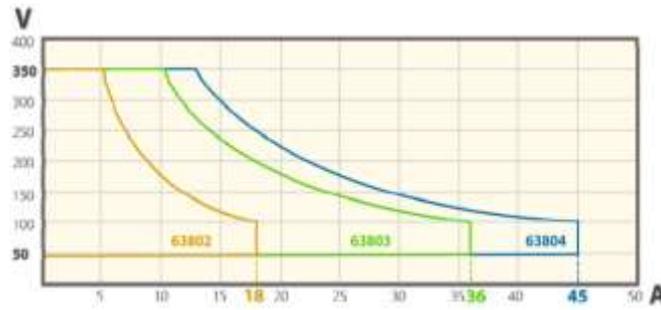


Figura 2.11 – Limite operacional de tensão e corrente.
(Fonte: Manual do fabricante)

É importante frisar que existe uma relação entre FP e FC configuráveis na carga eletrônica, de tal forma que para um valor de FC programado na carga existe uma faixa de FP possível, e vice-versa, como pode ser observado na Figura 2.12. Essa limitação da configuração dos valores de FP e FC é devida ao algoritmo interno da carga, a qual não permite que valores fora da região rosa do gráfico sejam configurados na carga.

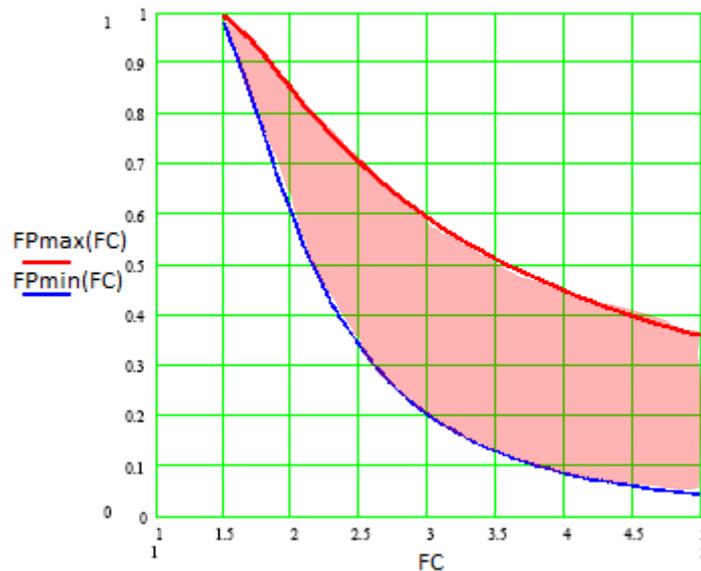


Figura 2.12 – Relação entre FP e FC.
(Fonte: Manual do fabricante)

b) *Hardware*

O sistema de aquisição de dados foi desenvolvido para a realização da coleta de dados em tempo real dos parâmetros de interesse para o desenvolvimento deste trabalho. Os equipamentos utilizados foram:

- *Transdutor de tensão LV 25-P*: tem a função de realizar medições da forma de onda da tensão c.a. no ponto de acoplamento comum entre a rede, a carga e o sistema fotovoltaico. A Figura 2.13 ilustra o transdutor de tensão LV 25-P, fabricado pela LEM, utilizado para a confecção do *hardware* para a aquisição dos dados da forma de onda da tensão.



Figura 2.13 – Transdutor de tensão LV 25-P.
(Fonte: farnell.com)

- *Transdutor de corrente HAL 50-S*: tem a função de realizar medições da forma de onda das correntes c.a. da rede, da carga e do sistema fotovoltaico. A Figura 2.14 ilustra o transdutor de corrente HAL 50-S fabricado pela LEM, utilizado para a aquisição dos dados das formas de onda das correntes da rede, da carga e do sistema fotovoltaico.



Figura 2.14 – Transdutor de corrente HAL 50-S.
(Fonte: farnell.com)

Os transdutores utilizados possuem uma curva característica que relaciona a tensão rms (LV 25-P), ou corrente rms (HAL 50-S), na entrada com uma tensão rms correspondente na saída. Dessa forma, a partir das formas de onda medidas na entrada e saída dos transdutores, utilizando um medidor eletrônico da Chroma modelo 66204, foi feito o levantamento dessas curvas com os valores rms calculados, as quais estão apresentadas na Figura 2.15 para o transdutor de tensão e na Figura 2.16 para os transdutores de corrente. Estas curvas foram utilizadas no programa desenvolvido, com o objetivo de interpretar o sinal de saída do transdutor.

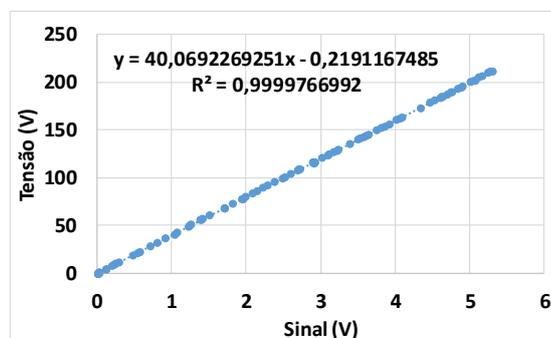


Figura 2.15 – Curva característica do transdutor de tensão LV 25-P.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

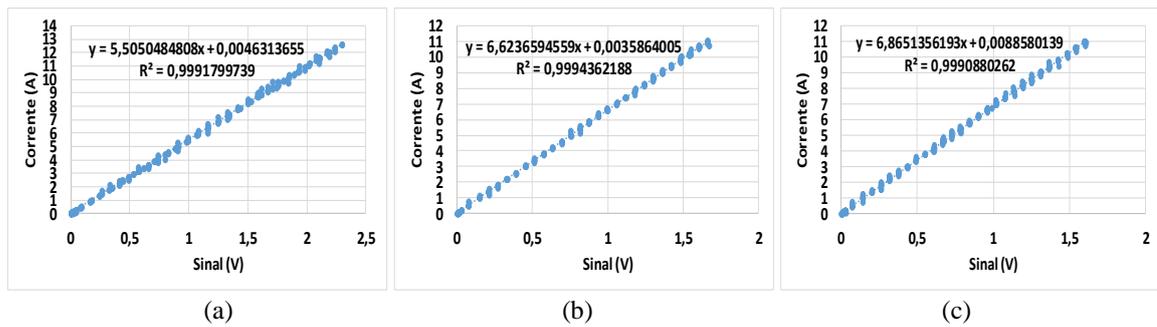


Figura 2.16 – Curva característica, do transdutor de corrente HAL 50-S, para as correntes do sistema fotovoltaico (a); da rede (b); e da carga (c). (Fonte: Elaborado pelo autor)

É importante informar que, com o objetivo de melhorar a precisão das medições realizadas pelos transdutores de corrente, o levantamento das curvas dos mesmos e suas posteriores utilizações foram realizadas com mais de uma “volta” dos condutores por entre as bobinas dos transdutores, como é possível observar na Figura 2.17 (b). Na Figura 2.17 (a) está apresentado o *hardware* empregado para aquisição de dados da forma de onda da tensão, enquanto que na Figura 2.17 (b) está exibido o *hardware* para a aquisição dos dados da forma de onda das correntes.

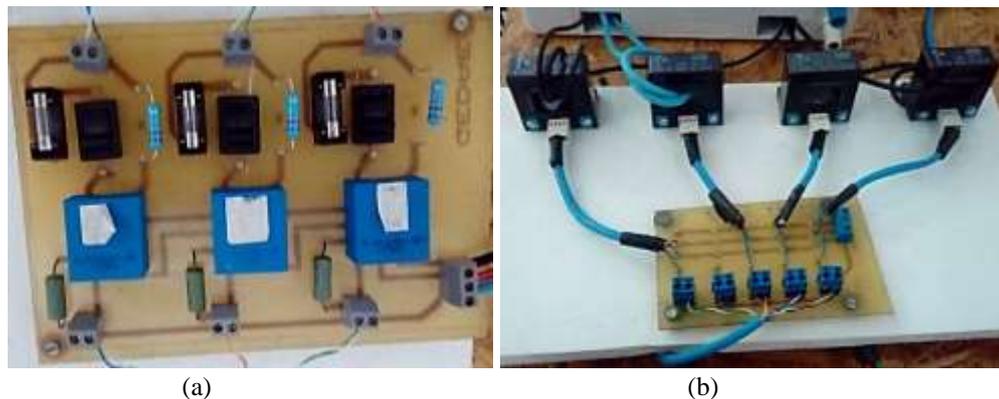


Figura 2.17 – Hardware para a aquisição de dados de tensão (a); e aquisição de dados de corrente (b). (Fonte: Elaborado pelo autor)

Inicialmente, para o desenvolvimento deste trabalho, o *hardware* foi utilizado em sistemas monofásicos e bifásicos. Entretanto, o mesmo foi desenvolvido possibilitando uma possível expansão para operar em sistemas trifásicos.

c) Placa de aquisição de dados

A placa de aquisição de dados do fabricante *National Instruments*, modelo NI USB-6215, tem a função de ler os sinais de medição para que os mesmos possam ser reconhecidos e registrados pelo *software* desenvolvido. As Figuras 2.18 (a) e (b) ilustram, respectivamente, a placa de aquisição de dados, e a mesma instalada na bancada de testes.



(a)



(b)

Figura 2.18 – Placa de aquisição de dados (a); e placa instalada na bancada de testes (b)
(Adaptado de: ni.com)

d) Software

Para o desenvolvimento do sistema de monitoramento e aquisição de dados, utilizou-se o software *LabVIEW™ (Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench)*, o qual é uma plataforma de linguagem de programação visual, denominada como linguagem G. Optou-se por utilizar esse tipo de programação para facilitar a visualização e automatização do processamento e aquisição dos dados.

O programa foi desenvolvido com o objetivo de armazenar e apresentar em tempo real os dados de interesse, que são os parâmetros utilizados para realizar as análises da operação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, em conjunto com a carga eletrônica. Os dados de interesse são abordados mais adiante. A Figura 2.19 mostra a interface gráfica desenvolvida para o sistema de aquisição de dados, onde é possível observar os parâmetros monitorados.

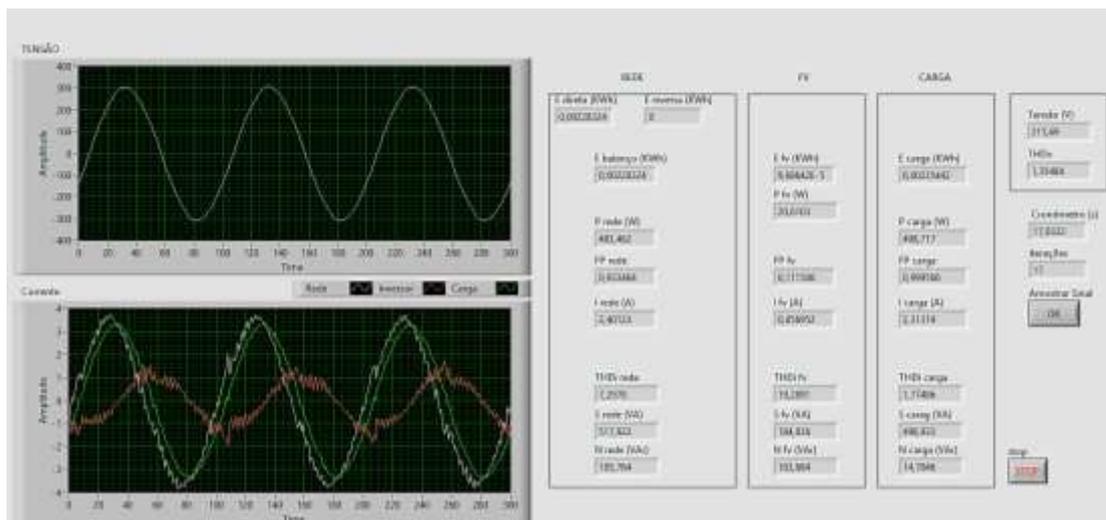


Figura 2.19 – Interface do software desenvolvido.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

2.2. Metodologia

Como apresentado em PINTO (2016), o impacto da geração distribuída na rede de distribuição está ligado diretamente às alterações na curva de carga das unidades consumidoras. Portanto, esse estudo foi baseado na realização de ensaios que consistiram na monitoração individual da operação de 4 sistemas fotovoltaicos, com a ajuda da bancada de testes e aquisição de dados. A seguir apresenta-se a metodologia empregada no desenvolvimento deste trabalho.

2.2.1. Experimento

O experimento consiste em manter-se fixa a demanda da carga durante um dia de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede, medindo-se as formas de onda das correntes da rede, do inversor e da carga, bem como a forma de onda da tensão no ponto de acoplamento comum.

A montagem do experimento é dividida em 4 etapas. A primeira etapa consiste em conectar o sistema fotovoltaico à bancada montada. Na segunda etapa é realizada a configuração da carga eletrônica programável presente na bancada. A terceira etapa é constituída da conexão do microcomputador à bancada para a aquisição e tratamento dos dados. Na quarta e última etapa é realizada a conexão da bancada à rede de distribuição.

I. Primeira etapa

Nesta etapa é feita a conexão do sistema fotovoltaico à bancada. O diagrama de conexão é apresentado na Figura 2.20. Destaca-se que os 4 sistemas fotovoltaicos descritos anteriormente não são monitorados de maneira simultânea, de tal maneira que apenas um sistema fotovoltaico é conectado à bancada por vez, para a coleta de dados, como apresentado na Figura 2.20.

É importante destacar que o manual do fabricante da carga eletrônica utilizada na bancada informa que a mesma deve operar apenas em ambientes internos com temperatura e umidade do ar dentro de limites estabelecidos, para garantir o seu bom funcionamento. Portanto, a bancada é mantida abrigada dentro do Laboratório de Estudos em Sistemas Híbridos (LESH), que encontra-se próximo ao quadro geral de distribuição de baixa tensão (QGBT) da edificação, enquanto que os sistemas fotovoltaicos se encontram na área de testes localizada dentro das dependências do GEDAE/UFPA. Devido à distância entre a carga e os sistemas fotovoltaicos, a conexão é feita através de um cabo PP de duas vias de 2,5 mm² com 43 metros de comprimento. A Figura 2.21 apresenta a localização do laboratório de Estudos em Sistemas híbridos e da área testes.

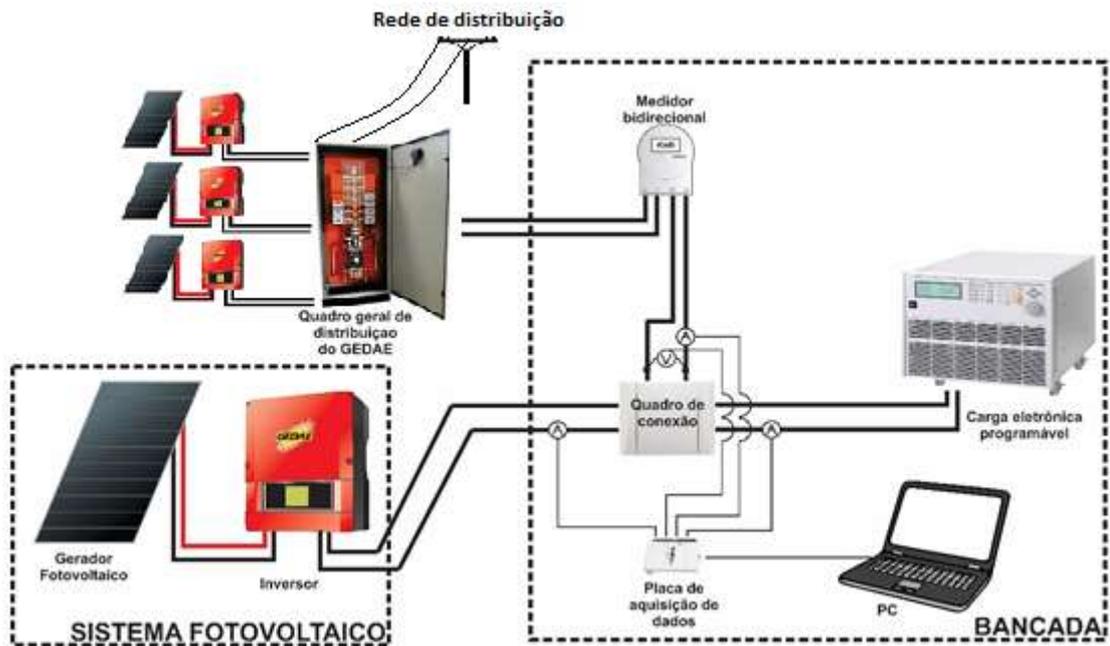


Figura 2.20 – Diagrama de ligação do SFCR à bancada de testes e aquisição de dados.
(Fonte: Elaborado pelo autor)



Figura 2.21 – Localização do laboratório de Estudos em Sistemas Híbridos, QGBT e da área de testes do GEDAE. (Fonte: Elaborado pelo autor)

II. Segunda etapa

Após conectar o sistema fotovoltaico na bancada, realiza-se a configuração da carga eletrônica programável. Para a realização deste trabalho, utilizou-se o modo de potência constante (Modo PC) da carga eletrônica AC/DC programável. Para a configuração desse modo, é necessário parametrizar os valores de potência ativa, fator de potência (FP), fator de crista (FC) e corrente de pico máxima ($I_p \max$) a circular pela carga. Este último parâmetro serve para limitar a corrente de pico, servindo como uma proteção para a carga e para os equipamentos utilizados na realização do experimento.

Inicialmente foram definidos os parâmetros a serem configurados na carga eletrônica com o objetivo de simular 13 cargas com características diferentes, onde cada carga simulada fosse tratada como um caso. Os valores definidos estão apresentados na Tabela 2.9. Cada caso apresentado na Tabela 2.9 foi simulado para um dia de operação de cada sistema fotovoltaico conectado à bancada, ou seja, cada caso é simulado 4 vezes, totalizando 52 dias de medições válidas.

Tabela 2.9 – Valores de potência ativa, FP e FC utilizados para configurar a carga eletrônica.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Caso	$P (W)$	FP	FC
1	50 % $P_{INVERTOR}$	1,00	1,414
2	50 % $P_{INVERTOR}$	0,95	1,598
3	50 % $P_{INVERTOR}$	0,95	1,674
4	50 % $P_{INVERTOR}$	0,90	1,840
5	50 % $P_{INVERTOR}$	0,80	1,840
6	50 % $P_{INVERTOR}$	0,80	2,050
7	50 % $P_{INVERTOR}$	0,80	2,150
8	50 % $P_{INVERTOR}$	0,70	2,490
9	50 % $P_{INVERTOR}$	0,70	2,050
10	50 % $P_{INVERTOR}$	0,60	3,000
11	50 % $P_{INVERTOR}$	0,60	2,050
12	25 % $P_{INVERTOR}$	0,80	2,050
13	75 % $P_{INVERTOR}$	0,80	2,050

Na Tabela 2.9 não consta o valor de corrente de pico máximo ($I_p max$), pois a mesma foi configurada de tal maneira a garantir a integridade dos equipamentos utilizados, e que também permitisse a operação normal da carga, servindo apenas como uma proteção para a operação da bancada.

A seleção dos valores de FP e FC apresentadas na Tabela 2.9 limitou-se a faixa de configuração permitida pelo algoritmo interno da carga eletrônica, apresentada anteriormente na Figura 2.12. Os valores de potência ativa foram selecionados de tal maneira que, para um dia de operação do sistema fotovoltaico, possam ser realizadas medições com o sistema fotovoltaico operando com sua geração superior à carga demandada, com a geração próxima à carga demandada e com geração abaixo da carga demandada. Desta forma, foi selecionado o valor de 50 % da potência nominal do inversor. Entretanto, com o intuito de avaliar o impacto da operação do sistema fotovoltaico em conjunto com diferentes demandas de potência ativa, também foram definidos os valores de 25 % e 75 % da potência nominal do inversor.

É importante ressaltar que, nos dias nublados, quando o inversor não conseguiu alcançar valores elevados de potência em sua saída, a coleta de dados foi considerada insuficiente, uma vez que o inversor não operou por um período suficiente com valores próximos e/ou acima potência demandada pela carga. Logo, as medições para essas situações não foram consideradas válidas.

III. Terceira etapa

Nessa etapa é feita a conexão da placa de aquisição de dados com o microcomputador contendo o *software* desenvolvido, para coletar e tratar os dados de interesse, os quais são utilizados para realizar as análises posteriores.

IV. Quarta etapa

Com a bancada conectada ao sistema fotovoltaico e preparada para coletar os dados, realiza-se a conexão da bancada ao QGBT do GEDAE (rede de distribuição), iniciando-se a coleta de dados e em seguida a operação da carga.

2.2.2. Dados coletados

Por meio do sistema de aquisição de dados da bancada, obtêm-se as formas de onda de corrente na saída do inversor, da carga e da rede, bem como a forma de onda da tensão no ponto de acoplamento comum. Na Figura 2.22 está apresentada uma amostra dos dados coletados através do sistema de aquisição de dados.

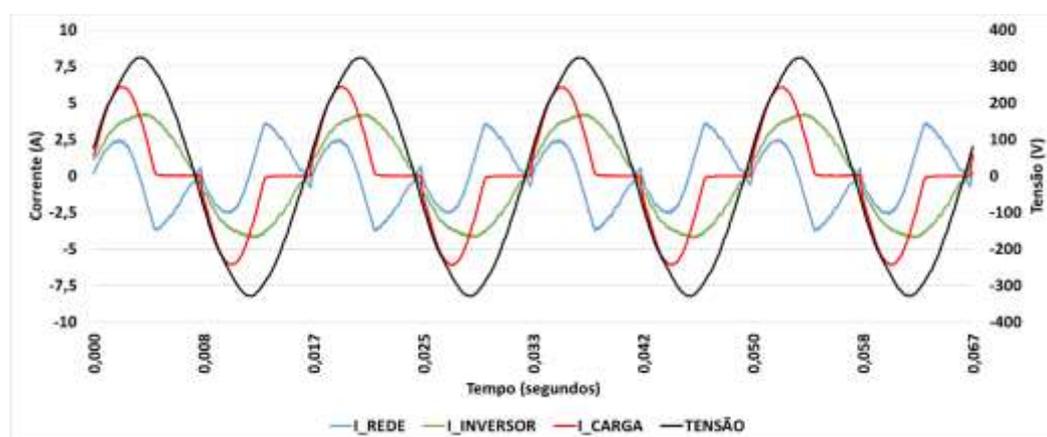


Figura 2.22 – Formas de onda da tensão no ponto de acoplamento comum e das correntes da rede, da saída do inversor e da carga. (Fonte: Elaborado pelo autor)

As medições foram realizadas com uma frequência de amostragem de 6 kHz, feitas diretamente no quadro de conexão da bancada, como apresentado na Figura 2.20.

2.2.3. Tratamento dos dados

A partir da medição das formas de onda da tensão e das correntes, o *software* desenvolvido calcula a distorção harmônica total (*THD*) presente nas formas de onda, assim como os valores de potência ativa (*P*), potência não-ativa (*N*), potência aparente (*S*) e fator de potência (*FP*) da rede, da carga e do SFCR, além dos valores rms da tensão no ponto de acoplamento comum e das correntes rms da rede, da carga e do SFCR. O *software* também calcula a energia ativa acumulada consumida pela carga, gerada pelo sistema fotovoltaico e as energias ativas demandada e injetada na rede. O cálculo desses parâmetros é realizado para uma janela de amostragem de 1 segundo, e posteriormente integralizados a cada 1 minuto. A potência não-ativa é calculada como (IEEE, 2010):

$$N = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.1)$$

onde *S* é o valor da potência aparente, calculada a partir dos valores rms da tensão e da corrente.

A potência não-ativa é tida como uma oscilação de energia entre a fonte e a carga sem a transferência líquida para ambas as partes (GALHARDO, 2006).

As formas de onda obtidas de tensão e corrente, bem como os parâmetros calculados a partir deles, servem de base para a realização das análises dos parâmetros da rede e dos sistemas fotovoltaicos, os quais são tratados no próximo capítulo.

Capítulo 3 – RESULTADOS

Após a abordagem teórica sobre qualidade de energia e a apresentação da metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho, neste capítulo são apresentados os resultados obtidos da realização dos experimentos descritos anteriormente, juntamente com as análises pertinentes.

Os resultados estão divididos em três partes. Inicialmente são apresentados os resultados das medições dos parâmetros da carga. Em seguida são apresentados os resultados dos parâmetros dos inversores utilizados nos sistemas fotovoltaicos descritos anteriormente e, por último, são apresentados os resultados dos parâmetros da rede.

3.1. Parâmetros medidos da carga

Cada caso apresentado na Tabela 2.9 é simulado quatro vezes, uma para cada sistema fotovoltaico utilizado neste trabalho. A Figura 3.1 apresenta a média dos valores medidos de potência ativa da carga, a qual foi normalizada com a potência nominal (P_n) do respectivo inversor utilizado. A figura também apresenta o FP e o FC medidos da carga, para cada caso. Logo, P/P_n1 , FP1 e FC1 são os valores médios medidos durante a operação do SFCR 1 conectado na bancada de testes e aquisição de dados, e assim sucessivamente.

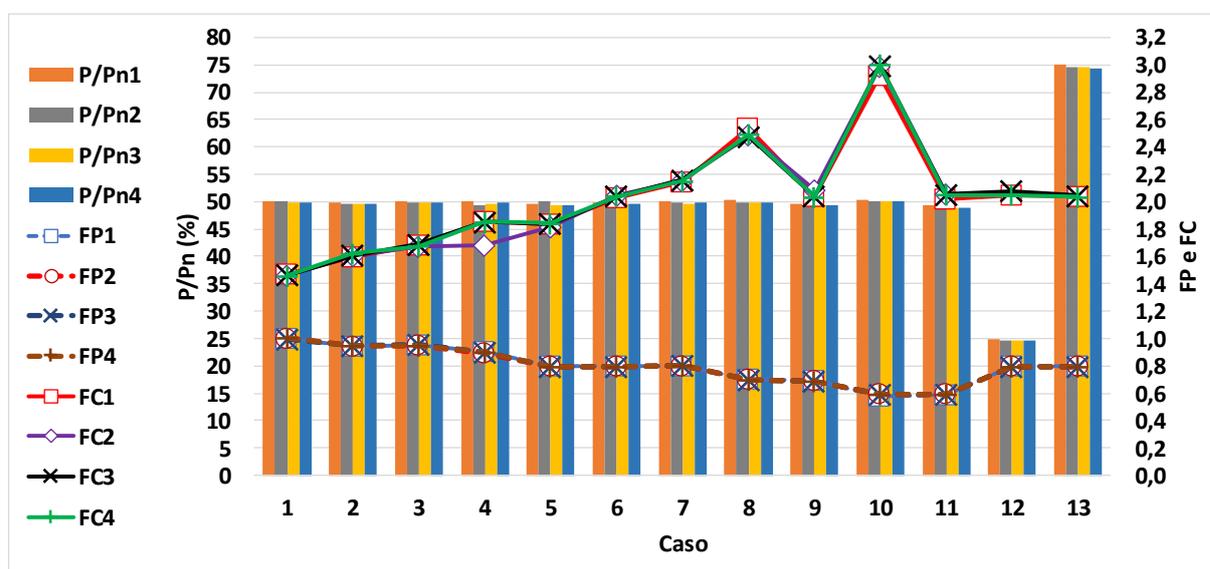


Figura 3.1 – Valores médios de potência, FP e FC medidos na carga.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Esses valores ajudaram a validar as medições realizadas, comparando-os com os valores configurados na carga eletrônica programável, apresentados na Tabela 2.9. Entretanto, destaque-se o FC2 do caso 4, o qual apresentou um valor menor que FC1, FC3 e FC4. Isso ocorreu devido

a um erro na etapa de configuração da carga eletrônica programável, em que se configurou o valor do FC2 com o mesmo valor utilizado no caso 3.

Na Figura 3.2 são apresentados os valores médios de corrente rms demandados pela carga, bem como o THDi presente na corrente da carga. Desta forma, THDi1 e I1 são os valores médios medidos na operação do SFCR 1, e assim sucessivamente. Destaca-se que a THDi2 para o caso 4 é consideravelmente menor que as outras THDis para o mesmo caso. A justificativa para essa diferença é o erro na etapa de configuração da carga eletrônica para esse caso, citado anteriormente.

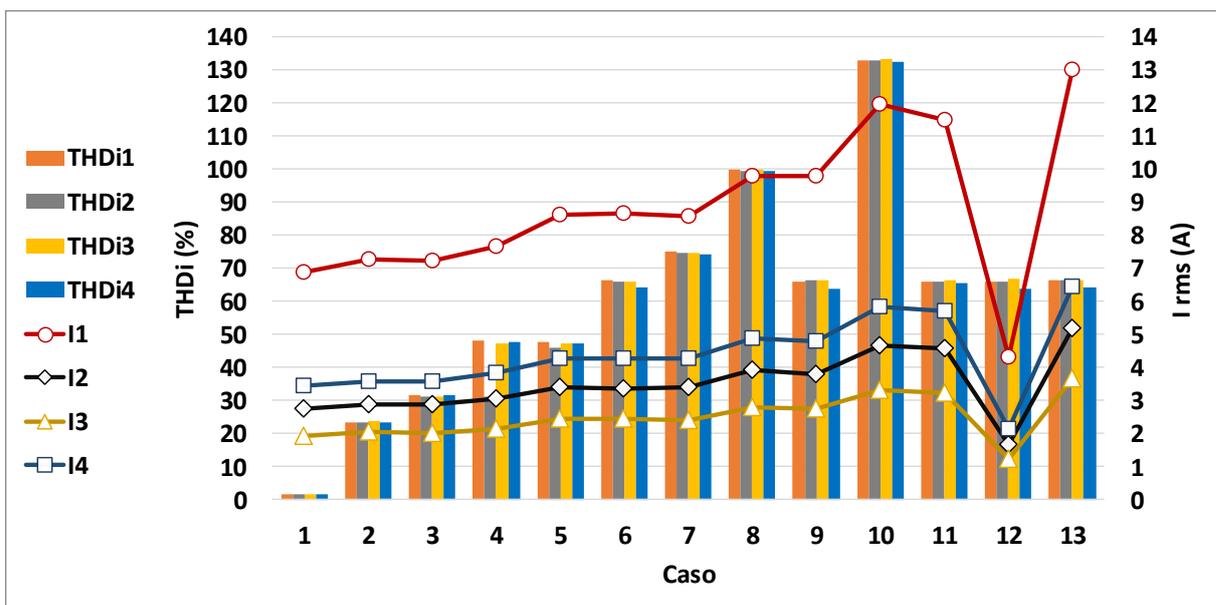


Figura 3.2 – Valores médios de THDi e corrente medidos na carga.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Observa-se que os casos 12 e 13 são os que têm, respectivamente, a menor e a maior corrente rms, o que é plausível uma vez que esses são os casos de menor e maior potência ativa configuradas na carga eletrônica. Observa-se que os casos 7, 8 e 10 são os casos em que as correntes demandadas pela carga têm os maiores FC, o que justifica os maiores THD medidos para esses casos, diferente do caso 1 onde o FC configurado é igual a $\sqrt{2}$.

Destaca-se também que os casos de 1 a 11 demandaram uma potência ativa média em torno de 50 % da potência nominal do inversor. Entretanto, as correntes rms demandadas pela carga variaram, como apresentada na Figura 3.2, indicando que o aumento do valor da corrente rms está relacionado com componentes não ativas da potência elétrica.

3.2. Parâmetros medidos dos inversores

A inserção da geração fotovoltaica na rede elétrica requer atenção com certos fatores que podem afetar a qualidade de energia próximo ao ponto de acoplamento do inversor, sendo um deles a injeção de correntes com alta distorção harmônica total (THD). Da mesma forma, outro parâmetro atrelado ao carregamento do inversor é o seu fator de potência.

Portanto, nesta seção faz-se a apresentação do comportamento dos fatores de potência e distorções harmônicas totais das correntes de saída dos inversores para os quatro SFCR utilizados no desenvolvimento deste trabalho. Os resultados são apresentados de maneira individual para cada inversor.

Inicialmente são apresentadas cinco medições de formas de onda de corrente da saída de cada inversor para diferentes carregamentos do mesmo. A seleção dos valores a serem apresentados foi de tal maneira que houvesse um caso com carregamento do inversor superior a 70 % de sua potência nominal (P1), um caso com carregamento o mais próximo possível a 50 % (P2), um caso com carregamento abaixo de 50 % e superior a 10 % (P3), um caso com carregamento abaixo de 10 % (P4) e um caso com inversor operando sem geração, apenas com seu autoconsumo (P5).

3.2.1. Corrente de saída dos inversores para diferentes carregamentos

Nas Figuras 3.3 a 3.6 estão apresentadas as medições de formas de onda de corrente na saída dos inversores dos SFCR de 1 a 4, respectivamente. Nas Tabelas 3.1 a 3.4 estão apresentados os carregamentos do inversor, bem como os valores de potência ativa para cada forma de onda de corrente, respectivamente apresentados nas Figuras 3.3 a 3.6. Também são apresentados os valores de potência não ativa, corrente rms, FP e THDi presente nos sinais de corrente apresentados.

De acordo com os dados apresentados nas Tabelas 3.1 a 3.4 é possível observar que quanto maior o carregamento do inversor, maior é o seu FP e menor é a THDi presente na corrente na saída do inversor.

Os parâmetros medidos de P5 foram realizadas enquanto o inversor estava sem geração, operando apenas com seu autoconsumo. Por esse motivo, as Tabelas 3.1 a 3.4 não apresentam valores de FP e THDi para P5.

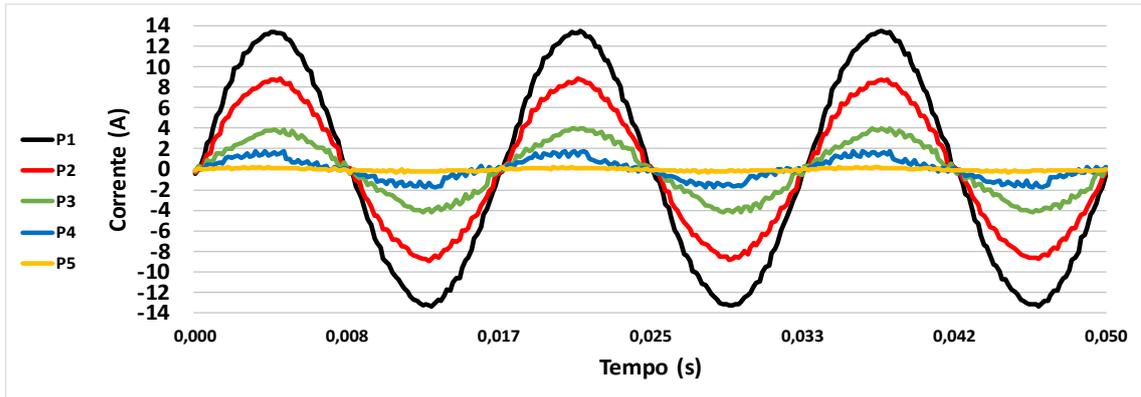


Figura 3.3 – Corrente da saída do inversor da PHB para diferentes carregamentos.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

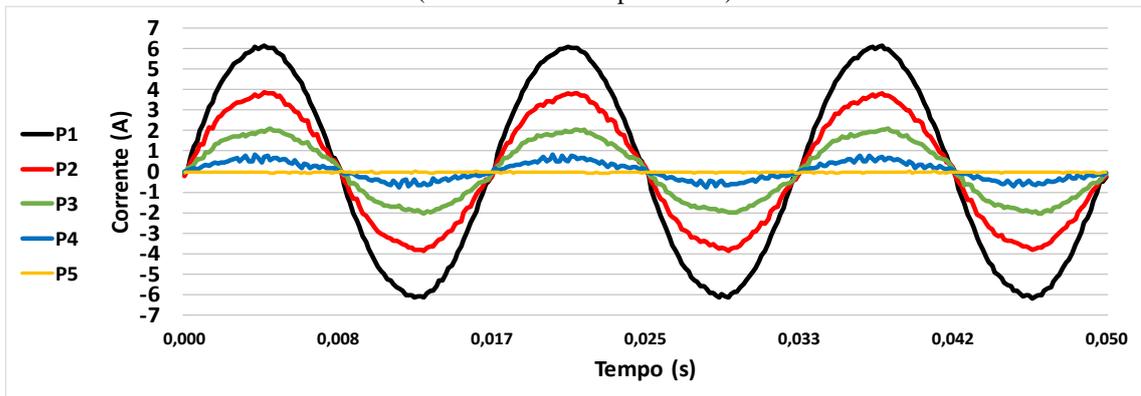


Figura 3.4 – Corrente da saída do inversor da SMA para diferentes carregamentos.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

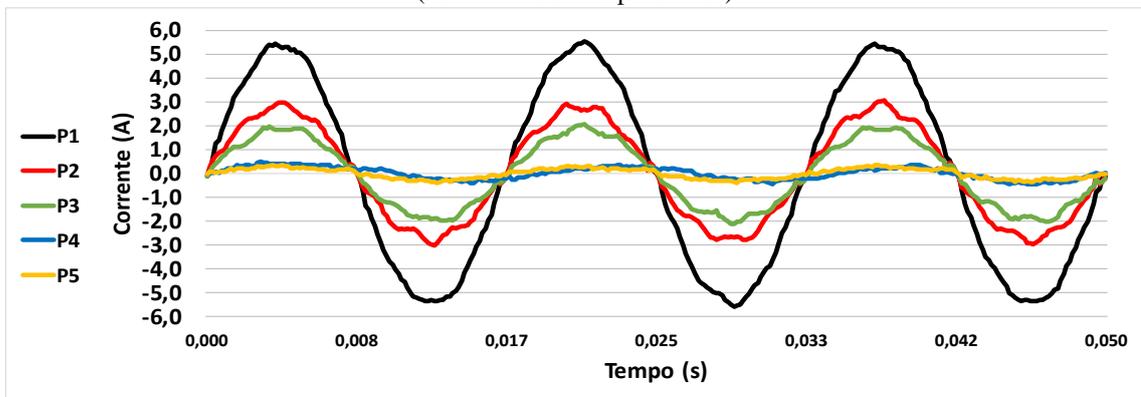


Figura 3.5 – Corrente da saída dos microinversores da Enphase para diferentes carregamentos.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

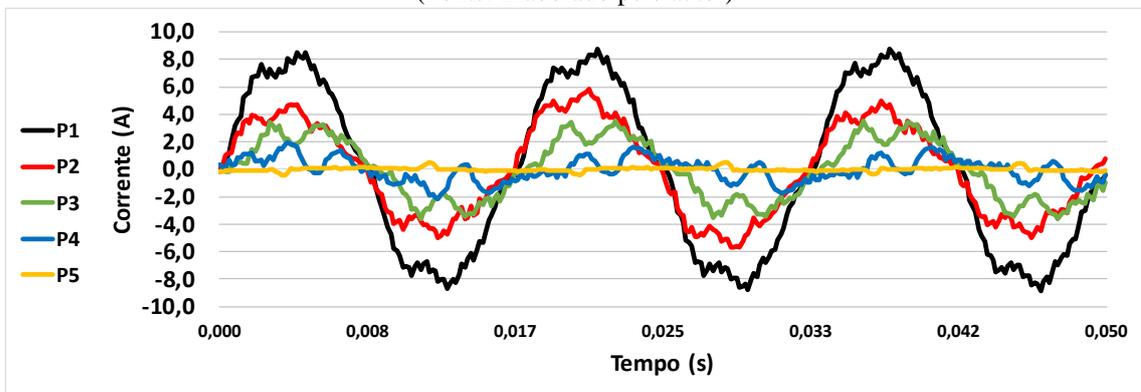


Figura 3.6 – Corrente da saída do inversor da Fronius para diferentes carregamentos.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Tabela 3.1 – Parâmetros das correntes do SFCR1 apresentados na Figura 3.3.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

	P/P_n (%)	P (W)	N (Var)	I rms (A)	FP	THDi (%)
P1	70,10	2.129,97	181,70	9,33	0,996	2,73
P2	43,82	1.314,60	201,43	6,06	0,988	3,48
P3	18,43	552,99	214,62	2,72	0,932	7,21
P4	3,77	112,98	186,73	1,01	0,518	20,08
P5	-0,08	-2,55	29,91	0,14	-	-

Tabela 3.2 – Parâmetros das correntes do SFCR2 apresentados na Figura 3.4.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

	P/P_n (%)	P (W)	N (Var)	I rms (A)	FP	THDi (%)
P1	80,67	968,08	53,00	4,36	0,999	2,05
P2	50,11	601,27	31,92	2,71	0,999	3,69
P3	26,34	316,17	23,94	1,44	0,997	5,59
P4	2,35	28,20	91,60	0,44	0,294	16,39
P5	-0,02	-0,21	9,06	0,04	-	-

Tabela 3.3 – Parâmetros das correntes do SFCR3 apresentados na Figura 3.5.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

	P/P_n (%)	P (W)	N (Var)	I rms (A)	FP	THDi (%)
P1	98,61	848,07	51,95	3,84	0,998	2,23
P2	51,26	440,80	56,20	1,99	0,992	2,89
P3	34,12	293,45	52,18	1,38	0,985	4,03
P4	3,37	29,00	63,08	0,31	0,418	13,45
P5	-0,61	-5,28	47,99	0,22	-	-

Tabela 3.4 – Parâmetros das correntes do SFCR 4 apresentados na Figura 3.6.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

	P/P_n (%)	P (W)	N (Var)	I rms (A)	FP	THDi (%)
P1	84,70	1.270,43	165,79	5,80	0,992	8,34
P2	50,09	751,40	143,14	3,48	0,982	12,40
P3	30,98	464,77	133,32	2,23	0,961	21,66
P4	7,47	112,11	141,67	0,81	0,621	94,21
P5	-0,73	-10,88	27,85	0,13	-	-

Nas Tabelas 3.1 a 3.4 é possível observar que quanto menor o carregamento do inversor, maior é a THDi medida na saída do inversor. O que justifica, como observado nas Figuras 3.3 a 3.6, as formas de onda das correntes na saída dos inversores com presença de ruído para carregamentos mais baixos.

3.2.2. THDi presente na saída dos inversores para diferentes carregamentos

As Figuras 3.7 a 3.10 mostram a THDi presente na corrente de saída dos inversores em função do seu carregamento. De acordo com a norma IEEE 929-2000 e a ABNT NBR 16149, o inversor deve fornecer à rede elétrica uma corrente com menos de 5 % de THDi quando operando na potência nominal. Nas figuras também então indicados os valores máximos de THDi medidos, juntamente com os valores rms das respectivas correntes.

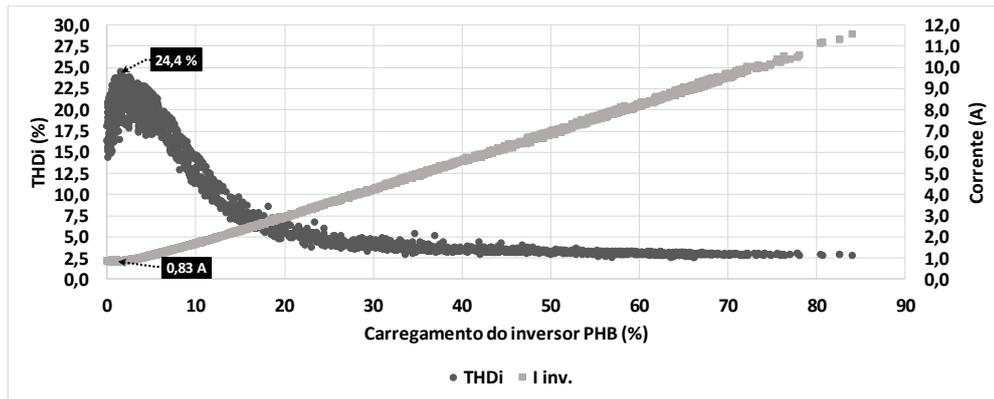


Figura 3.7 – Corrente de saída e sua THDi, ambas em função do carregamento do inversor da PHB. (Fonte: Elaborado pelo autor)

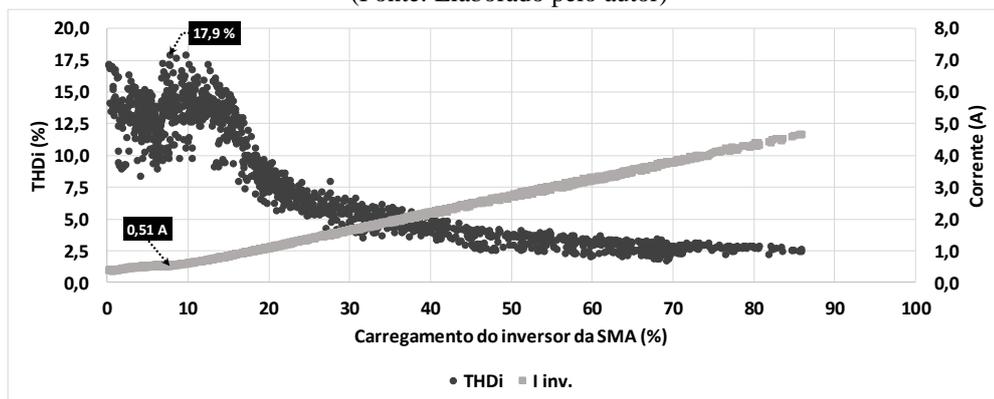


Figura 3.8 – Corrente de saída e sua THDi em função do carregamento do inversor da SMA. (Fonte: Elaborado pelo autor)

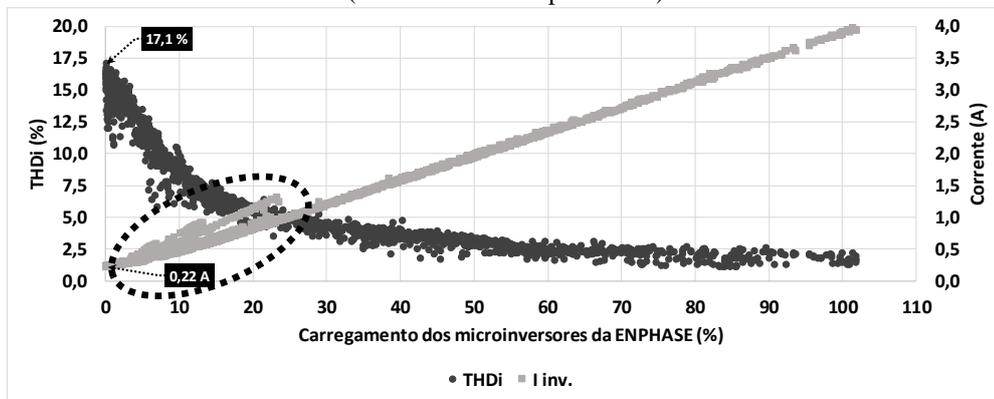


Figura 3.9 – Corrente de saída e sua THDi, ambas em função do carregamento dos microinversores da Enphase. (Fonte: Elaborado pelo autor)

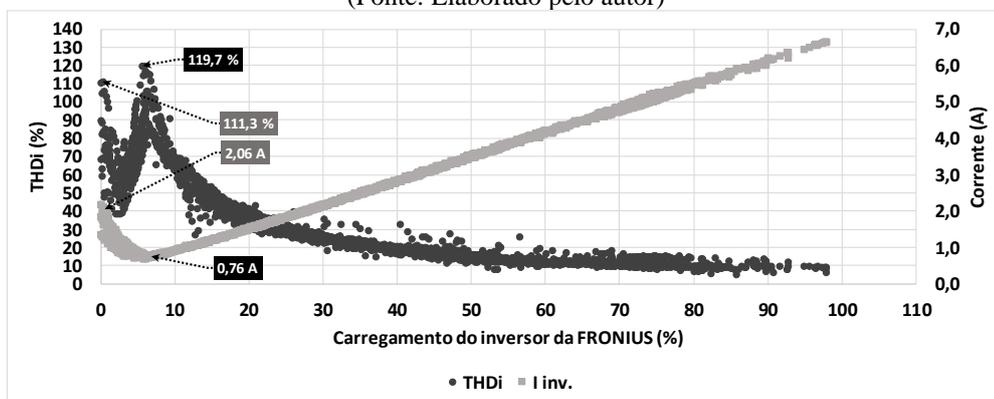


Figura 3.10 – Corrente de saída e sua THDi, ambas em função do carregamento do inversor da Fronius. (Fonte: Elaborado pelo autor)

Na operação do inversor da PHB, a THDi máxima medida foi de 24,4 % para um carregamento de 1,5 %. Para o inversor da SMA, a THDi máxima medida foi de 17,9 % quando o inversor apresentou um carregamento de 7,7 %. Já para os microinversores da Enphase, a THDi máxima medida foi de 17,1 % quando os mesmos apresentaram um carregamento de 0,14 %. E, para o inversor da Fronius, a THDi máxima medida foi de 119,7 % quando o mesmo apresentou um carregamento de 5,3 %.

Observa-se que a THDi na saída dos inversores da PHB, SMA e Enphase atingiram valores abaixo de 5 % antes de alcançarem o carregamento nominal, diferentemente do inversor da Fronius, o qual atingiu o valor de THDi igual a 6,3 % com um carregamento de 97,84 % que, embora apresente um fator de dimensionamento do inversor (FDI) igual a 0,77, operou sempre com carregamento abaixo do seu valor nominal.

Nas figuras 3.7 a 3.10 é possível verificar que para baixos carregamentos dos inversores a THD presente na corrente de saída foi superior a 5 %. É importante observar que, embora a THDi seja elevada para baixos valores de carregamento, a magnitude da corrente de saída do inversor é baixa, de modo que a injeção de conteúdo harmônico na rede de distribuição elétrica é pequena.

Entretanto, na Figura 3.10, destaca-se que a operação do inversor da Fronius apresentou uma elevação da corrente para carregamentos inferiores a 5 %, chegando a valores na ordem de 2,06 A com THDi igual a 111,3 %. A operação desse inversor requer atenção pois, se muitos inversores similares a esse estiverem conectados em um mesmo ponto da rede, os mesmos podem elevar os níveis de harmônicos na rede para valores não permitidos. Podendo causando problemas de qualidade de energia.

Na Figura 3.11 é apresentada uma medição da forma de onda da corrente de saída do inversor da Fronius obtida às 17h29 do dia 26 de janeiro de 2018, em que o inversor apresentou um carregamento de 0,45 %, corrente de saída de 1,99 A e THDi igual a 103,3 %; também estão apresentados na figura a forma de onda da componente fundamental da corrente de saída do inversor (forma de onda tracejada) juntamente com a forma de onda da tensão (forma de onda pontilhada).

Observa-se que a forma de onda da corrente do inversor apresenta distorções, o que corrobora a elevada THDi medida, cujo valor foi de 103,3 %. Entretanto, ressalta-se que essa amostra foi medida no final da tarde, e de acordo com uma estação meteorológica instalada nas proximidades do gerador conectado ao inversor da Fronius, a irradiância global medida pela estação para às 17h30 foi de 32 W/m², o que fundamenta o baixo carregamento do inversor medido no valor de 0,45 %. Contudo, o baixo carregamento não justifica a corrente de 1,99 A

medida, levando a concluir que essa corrente está fluindo em direção ao inversor. Ressalta-se que o sentido adotado para realizar as medições da forma de onda da corrente foi saindo do inversor, de tal modo que ao se avaliar a componente fundamental da corrente do inversor apresentada na Figura 3.11 é possível notar que a mesma está atrasada em aproximadamente 90° da tensão, como se estivesse atendendo uma carga indutiva. Entretanto esta corrente está atendendo a carga capacitiva do inversor.

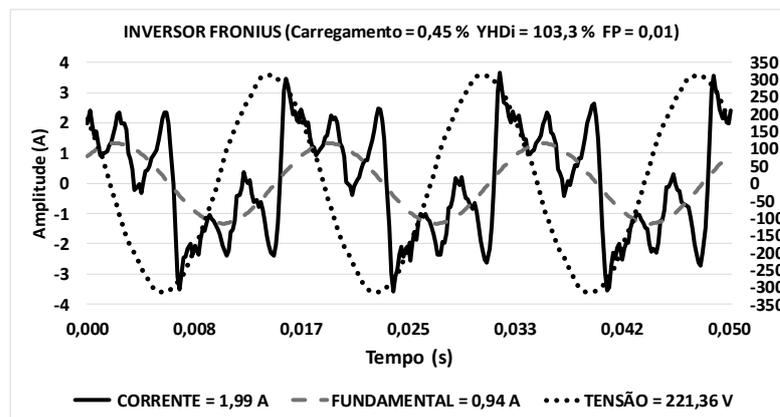


Figura 3.11 – Corrente do inversor da Fronius, da sua componente fundamental e da tensão da rede. (Fonte: Elaborado pelo autor)

Para melhor avaliar essa situação, pode-se dividir a corrente elétrica $i(t)$ em uma parcela ativa ($i_a(t)$) e não-ativa ($i_n(t)$), onde a corrente ativa possui a mesma forma de onda da tensão de alimentação e em fase com a mesma, e a parcela de corrente não ativa pode ser obtida por (Fryze, 1932):

$$i_n(t) = i(t) - i_a(t) \quad (3.1)$$

Na Figura 3.12 nota-se que a componente não ativa calculada ($I_n = 1,99$ A) se confunde com a forma de onda de corrente medida ($I = 1,99$ A), já que a componente ativa é quase nula ($I_a = 0,02$ A), podendo-se concluir que praticamente toda a corrente medida é correspondente a uma componente não ativa.

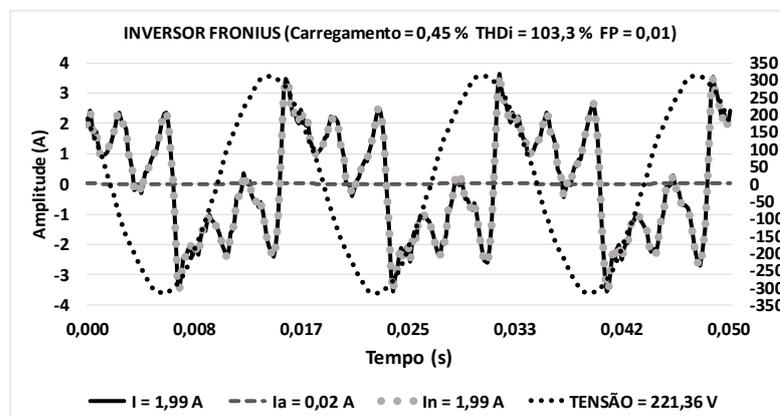


Figura 3. 12 – Corrente juntamente com a parcela de corrente ativa, não ativa e a tensão. (Fonte: Elaborado pelo autor)

Também é importante observar que os microinversores da Enphase, operando em conjunto (SFCR 3), apresentaram diferentes valores de corrente para um mesmo carregamento, como é possível verificar na região destacada com um círculo tracejado na Figura 3.9.

A seguir, nas Figuras 3.13 e 3.14, estão apresentadas situações medidas da operação do SFCR 3 que apresentaram valores de corrente de saída diferentes, 0,54 A e 0,80 A respectivamente, para carregamentos aproximadamente iguais, 10,55 % e 10,94 % respectivamente. Já na Figura 3.15 é apresentada uma situação em que as correntes de saída dos microinversores foram aproximadamente iguais aos da situação apresentada na Figura 3.14, entretanto para um carregamento de 19,41 %, onde o valor rms da corrente medida para essa situação foi de 0,79 A.

Embora o FP dos inversores seja tratado no tópico seguinte, destaca-se que para as situações das Figuras 3.13 e 3.14, embora os carregamentos do inversor sejam aproximados, o FP para as duas situações é diferente, com os valores de 0,76 e 0,53, respectivamente, concluindo-se que a situação com menor carregamento apresenta uma maior quantidade de componente não-ativa.

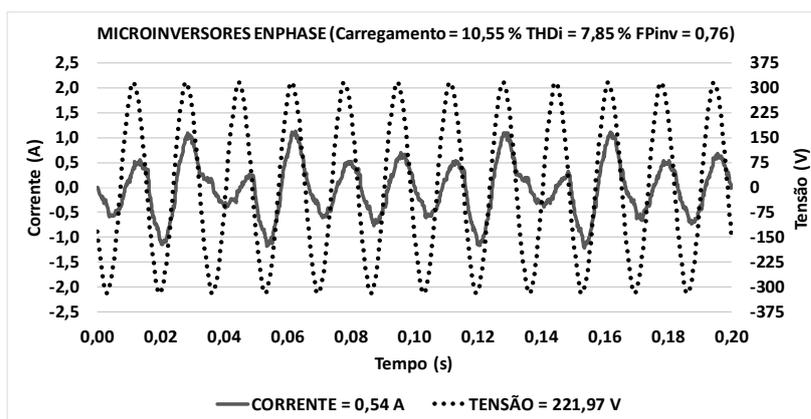


Figura 3.13 – Corrente dos microinversores da Enphase e da tensão para um carregamento de 10,55 % e corrente de saída do inversor de 0,54 A. (Fonte: Elaborado pelo autor)

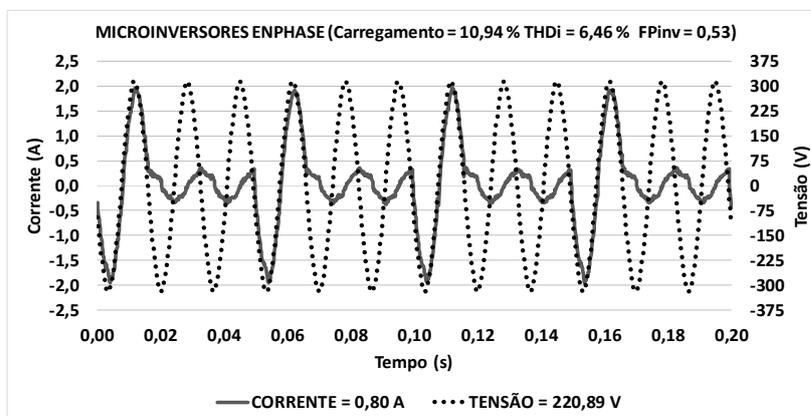


Figura 3.14 – Corrente dos microinversores da Enphase e da tensão para um carregamento de 10,94 % e corrente de saída do inversor de 0,80 A. (Fonte: Elaborado pelo autor)

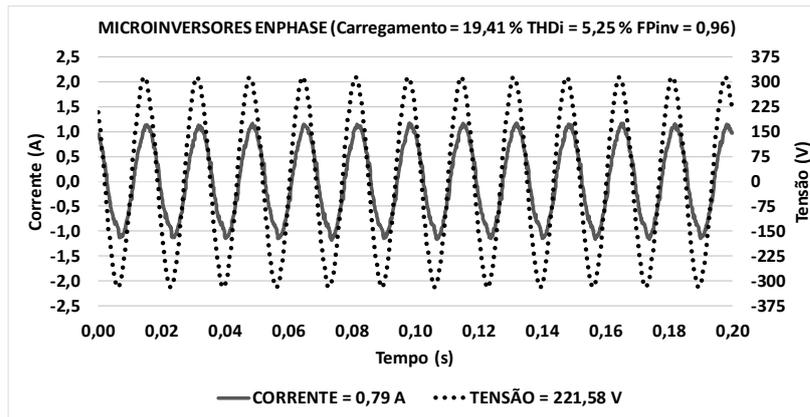


Figura 3.15 – Corrente dos microinversores da Enphase e da tensão para um carregamento de 19,41 % e corrente de saída do inversor de 0,79 A. (Fonte: Elaborado pelo autor)

3.2.3. Fator de potência na saída dos inversores para diferentes carregamentos

De acordo com a norma IEEE 929, o inversor deve operar com fator de potência acima de 0,85 quando a potência de saída for superior a 10 % da potência nominal, enquanto que a ABNT NBR 16149 estabelece que inversores com potência nominal de até 3 kW devem operar com fator de potência na faixa de 0,98 até 1 quando a potência ativa de saída for superior a 20 % da potência nominal. Esses valores mínimos exigidos estão apresentados na figura 3.16, em que a região delimitada com linhas tracejadas em preto é referente à norma IEEE 929 e a região delimitada com linhas tracejadas em cinza é referente à ABNT NBR 16149. A região cinza representa a região de valores de FP não permitidos em função do carregamento do inversor.

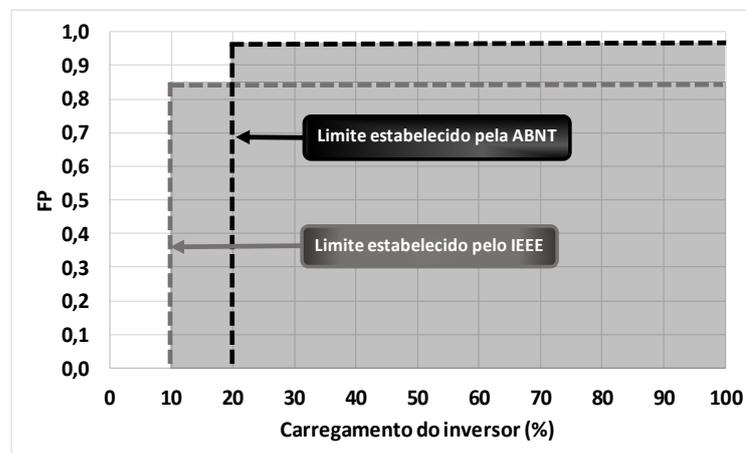


Figura 3.16 – Limites estabelecidos pela ABNT e pelo IEEE para o FP do inversor em função de seu carregamento. (Fonte: Elaborado pelo autor)

As Figuras 3.17 a 3.20 mostram valores da medição realizada para obter a relação entre o fator de potência dos inversores com diferentes carregamentos. Já nas Figuras 3.21 a 3.24 são apresentados as incertezas das medições realizadas com carregamento do inversor próximo dos limites estabelecidos pelo IEEE e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT.

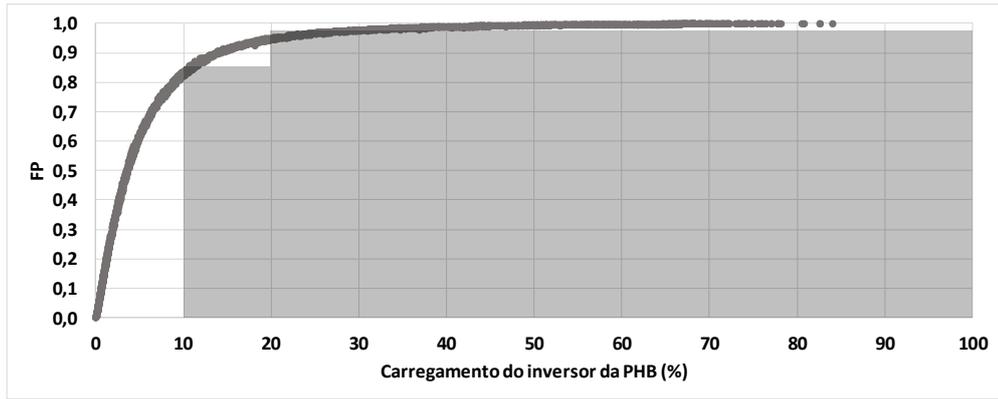


Figura 3.17 – FP em função do carregamento do inversor da PHB.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

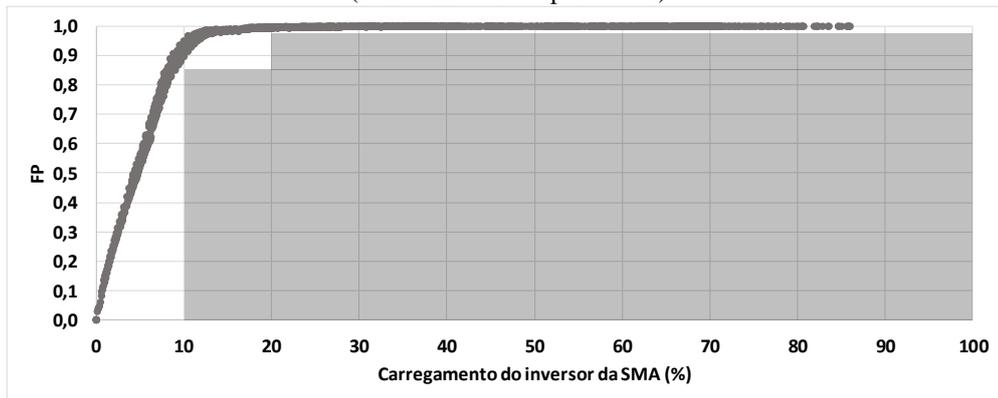


Figura 3.18 – FP em função do carregamento do inversor da SMA.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

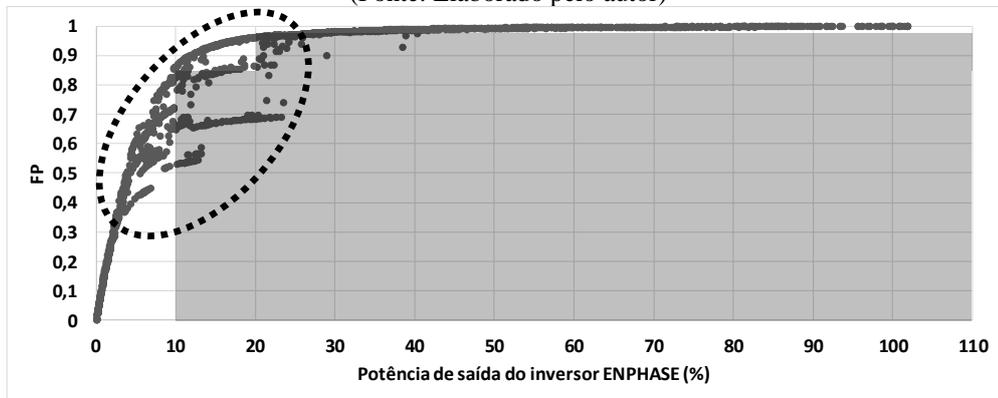


Figura 3.19 – FP em função do carregamento dos microinversores da Enphase.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

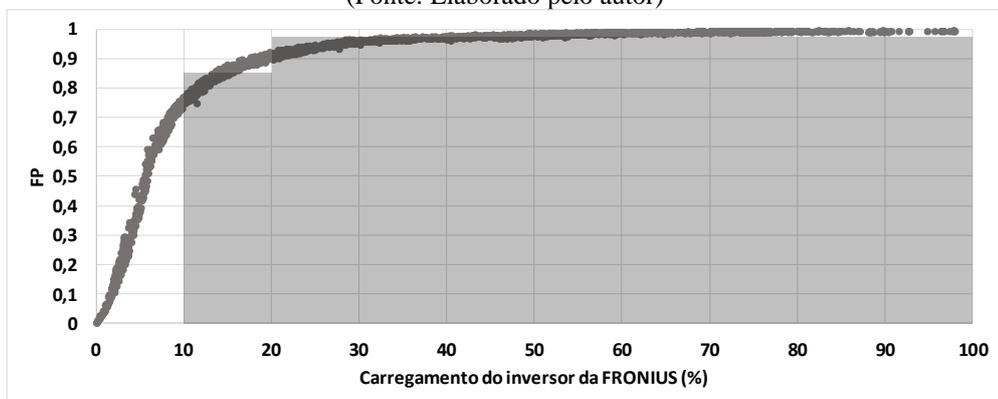
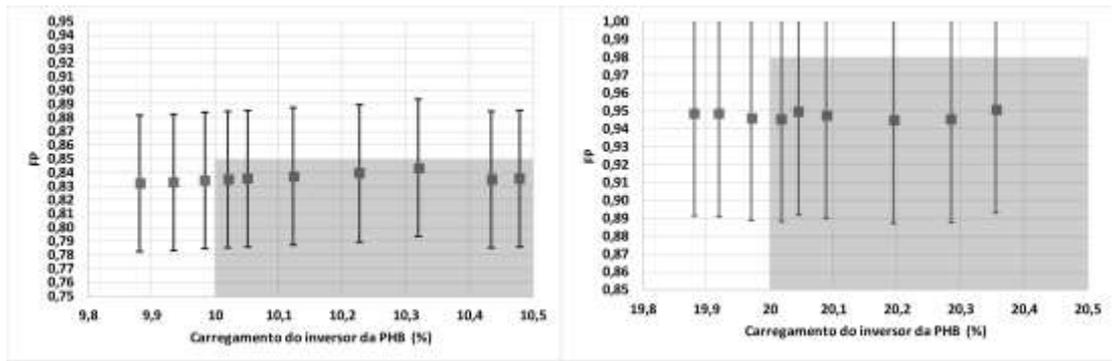


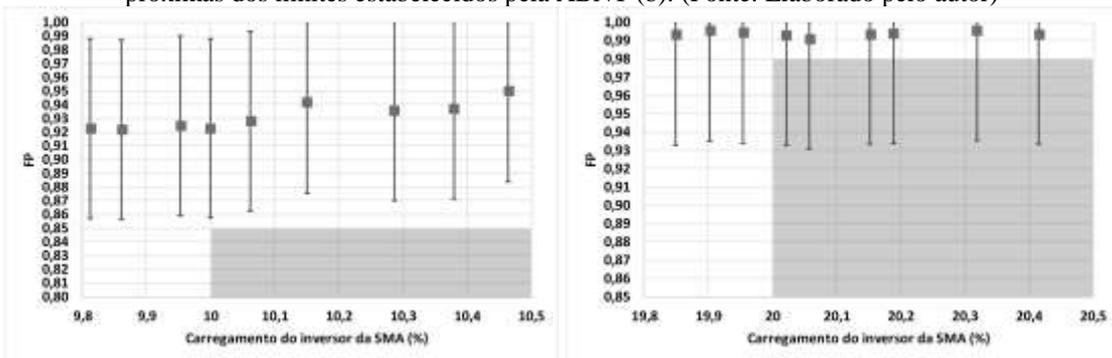
Figura 3.20 – FP em função do carregamento do inversor da Fronius.
(Fonte: Elaborado pelo autor)



(a)

(b)

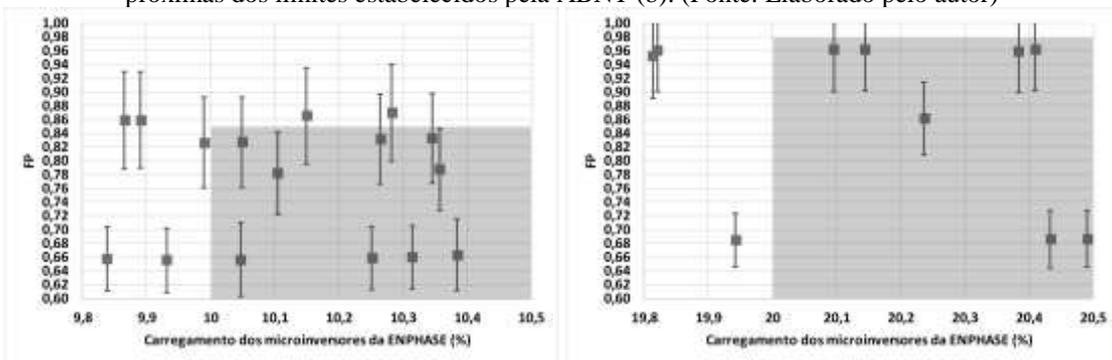
Figura 3.21 – Incertezas de medições do inversor da PHB próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b). (Fonte: Elaborado pelo autor)



(a)

(b)

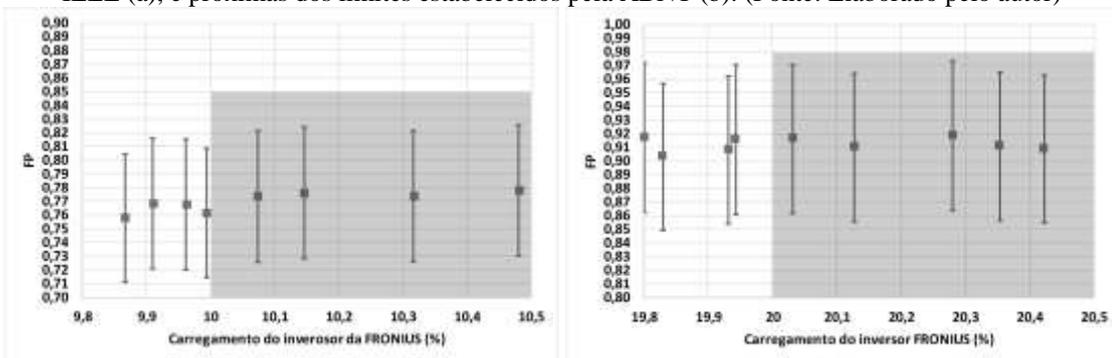
Figura 3.22 – Incertezas de medições do inversor da SMA próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b). (Fonte: Elaborado pelo autor)



(a)

(b)

Figura 3.23 – Incertezas de medições dos microinversores da Enphase próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b). (Fonte: Elaborado pelo autor)



(a)

(b)

Figura 3.24 – Incertezas das medições do inversor da Fronius próximas dos limites estabelecidos pelo IEEE (a), e próximas dos limites estabelecidos pela ABNT (b) (Fonte: Elaborado pelo autor)

Na Figura 3.21 é possível observar que os valores calculados de FP para o inversor da PHB estão dentro da zona não permitida de valores. Entretanto, devido as incertezas inerentes da metodologia utilizada, existe a possibilidade desses valores não terem ultrapassado a zona não permitida. Da mesma forma, na Figura 3.22 (b), embora os valores de FP medidos do inversor da SMA não tenham ultrapassado a zona não permitida de valores, existe a possibilidade de esses valores estarem dentro dessa zona devido à incerteza do método.

Já na Figura 3.23 verifica-se que o FP dos microinversores da Enphase apresenta valores diferentes para níveis de carregamento próximos. Essa região está destacada com um círculo tracejado na Figura 3.19. Nas Figuras 3.13 e 3.12 estão apresentadas situações em que os microinversor apresentaram valores de FP de 0,76 e 0,53 respectivamente, para carregamentos aproximadamente iguais, 10,55 % e 10,94 % respectivamente.

Na Figura 3.24 é possível observar que o FP do inversor da Fronius apresenta valores abaixo do mínimo estabelecido por norma, mesmo ao se considerar as incertezas inerentes ao método utilizado.

3.2.4. Fator de dimensionamento do inversor – FDI

Como é possível observar nas Figuras 3.7 e 3.8 e nas Figuras 3.17 e 3.18, os inversores da PHB e da SMA operaram sempre com um carregamento abaixo da potência nominal devido aos seus fatores de dimensionamento de 1,22 e 1,2 respectivamente. Durante o período de monitoração do inversor da Fronius, de acordo com as Figuras 3.10 e 3.20, observa-se que os valores de carregamento medidos ficaram sempre abaixo do seu valor nominal, mesmo com seu fator de dimensionamento sendo igual a 0,77. Entretanto, para os microinversores da Enphase, houve situações em que os mesmos operaram com uma potência acima do seu valor nominal, já que seu fator de dimensionamento é igual a 0,86. Isto contribuiu para que o inversor operasse por mais tempo com um fator de potência próximo da unidade e com THDi abaixo do limite aceitável pela norma IEEE 929-2000 e a ABNT NBR 16149. Isso demonstra que sobredimensionar o gerador é uma boa estratégia para melhorar a qualidade da corrente injetada na rede.

3.3. Parâmetros da rede

Esta seção tem por objetivo avaliar como a interação entre a carga e o SFCR pode impactar na rede elétrica, usando como base os resultados obtidos nas medições realizadas pela bancada.

3.3.1. Tensão

Diversos estudos já desenvolvidos que compreendem a análise dos impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica destinam-se à monitoração da tensão no ponto de acoplamento comum. Portanto, na Figura 3.25 estão apresentados os perfis da tensão e da potência na saída dos inversores, no ponto de acoplamento comum, medidos durante as operações dos SFCR 1 a 4.

Na Figura 3.25 observa-se que o perfil da tensão tende a acompanhar o perfil de geração dos SFCR. Também é possível constatar que a tensão se eleva no final da tarde, independentemente da geração fotovoltaica, o que pode ser explicado pelo fim do expediente no campus universitário da UFPA, onde o GEDAE encontra-se instalado.

Ressalta-se que, no momento em que foram coletados os dados da Figura 3.25, outros sistemas fotovoltaicos, instalados na área de testes do GEDAE, estavam conectados à rede. Portanto, o impacto causado na tensão apresentado na Figura 3.25 não é causado exclusivamente pelo SFCR citado na figura, mas sim pela interação de todos os geradores fotovoltaicos instalados no GEDAE.

Considerando todos os casos monitorados, a média total da THDv na tensão medida foi de 1,6 %, o qual é apresentado na Figura 3.26 juntamente com os valores médios da THDv medidos durante a operação dos casos de 1 a 13. Como os SFCR não foram monitorados de maneira simultânea, cada caso foi simulado quatro vezes, cada um operando em conjunto com um dos SFCR apresentado.

Considerando todos os casos monitorados, a média total da THDv na tensão medida foi de 1,6 %, o qual é apresentado na Figura 3.26 juntamente com os valores médios da THDv medidos durante a operação dos casos de 1 a 13. Como os SFCR não foram monitorados de maneira simultânea, cada caso foi simulado quatro vezes, cada um operando em conjunto com um dos SFCR apresentado.

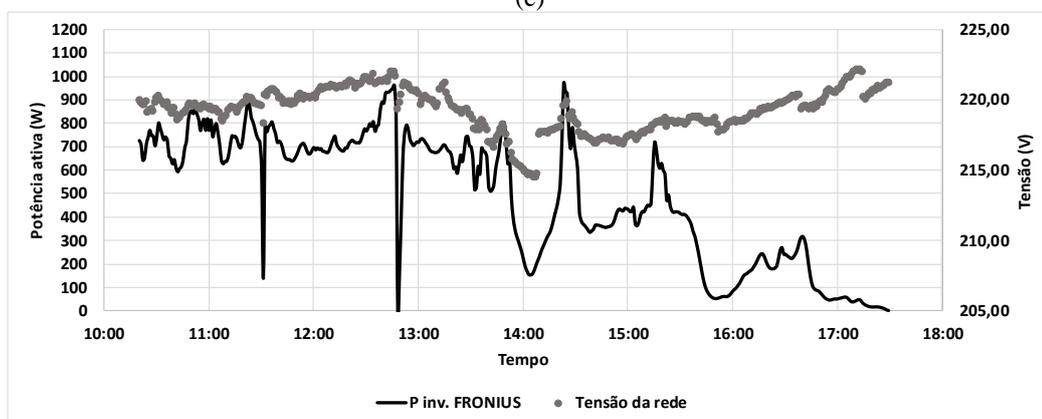
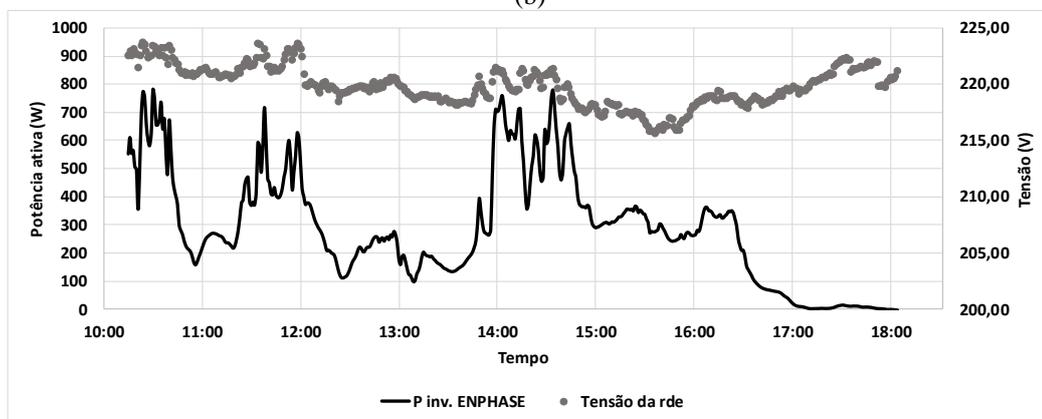
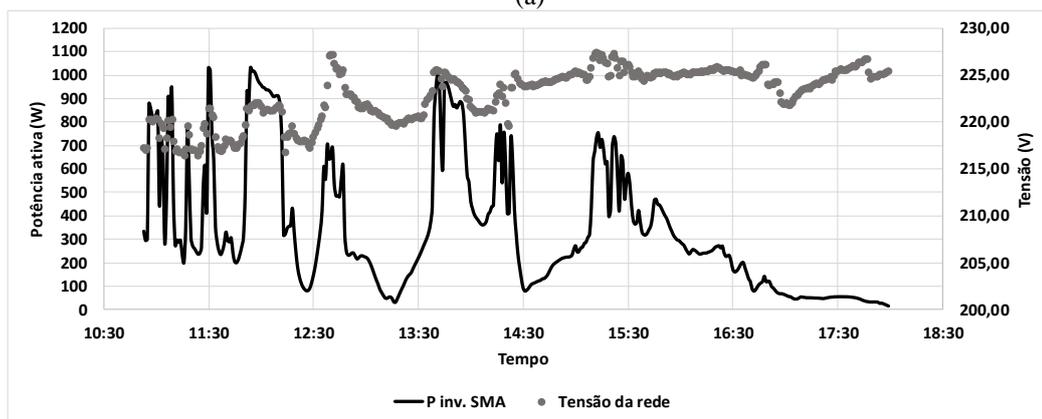
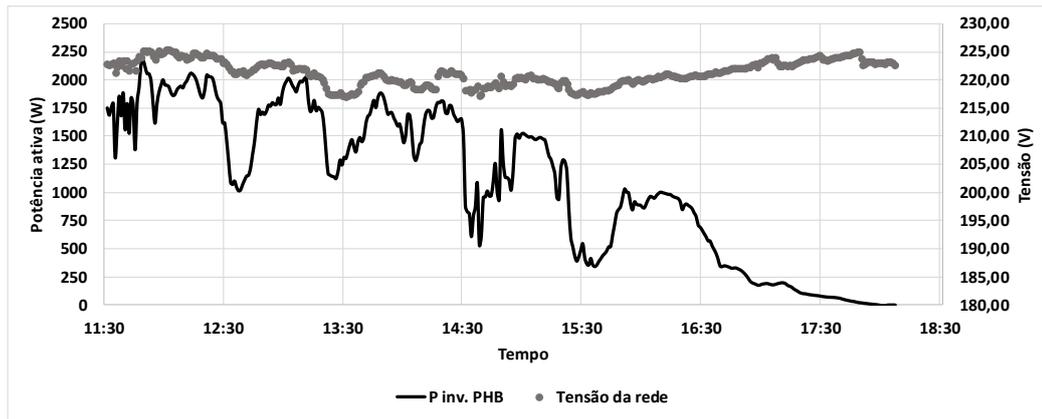


Figura 3. 25 – Níveis de tensão no ponto de acoplamento comum e potência de saída dos inversores do SFCR1 (a); do SFCR 2 (b); do SFCR 3 (c); e do SFCR 4(d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

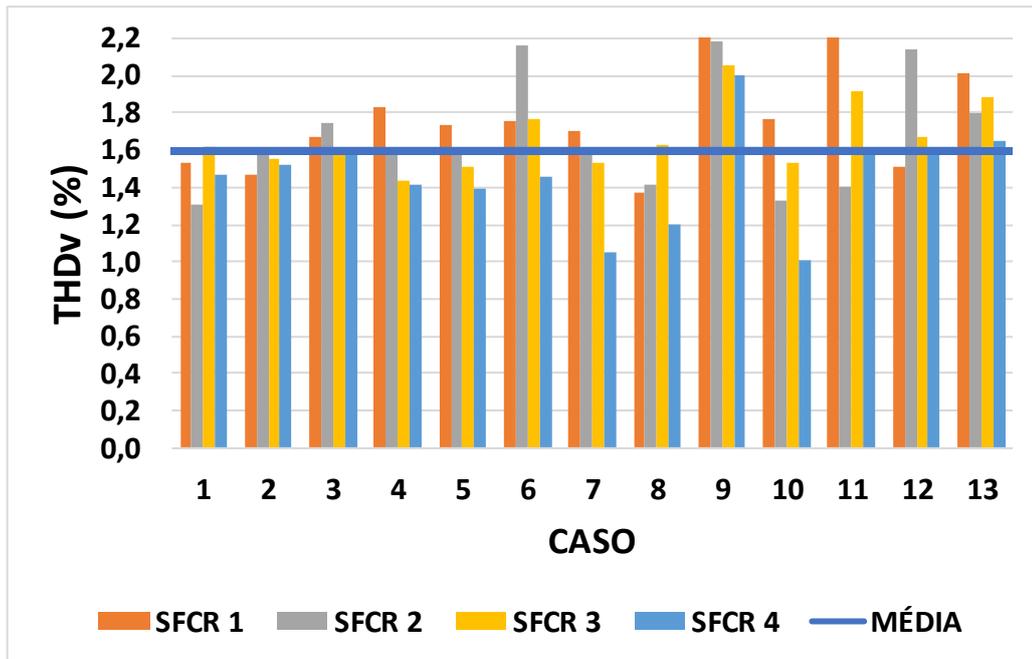


Figura 3.26 – THDv médio total e medido para cada caso.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

3.3.2. Potência ativa

Existe uma relação entre a potência ativa demandada da rede para atender a carga e o carregamento do inversor. Na Figura 3.27 é apresentada a relação entre a potência ativa demandada da rede para atender a carga em função do carregamento do inversor. Para verificar essa relação, foram considerados três situações de carga, uma demandando 25 % da potência nominal do inversor, outra demandando 50 % e a última demandando 75 %. Esses valores foram mantidos fixos para diferentes valores de carregamento dos inversores dos quatro SFCR. O resultado dessa observação está apresentado na Figura 3.27.

Na Figura 3.27 é possível observar que existe uma relação linear entre o carregamento dos inversores e a potência demandada da rede, representado através de uma reta com coeficiente angular negativo, e seu coeficiente linear é dado pela potência ativa demandada pela carga. O aumento do carregamento do inversor provoca uma redução da potência demandada da rede. Quando a potência ativa na saída do inversor se iguala demanda da carga, a potência ativa solicitada da rede é nula. Quando o carregamento do inversor se torna maior que o necessário para suprir a carga, os valores de potência ativa se tornam negativos, significando que o excedente de potência é injetado na rede.

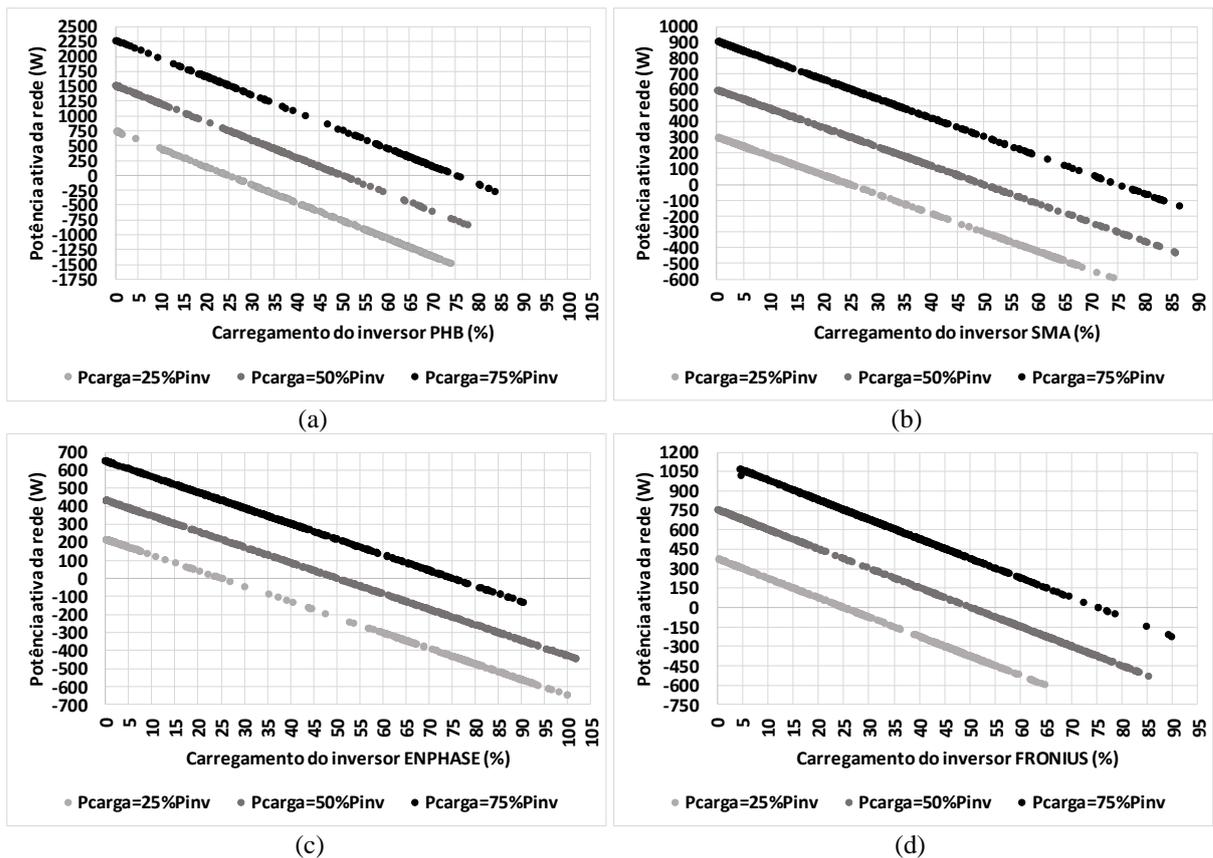


Figura 3.27 – Potência ativa da rede em função do carregamento dos inversores utilizados nos SFCR 1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d), considerando diferentes níveis de carga. (Fonte: Elaborado pelo autor)

3.3.3. Potencia não ativa

Na Figura 3.28 estão apresentados os dados obtidos para a potência não ativa monitorada para o lado da carga, do inversor e da rede para os casos 6, 12 e 13. Tais casos foram selecionados pois os valores de FP e FC configurados na carga eletrônica programável foram os mesmos, respectivamente 0,80 e 2,05, variando-se apenas as potências ativas configuradas, as quais foram, respectivamente, 50 %, 25 % e 75 % do valor da potência nominal dos inversores.

Como a carga é mantida fixa durante a operação do sistema fotovoltaico, é possível observar na Figura 3.28 que a solicitação de potência não ativa da carga mantém-se constante para os três casos. Entretanto, também é possível observar que existe uma relação entre a potência não ativa medida no lado do inversor e a medida no lado da rede. A operação do inversor causa uma pequena alteração da potência não ativa vista pela rede em relação à solicitada pela carga.

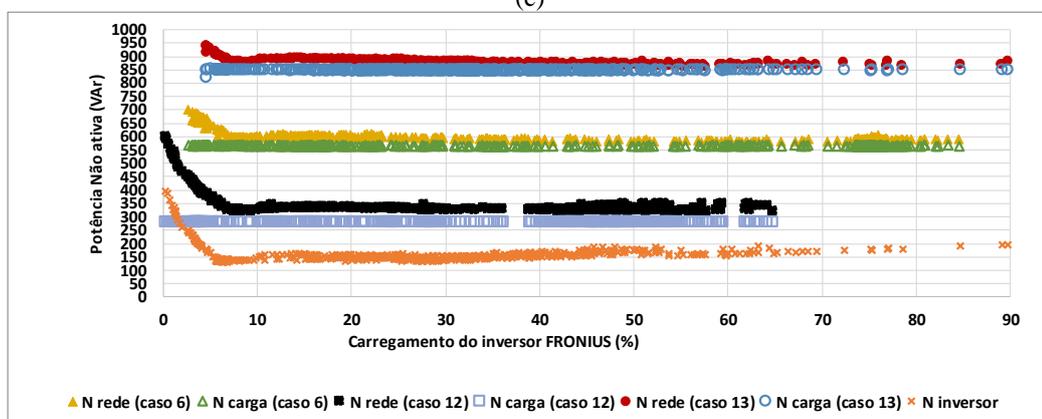
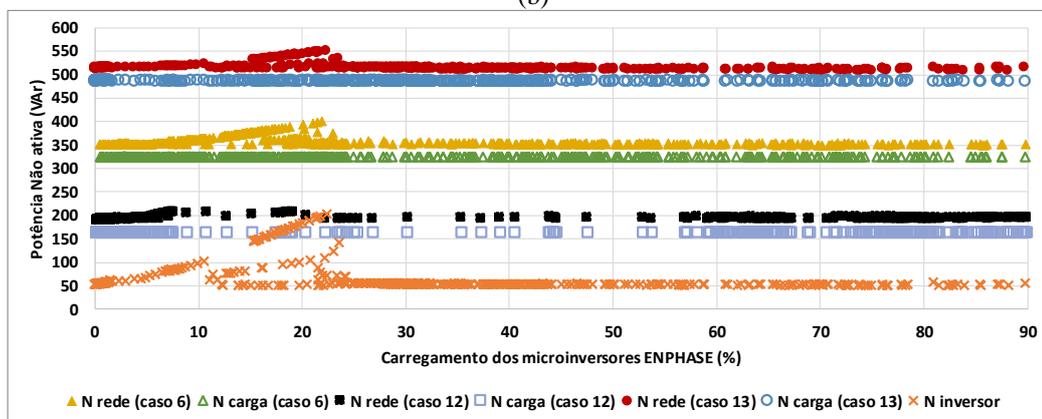
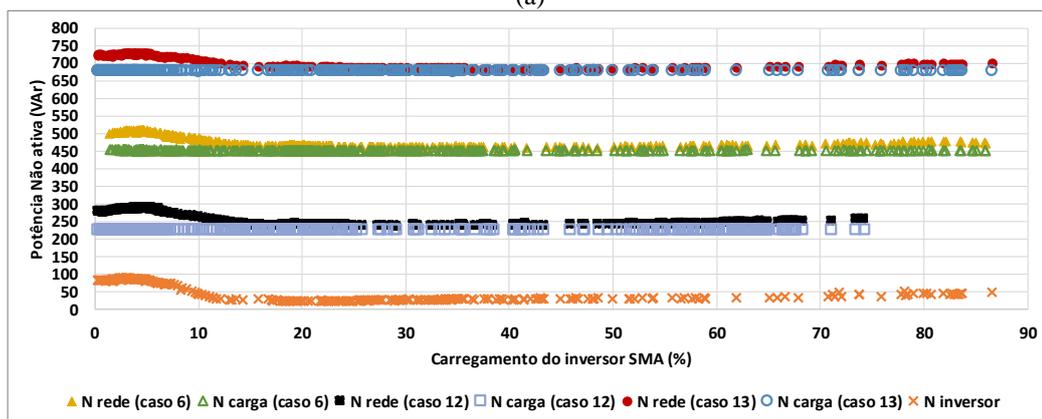
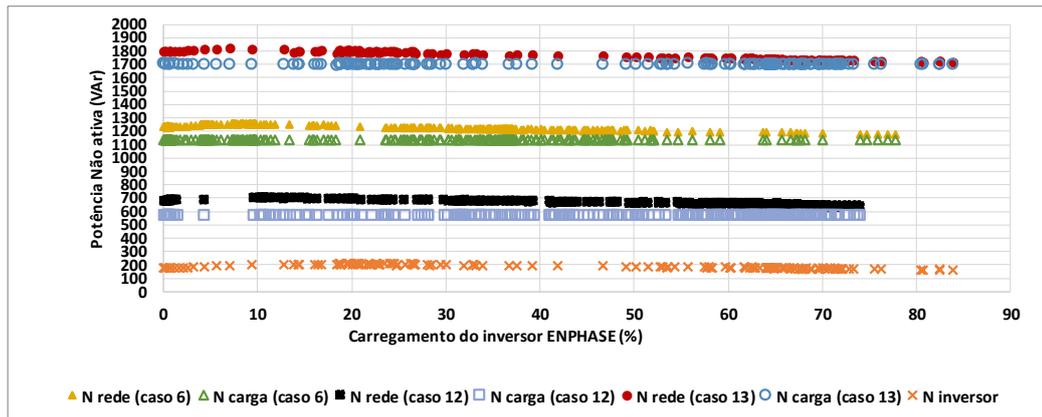


Figura 3.28 – Potência não ativa da carga, da rede e do inversor do SFCR1 (a); do SFCR 2 (b); do SFCR 3 (c); e do SFCR 4 (d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

Observa-se na Figura 3.28 que a potência não ativa do inversor da PHB se mantém aproximadamente constante ao longo de toda sua faixa de carregamento. O inversor da SMA e os microinversores da Emphase apresentaram um comportamento parecido. Entretanto, para baixos carregamentos, houve uma elevação da potência não ativa, o que também ocorre com o inversor da Fronius, chegando a valores de aproximadamente 400 VAr para carregamentos próximos de zero, o que corrobora a justificativa apresentada de que para baixos carregamentos desse inversor, as correntes elevadas medidas, como apresentado na Figura 3.12, são devidas à componente não ativa.

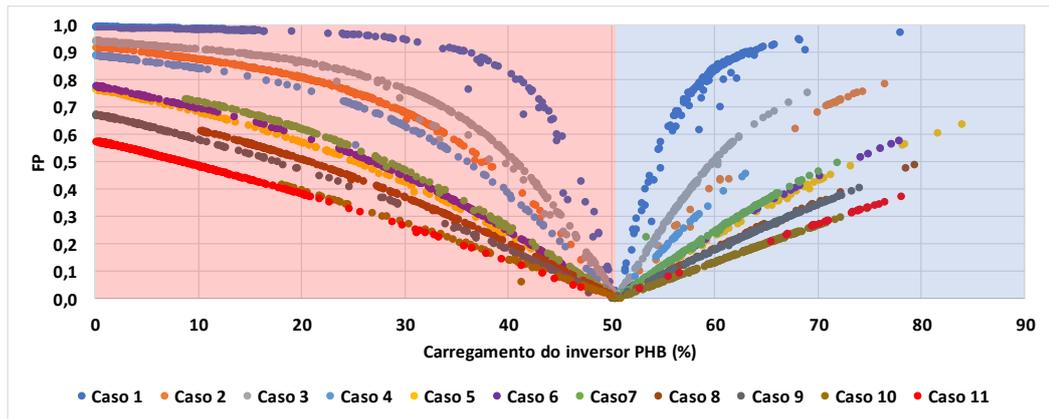
3.3.4. Fator de potência

Na Figura 3.29, estão apresentados o comportamento do FP da rede em função do carregamento dos inversores para os casos de 1 a 11, os quais são os casos em que a potência ativa demandada pela carga medida é de aproximadamente 50 % da potência nominal do inversor. Os casos 12 e 13 estão apresentados mais adiante.

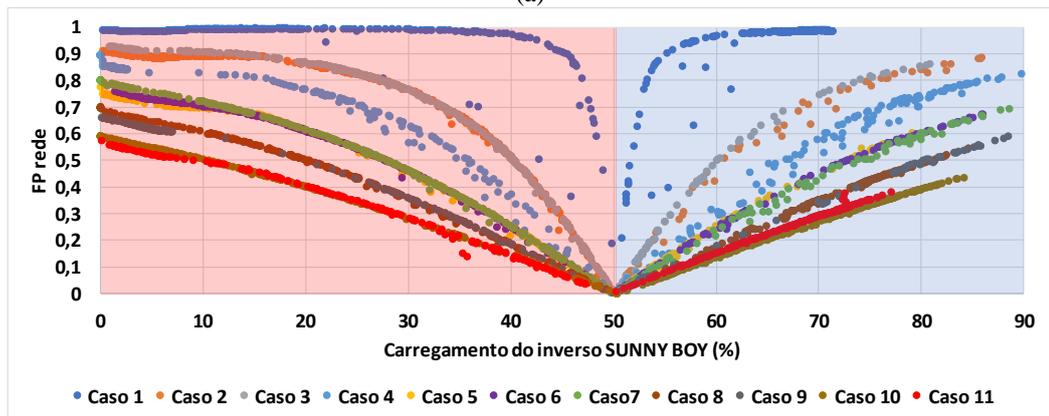
Na Figura 3.29 a região em rosa indica que o fluxo de potência ativa se dá no sentido da rede para o ponto de acoplamento comum, uma vez que a potência ativa demandada pela carga é superior ao fornecido pelo SFCR. Já a região em azul indica que o fluxo de potência está se dando do ponto de acoplamento comum para a rede.

A seguir são feitas avaliações para situações de alto e baixo fator de potência visto pelo lado da rede, devido à operação do SFCR em conjunto com a carga.

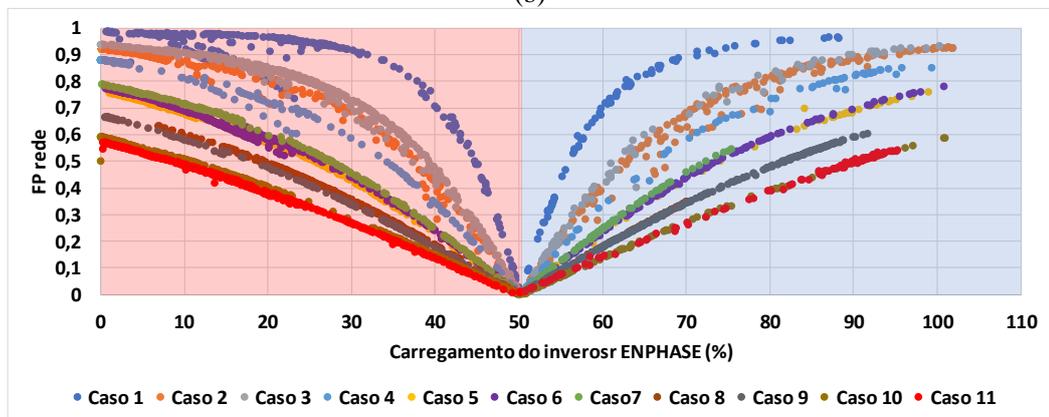
Carregamento do inversor. Na Figura 3.29 é possível observar que existe uma relação entre o carregamento do inversor, a demanda da carga e o FP da rede, de tal modo que o FP medido pelo lado da rede reduz à medida em que a potência de saída do inversor se aproxima da potência ativa demandada pela carga, chegando a valores próximos de zero. O que ocorre é que a operação do SFCR faz com que a potência ativa demandada da rede para atender a carga sofra redução pois parte dela é atendida pelo SFCR, como apresentado na seção 3.3.2. Logo, pela manhã, no instante em que o inversor inicia sua operação, o FP medido no lado da rede se torna menor que o da carga pois o inversor começa a atender a demanda de potência ativa da carga, e tende a reduzir à medida em que o carregamento do inversor se aproxima da carga demandada. É importante ressaltar que a potência não ativa solicitada pela interação entre o SFCR e a carga é atendida em quase toda sua totalidade pela rede elétrica de distribuição.



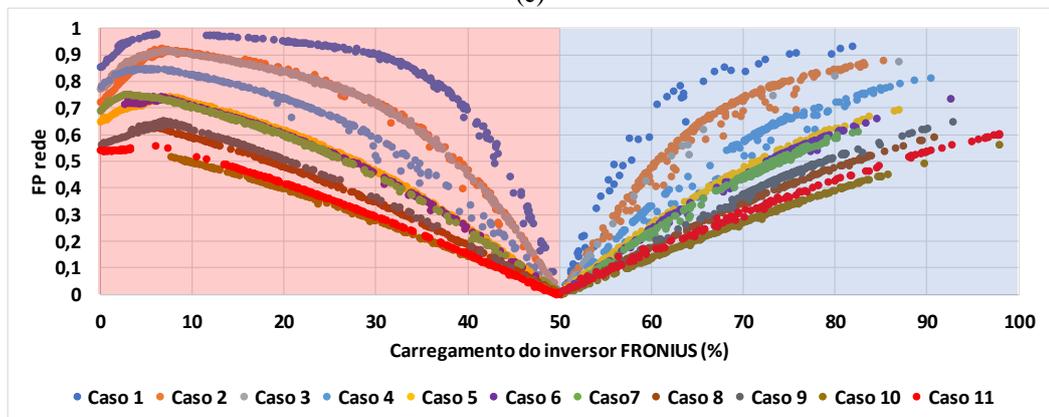
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 3.29 – Fator de potência da rede em função carregamento do inversor para os SFCR1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

Para melhor entendimento, foram selecionados pontos da Figura 3.29 em que o FP da rede medido foi próximo de zero. Esses valores estão apresentados na Tabela 3.5. Os pontos selecionados foram extraídos do caso 2 apresentado na Figura 3.29. Nessa tabela constam os valores de potência ativa, não ativa e fator de potência da rede, do inversor e da carga, medidos durante a operação de cada SFCR em conjunto com a carga eletrônica configurada com os parâmetros do caso 2. Os valores negativos de potência ativa e FP representam que o fluxo de potência ativa está se dando no sentido do ponto de acoplamento comum para a rede.

Tabela 3.5 – Potência ativa, não ativa e FP da carga, do inversor e da rede, para o caso 2 operando com o SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

SFCR 1	P (W)	N (VAr)	FP	SFCR 2	P (W)	N (VAr)	FP
Carga	1.492,95	508,24	0,947	Carga	605,46	198,64	0,950
Inversor	1.450,28	184,33	0,992	Inversor	600,73	28,91	0,999
Rede	59,23	635,68	0,090	Rede	2,72	205,39	0,013
(a)				(b)			
SFCR 3	P (W)	N (VAr)	FP	SFCR 4	P (W)	N (VAr)	FP
Carga	427,01	147,51	0,945	Carga	744,22	254,46	0,946
Inversor	430,35	60,55	0,990	Inversor	750,18	159,33	0,978
Rede	1,26	186,61	0,007	Rede	-1,90	282,34	-0,006
(c)				(d)			

Observa-se na Tabela 3.5 que o baixo FP da rede está relacionado com a baixa potência ativa demandada ou injetada na rede. Isso ocorre devido à potência ativa do sistema fotovoltaico estar próxima da potência ativa demandada pela carga, cabendo à rede atender a potência não ativa solicitada. Ocorrências similares foram observadas em todos os casos. Contudo, ressalta-se que como a potência não ativa (N) é calculada de acordo com a Equação (2.1), não é possível avaliar o balanço de potência não ativa.

Nas Figuras 3.30 (a), (b), (c) e (d) estão apresentados o comportamento do FP da rede em função do carregamento dos inversores para os casos 6, 12 e 13. Para esses casos a carga apresenta o mesmo FP de 0,8, e mesmo fator de crista de 2,05, variando-se apenas a demanda de potência ativa. As potências ativas configuradas nos casos 6, 12 e 13 foram, respectivamente, 50 %, 25 % e 75 %. Destaca-se que, assim como na Figura 3.29, valores de carregamento do inversor menores que a demanda da carga implica que o fluxo de potência ativa está se dando no sentido da rede para o ponto de acoplamento comum, e nos casos em que o carregamento do inversor é superior a demanda da carga o fluxo de potência ativa se dá do ponto de acoplamento comum para a rede.

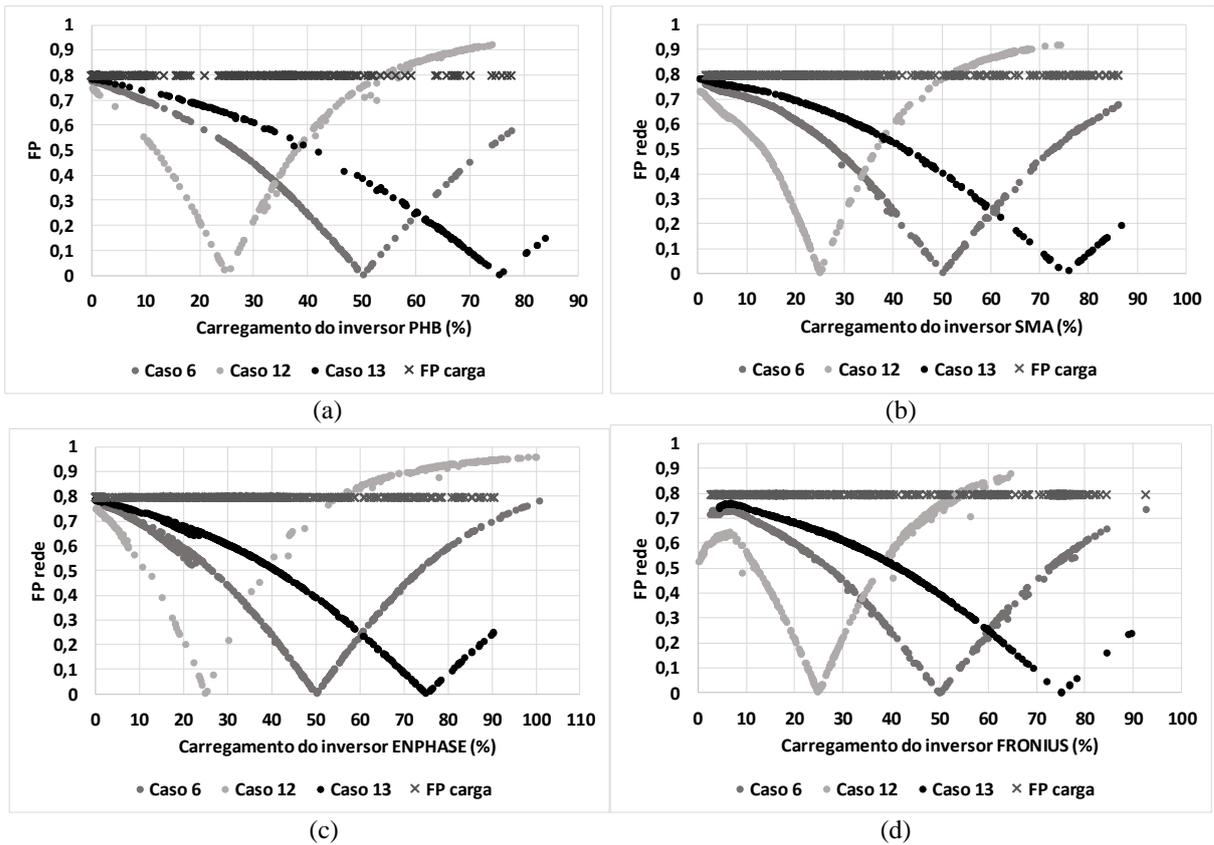


Figura 3.30– Fator de potência da rede em função carregamento do inversor para os casos 6, 12 e 13 operando com o SFCR 1 (a); o SFCR 2 (b); o SFCR 3 (c); e o SFCR 4(d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

Na Figura 3.30 é possível observar que o FP visto pela rede tende à zero a medida em que o carregamento do inversor se aproxima da demanda da carga. Entretanto, também é possível observar que houve situações em que o FP visto pelo lado da rede foi superior ao da carga. Nesses casos o carregamento do inversor é superior ao dobro da carga demandada.

Para melhor entender o porquê do FP da rede foi superior ao da carga, foram selecionados pontos da Figura 3.30, os quais estão apresentados na Tabela 3.6. Os pontos selecionados foram extraídos do caso 12 apresentados na Figura 3.30. Nessa tabela constam os valores de potência ativa, não ativa e fator de potência da rede, do inversor e da carga, medidos durante a operação de cada SFCR em conjunto com a carga eletrônica.

Tabela 3.6 – Potência ativa, não ativa e FP da carga para o caso 12, da rede e do inversor: SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

SFCR 1	P (W)	N (VAr)	FP
Carga	744,46	565,84	0,796
Inversor	2.181,44	163,40	0,997
Rede	-1.432,34	633,90	0,914

(a)

SFCR 2	P (W)	N (VAr)	FP
Carga	296,34	226,52	0,794
Inversor	881,59	54,30	0,998
Rede	-582,78	257,78	-0,914

(b)

SFCR 3	P (W)	N (VAr)	FP
Carga	212,88	162,50	0,795
Inversor	747,84	53,24	0,997
Rede	-533,00	194,45	-0,939

(c)

SFCR 4	P (W)	N (VAr)	FP
Carga	370,74	283,09	0,795
Inversor	961,98	168,89	0,985
Rede	-587,74	340,00	-0,866

(d)

Observa-se na Tabela 3.6 que a potência ativa injetada na rede é superior à demandada pela carga. Isso se deve a potência gerada pelo SFCR ser superior ao dobro da demandada pela carga. É importante ressaltar que a solicitação de potência não ativa para suprir a carga é atendida em sua maioria pela rede, e a elevada injeção de potência ativa do inversor faz com que o FP medido no lado da rede seja superior ao da carga. Apesar disso, é importante salientar que esse processo acaba diminuindo o FP visto pela concessionária de energia, que é representada pela razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado e medidas considerando-se as componentes de tensão e corrente apenas na frequência nominal da rede elétrica, o qual é obtido através:

$$FP = \frac{\int P_{rede} dt}{\int S_{rede} dt} \quad (3.2)$$

Fator de potência da carga. Outro fator que impacta no fator de potência da rede é o próprio fator de potência da carga. Para verificar o comportamento do FP da rede em função do carregamento do inversor, operando em conjunto com cargas de diferentes FP, foram selecionados os casos 6, 9 e 11. Esses casos apresentam, respectivamente, fatores de potência da carga iguais a 0,8, 0,7 e 0,6; todos possuem a mesma demanda de potência ativa e mesmo FC de corrente configurados na carga eletrônica. O comportamento do FP medido no lado da rede em função do carregamento do inversor para esses três casos é apresentado na Figura 3.31.

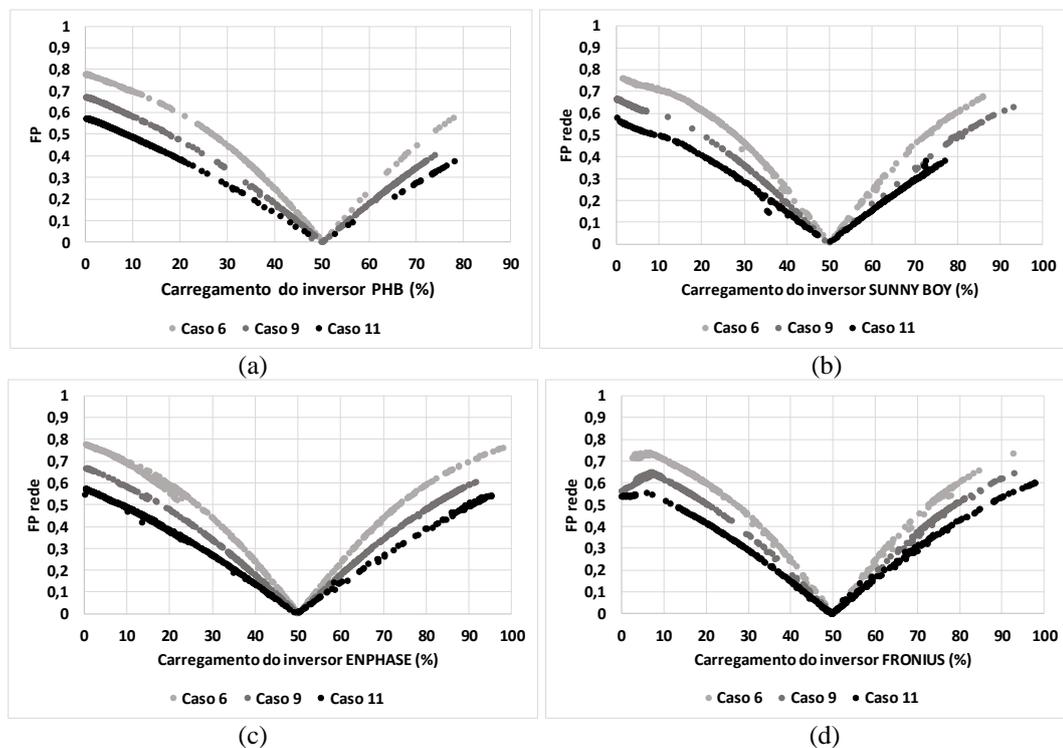


Figura 3.31 – Fator de potência da rede em função do carregamento do inversor para os casos 6, 9 e 11 operando com o SFCR1 (a); o SFCR 2 (b); o SFCR 3 (c); e o SFCR 4(d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

Na Figura 3.31 observa-se que o FP da carga reflete diretamente no FP visto pela rede, de tal maneira que quanto menor o fator de potência da carga, menor é o FP da rede. Isso ocorre porque os inversores utilizados foram projetados para trabalhar com fator de potência unitário, atendendo a demanda de potência ativa da carga, restando à rede suprir a potência não ativa solicitada, de tal modo que quanto maior a potência não ativa solicitada pela carga, menor será o fator de potência medido no lado da rede.

3.3.5. THDi da corrente da rede

Nas Figuras 3.32 (a), (b), (c) e (d), estão apresentados o comportamento da THDi da rede em função do carregamento dos inversores para os casos de 1 a 11, os quais são os casos em que a potência ativa demandada pela carga é de 50 % da potência nominal do inversor. Os casos 12 e 13 estão apresentados mais adiante.

A seguir são feitas avaliações para situações em que se verificou elevado e baixo THDi medido pelo lado da rede, devido à operação do SFCR em conjunto com a carga.

Carregamento do inversor. Na Figura 3.32 observa-se que existe uma relação entre o carregamento do inversor, a demanda da carga e o THDi da rede, de tal modo que o THDi medido pelo lado da rede aumenta à medida em que o carregamento do inversor se aproxima da potência ativa demandada pela carga. O que ocorre é que a operação do SFCR faz com que a potência ativa demandada da rede para atender a carga sofra redução, pois parte dela é atendida pelo SFCR. Entretanto, a rede ainda é a responsável por atender à solicitação de potência não ativa da carga e do SFCR.

Para melhor entendimento, foram selecionados pontos da Figuras 3.32 para carregamento dos inversores próximo de 50 %, os quais apresentam uma THDi da rede elevada. Esses valores estão apresentados na Tabela 3.7. Os pontos selecionados foram extraídos do caso 10 (caso que apresenta o maior *FC*) apresentado na Figura 3.32. Nessa tabela constam os valores de potência ativa, não ativa, fator de potência e THDi da rede, do inversor e da carga, medidos durante a operação de cada SFCR.

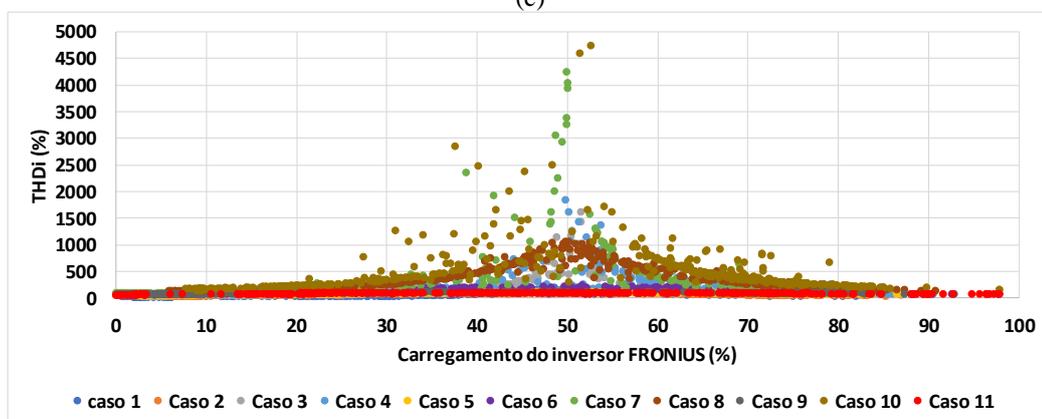
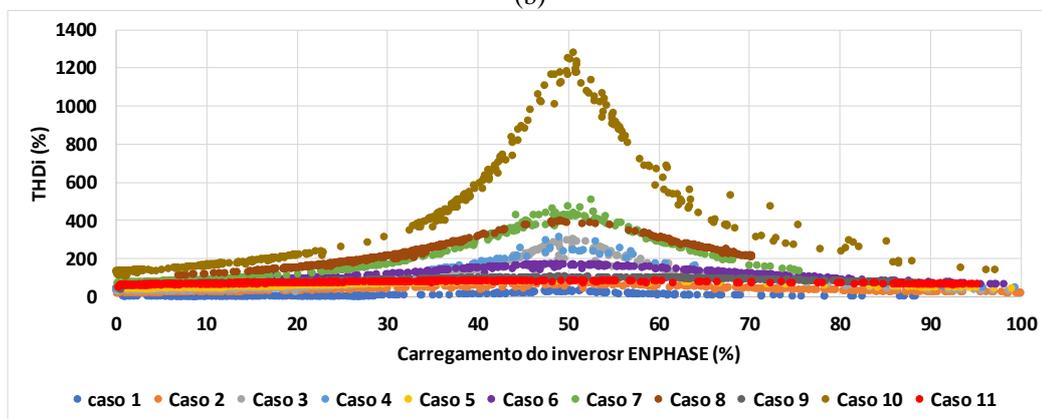
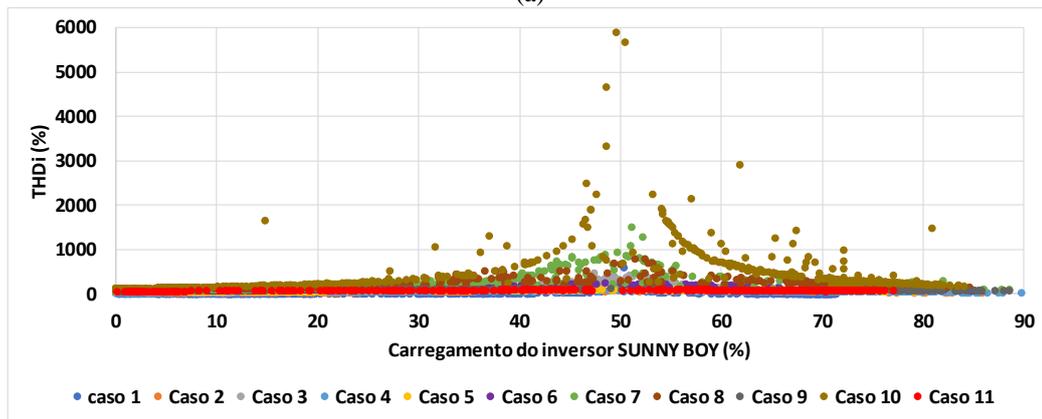
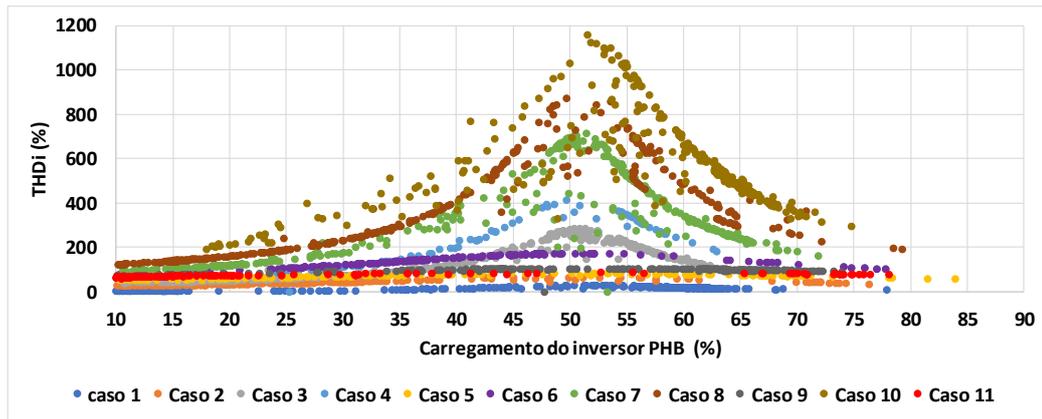


Figura 3.32 – THDi da corrente da rede em função carregamento do inversor para SFCR1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

Tabela 3.7 – Potência ativa, não ativa, FP e THDi da carga, do inversor e da rede, para o caso 10 operando com o SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d).

(Fonte: Elaborado pelo autor)

SFCR 1	P (W)	N (VAr)	FP	THDi(%)
Carga	1.506,92	2.116,41	0,580	135,98
Inversor	1,412,30	189,42	0,991	3,57
Rede	107,39	2122,15	0,051	907,90

(a)

SFCR 2	P (W)	N (VAr)	FP	THDi(%)
Carga	602,19	823,04	0,590	135,01
Inversor	599,41	33,02	0,998	4,30
Rede	8,25	830,74	0,010	6997,05

(b)

SFCR 3	P (W)	N (VAr)	FP	THDi(%)
Carga	430,68	584,59	0,593	134,07
Inversor	428,20	52,52	0,992	2,82
Rede	4,58	598,28	0,008	1226,91

(c)

SFCR 4	P (W)	N (VAr)	FP	THDi(%)
Carga	750,44	1.036,06	0,587	134,24
Inversor	659,72	127,81	0,982	12,14
Rede	95,28	1.043,88	0,091	984,76

(d)

Na Tabela 3.7 verifica-se que, para os pontos apresentados, a THDi da carga apresenta valores entre 129,28 % e 135,01 %, já a THDi da corrente dos inversores apresenta valores entre de 2,82 % e 12,14 %, e a THDi da corrente da rede apresentam valores bem superiores aos apresentados pela carga e pelos inversores. O inversor do SFCR operou com fornecimento de potência ativa pouco abaixo à requerida pela carga. O baixo fator de potência e o elevado valor da THDi presente no lado da rede são atribuídos ao comportamento não linear da carga simulada, consequentemente, da corrente requerida e da produção instantânea do sistema fotovoltaico. As Figuras de 3.33 a 3.36 mostram as formas de onda de corrente da rede, da carga e da saída do inversor dos SFCR medidas e seus respectivos espectros harmônicos de amplitude.

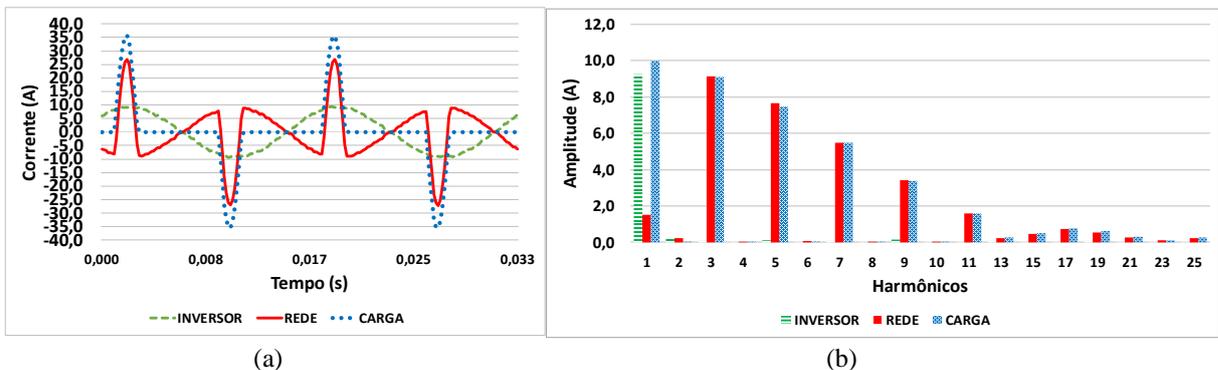
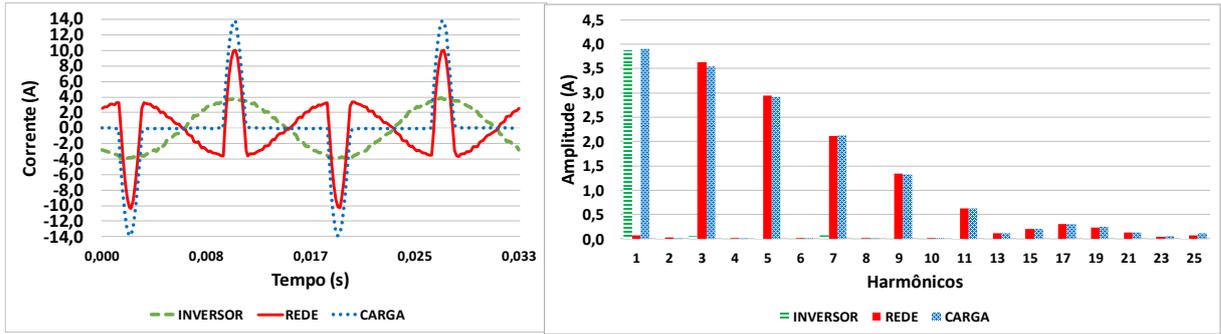
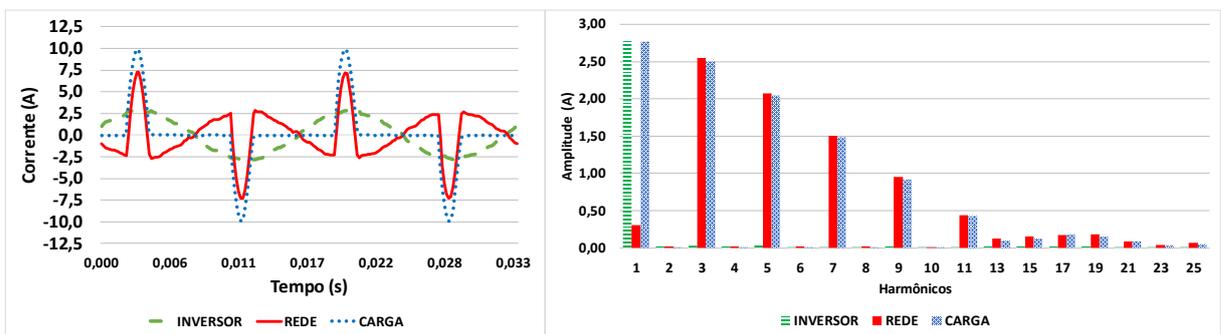


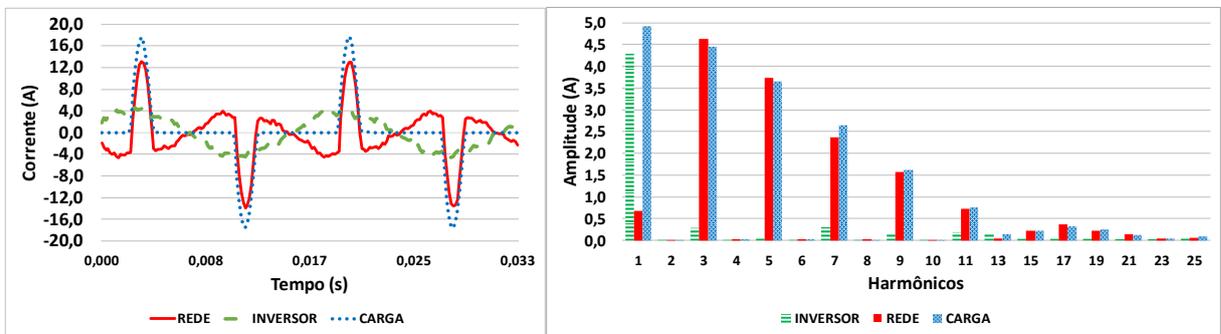
Figura 3.33 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 1 e da carga configurada no caso 10. (Fonte: Elaborado pelo autor)



(a) (b)
 Figura 3.34 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 2 e da carga configurada no caso 10. (Fonte: Elaborado pelo autor)



(a) (b)
 Figura 3.35 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 3 e da carga configurada no caso 10. (Fonte: Elaborado pelo autor)



(a) (b)
 Figura 3.36 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR 1 e da carga configurada no caso 10. (Fonte: Elaborado pelo autor)

Nas Figuras de 3.33 a 3.36 é possível observar que as 3^a, 5^a, 7^a, 9^a e 11^a componentes harmônicas da corrente da carga apresentam valores elevados e são supridas pela rede, enquanto a componente fundamental é atendida quase que por completo pelo sistema fotovoltaico, de tal forma que a componente fundamental da corrente demandada da rede, para estas situações, apresenta amplitude muito menor que as 3^a, 5^a e 7^a componentes harmônicas, justificando assim o valor elevado de THDi medido no lado da rede, a qual é calculada como a seguir:

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \quad (3.3)$$

onde I_1 é amplitude da corrente da componente fundamental e I_k é a amplitude da corrente múltipla da componente fundamental, onde o índice “k” representa a ordem da componente harmônica.

É importante observar que, com base na Equação (3.3) e os espectros harmônicos de amplitude apresentados nas Figuras 3.33 a 3.36, a elevada THDi medida no lado da rede se dá devida à redução da componente fundamental demandada da rede para atender a carga, pois esta parcela está sendo atendida pelo SFCR, restando à rede suprir as outras parcelas.

Para melhor avaliar a elevada THDi presente na corrente da rede, pode-se dividir a corrente elétrica $i(t)$ em uma parcela ativa ($i_a(t)$) e não ativa ($i_n(t)$). Nas Figuras 3.37 a 3.40, estão apresentadas as formas de onda das parcelas de corrente ativa (em preto), não ativa (em vermelho) e a forma de onda original medido (azul tracejado) da rede, da carga e do SFCR. Os valores rms dos respectivos sinais estão apresentados nas legendas. Nas figuras estão apresentadas as formas de onda para a situação apresentada na Tabela 3.7, em que o carregamento do inversor ficou próximo de 50%, juntamente com outras duas situações, uma em que o carregamento dos inversores ficou abaixo de 15% e outra em que o carregamento ficou acima de 68%.

Para as situações apresentadas nas Figuras de 3.37 a 3.40 observa-se que conforme o carregamento do inversor aumenta, a parcela de corrente ativa do inversor também aumenta, enquanto a parcela de corrente não ativa permanece aproximadamente a mesma, variando em no máximo 0,22 A para o caso do inversor utilizado no SFCR 4. Ressalta-se que os parâmetros configurados na carga são os mesmos (caso 10) para as três situações de carregamento do inversor apresentadas, de tal modo que as parcelas das correntes ativa, não ativa e a forma de onda original medido da carga se mantiveram aproximadamente fixas, apresentando variações devido a mudanças no perfil de tensão da rede, como apresentado na Figura 3.25.

Avaliando as parcelas das correntes ativa, não ativa e forma de onda original para o lado da rede, nas Figuras 3.37 a 3.40 observa-se que a parcela não ativa da rede permanece aproximadamente fixa para os três níveis de carregamento do inversor. Nota-se que o valor rms da componente não ativa da rede é aproximadamente igual ao valor rms da componente não ativa demandada pela carga, enquanto que a componente ativa da corrente da rede varia de acordo com o carregamento do inversor.

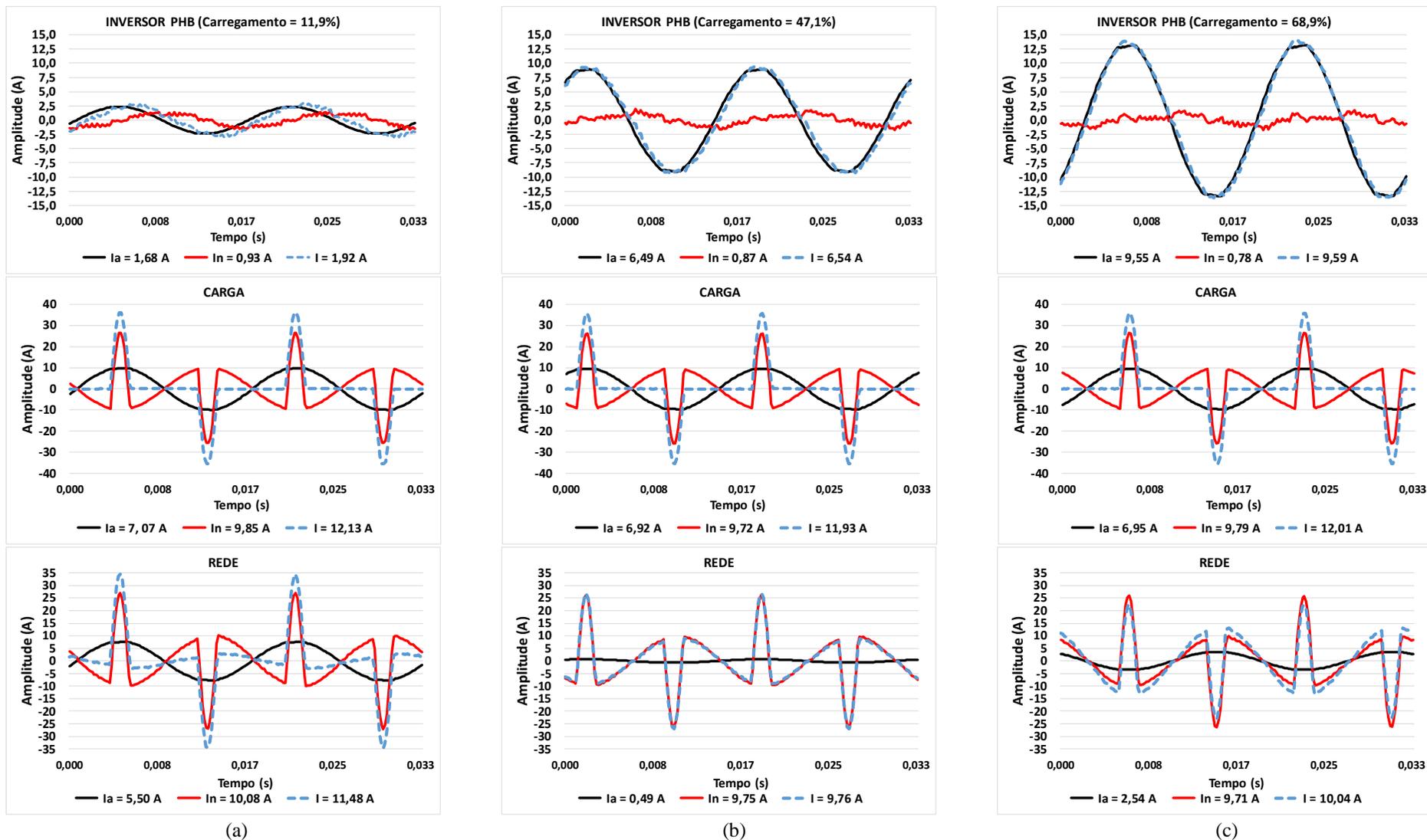


Figura 3.37 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e do inversor PHB com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c). (Fonte: Elaborado pelo autor)

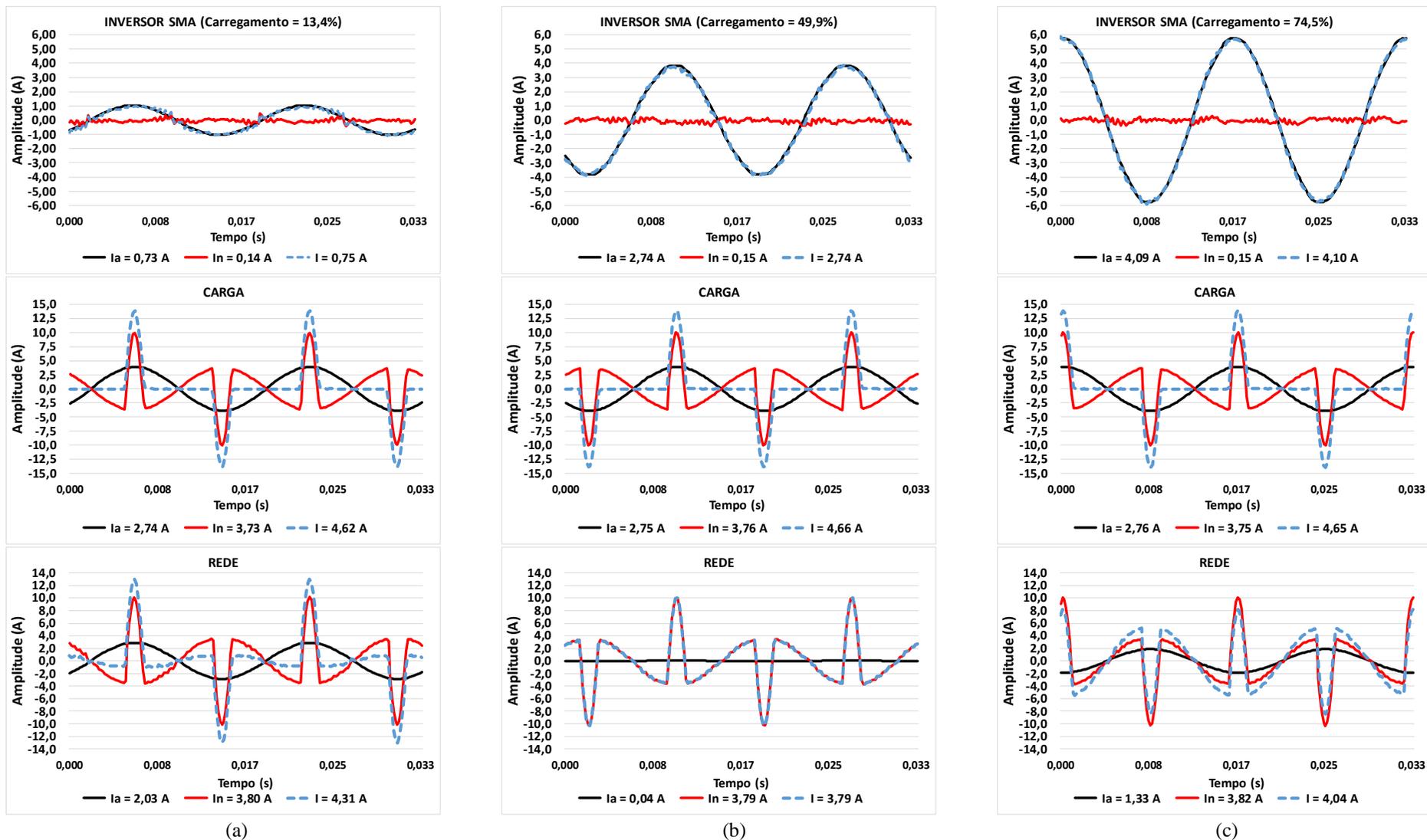


Figura 3.38 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e do inversor SMA com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c). (Fonte: Elaborado pelo autor)

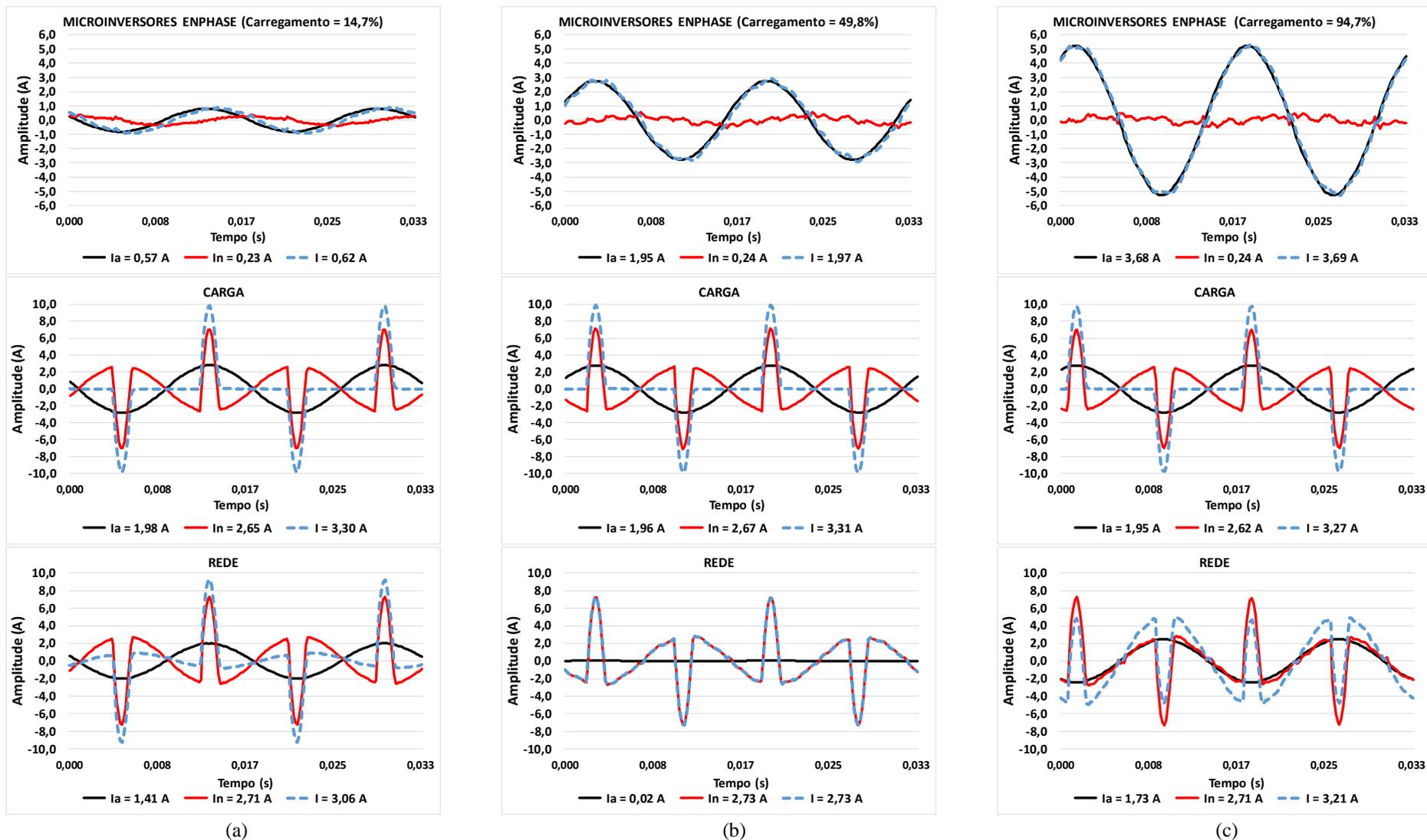


Figura 3.39 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e dos microinversores ENPHASE com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c). (Fonte: Elaborado pelo autor)

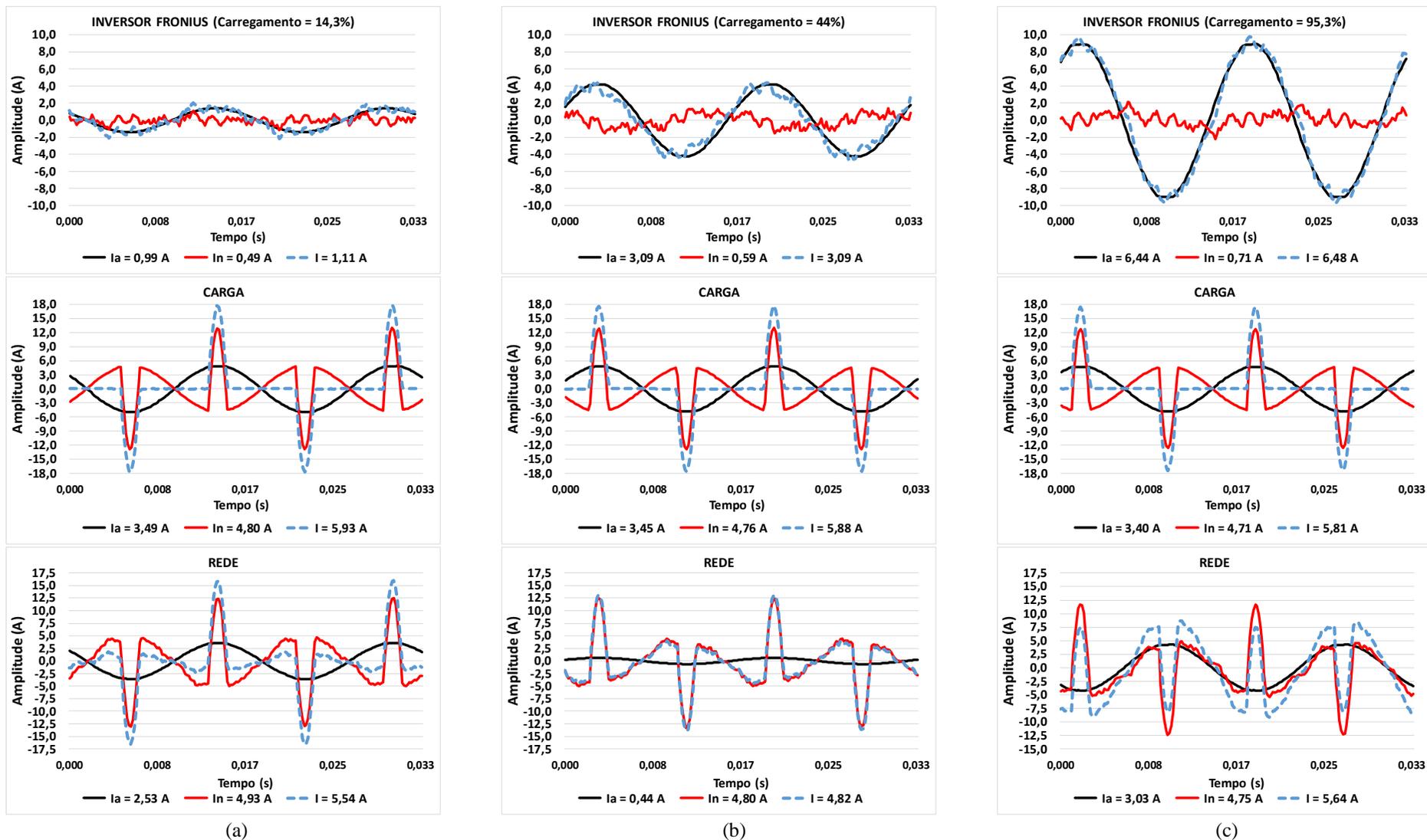


Figura 3.40– Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original da rede, da carga e do inversor FRONIUS com o carregamento abaixo de 15 % (a), próximo de 50 % (b) e superior a 68 % (c). (Fonte: Elaborado pelo autor)

Nas Figuras 3.37 (b), 3.38 (b), 3.39 (b) e 3.40 (b) o carregamento do inversor é próximo à demanda da carga (carregamento próximo de 50 %). A corrente ativa demandada da rede é baixa, quase inexistente nas situações apresentadas para o inversor da SMA do SFCR 2 e para os microinversores da Enphase do SFCR 3. Isso ocorre porque a parcela ativa demandada pela carga está sendo atendida pelo SFCR, restando a rede atender a parcela não ativa, de tal modo que a forma de onda original medida apresenta aproximadamente a mesma forma de onda da corrente não ativa da carga.

Ao se comparar as situações em que o inversor apresentou carregamento inferior a 15 % e superior a 68 % é possível observar que ocorre uma inversão da polaridade da forma de onda da corrente ativa da rede, isso ocorre porque na situação em que o inversor apresenta um carregamento abaixo de 15 %, a sua corrente ativa produzida não é suficiente para atender a corrente ativa demandada pela carga, havendo uma solicitação de corrente ativa da rede para complementar a demanda da carga. Já na situação em que o inversor apresenta um carregamento superior a 68 %, a sua corrente ativa produzida é superior a demandada pela carga, havendo assim a injeção desse excedente de corrente ativa na rede.

Na Figura 3.41 está apresentado o comportamento da THDi da rede em função do carregamento dos inversores para os casos 6, 12 e 13. Para esses casos a THDi da corrente demandada pela carga medida foi na ordem de 65 %, o FP da carga na ordem de 0,8, e o fator de crista na ordem de 2,05. As potências ativas configuradas nos casos 6, 12 e 13 foram, respectivamente, 50 %, 25 % e 75 % do valor da potência nominal do inversor.

Na Figura 3.41, é possível observar que o THDi visto pela rede se eleva a medida em que o carregamento do inversor se aproxima da demanda da carga. É possível constatar que ao se variar a potência demandada pela carga, a THDi medida no lado da rede se comporta de maneira diferente na operação dos diferentes SFCR utilizados no trabalho. Entretanto é possível observar que existem situações em que a THDi da rede apresentou valores menores que os da carga. Essas situações ocorreram na operação do SFCR em conjunto com o caso 12, onde o carregamento do inversor atingiu valores superiores ao dobro da carga demandada.

Para melhor avaliar essa situação, foram selecionados pontos do caso 12, apresentado na Figura 3.41, em que o THDi da rede medido foi menor que o da carga. Esses valores estão apresentados na Tabela 3.8. Nessa tabela consta os valores de potência ativa, não ativa e fator de potência e THDi da rede, do inversor e da carga, medidos durante a operação de cada SFCR.

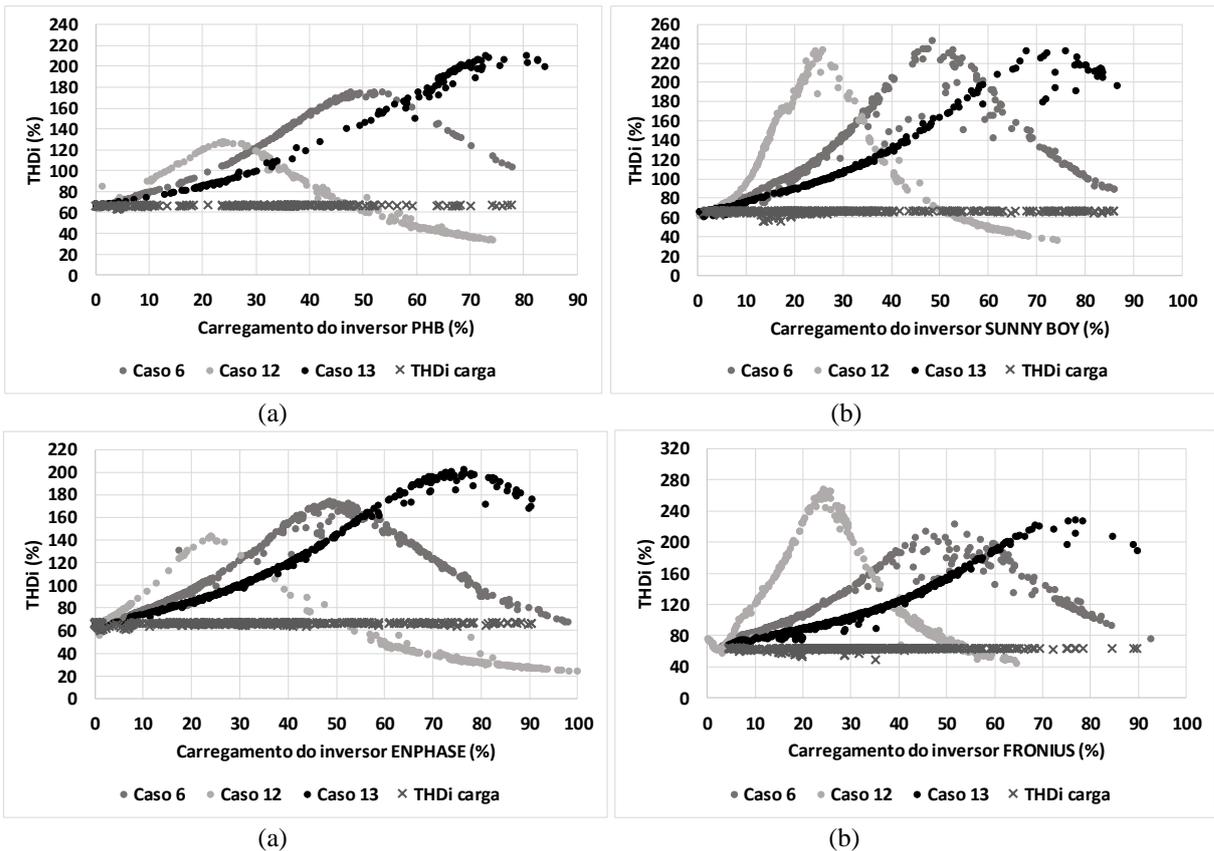


Figura 3.41 – Relação entre a THDi da corrente da rede, para os casos 6, 12 e 13, em função carregamento dos inversores: SFCR1 (a); SFCR 2 (b); SFCR 3 (c); e SFCR 4(d).

(Fonte: Elaborado pelo autor)

Na Tabela 3.8 verifica-se que, para os pontos apresentados, a THDi da carga apresenta valores na ordem de 65 %. Já a THDi da corrente dos inversores apresenta valores entre de 2,08 % e 12,57 %, e a THDi dos sinais de corrente da rede apresentam valores menores do que os apresentados pela carga. O inversor do SFCR operou com fornecimento de potência ativa acima do dobro da potência ativa requerida pela carga. O valor da THDi presente no lado da rede menor que o medido na carga é atribuído a elevada injeção de potência ativa na rede proveniente da geração fotovoltaica. As Figuras de 3.42 a 3.45 mostram as formas de onda de corrente da rede, da carga e da saída do inversor do SFCR, e seus respectivos espectros harmônicos.

Nas Figuras de 3.42 a 3.45 é possível observar que as componentes harmônicas da corrente da carga, diferentes da fundamental, são supridas pela rede, enquanto a componente fundamental é atendida pelo sistema fotovoltaico, de tal forma que a componente fundamental da corrente injetada na rede, para estas situações, apresenta amplitude superior a componente fundamental da carga, justificando assim o menor valor de THDi medido no lado da rede.

Tabela 3.8 – Potência ativa, não ativa, FP e THDi da carga, do inversor e da rede, para o caso 12 operando com o SCFR 1 (a); SCFR 2 (b); SCFR 3 (c); e SCFR 4 (d). (Fonte: Elaborado pelo autor)

SFCR 1	P (W)	N (VAr)	FP	THDi (%)
Carga	595,35	454,17	0,795	65,02
Inversor	1590,52	190,53	0,993	2,93
Rede	-992,83	563,98	0,87	38,98

(a)

SFCR 2	P (W)	N (VAr)	FP	THDi (%)
Carga	296,65	226,96	0,794	66,16
Inversor	817,46	43,51	0,999	2,97
Rede	-518,81	250,51	0,900	40,93

(b)

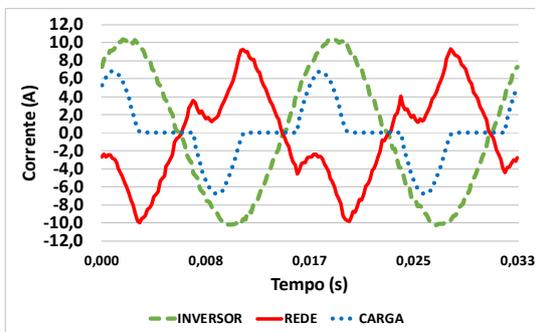
SFCR 3	P (W)	N (VAr)	FP	THDi (%)
Carga	212,79	162,63	0,795	66,78
Inversor	866,57	58,97	0,998	2,08
Rede	-652,13	194,62	0,958	23,67

(c)

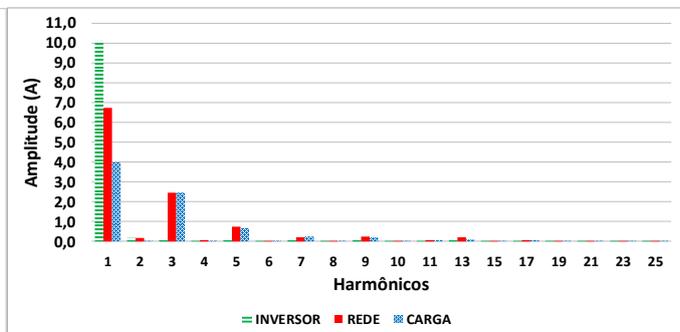
SFCR 4	P (W)	N (VAr)	FP	THDi (%)
Carga	370,33	283,36	0,794	64,02
Inversor	905,42	168,99	0,983	12,57
Rede	-531,55	348,84	0,836	55,43

(d)

Com base na Equação (3.3) e os espectros harmônicos de amplitude da corrente apresentados nas Figuras 3.42 a 3.45, é fácil constatar que a medição da THDi menor que a da carga, medida no lado da rede, se dá devido à injeção da componente fundamental na rede ser superior a demandada pela carga.

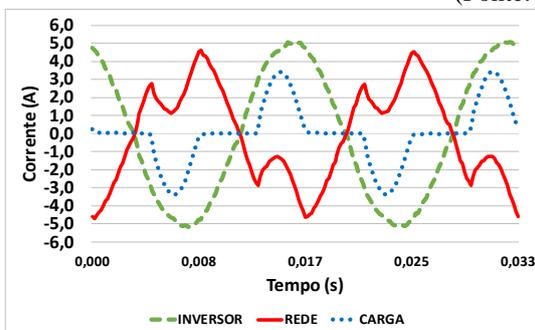


(a)

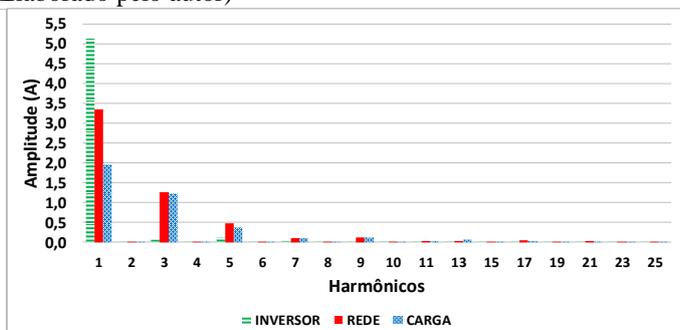


(b)

Figura 3.42 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 1. (Fonte: Elaborado pelo autor)



(a)



(b)

Figura 3.43 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 2. (Fonte: Elaborado pelo autor)

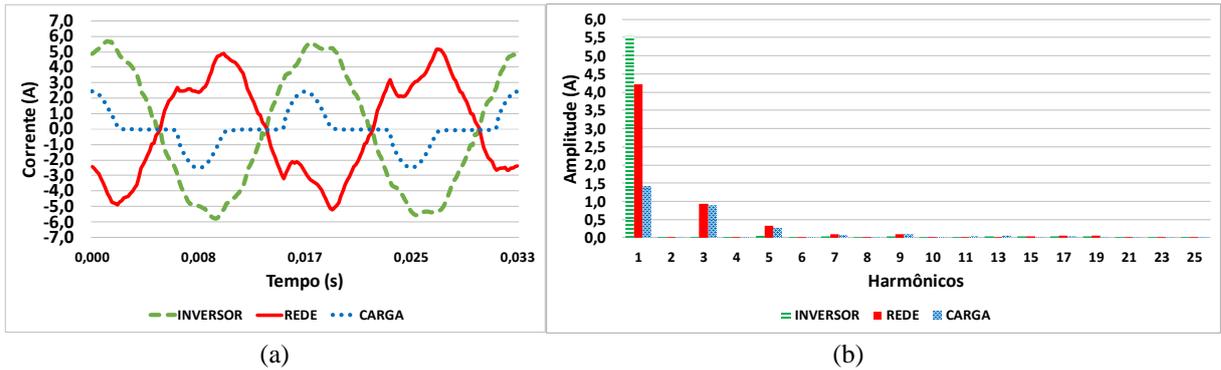


Figura 3.44 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 3.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

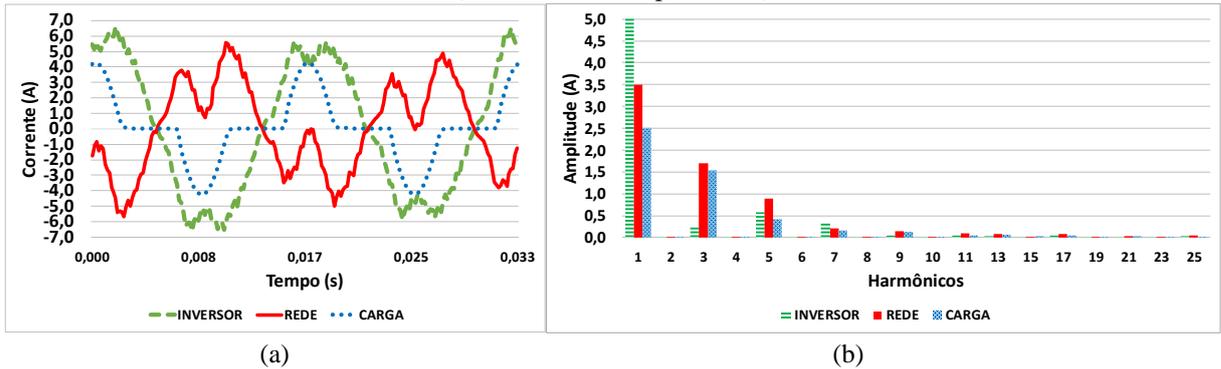


Figura 3.45 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, da carga e do SFCR 4.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

Nas Figuras 3.46 a 3.49 estão apresentadas as parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original medida da rede, para a situação apresentada na Tabela 3.8, cujos valores rms estão apresentados nas legendas da figura.

Na Figura 3.46 observa-se que a maior parcela da corrente da rede é composta pela parcela ativa, o que corrobora para justificar a menor THDi medida para essa situação, em comparação com a situação apresentada na Tabela 3.7.

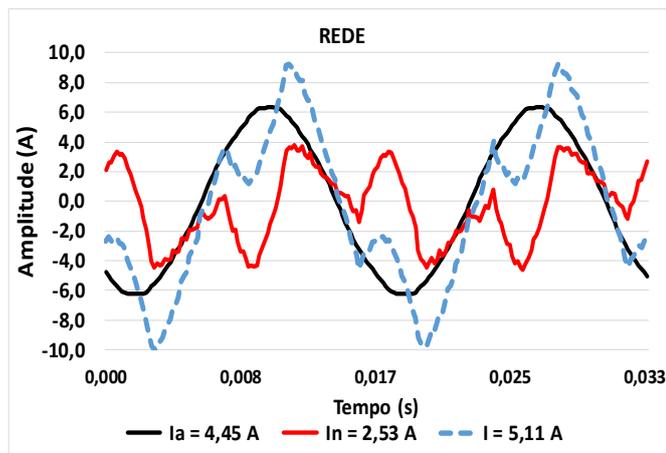


Figura 3.46 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação dos SFCR 1.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

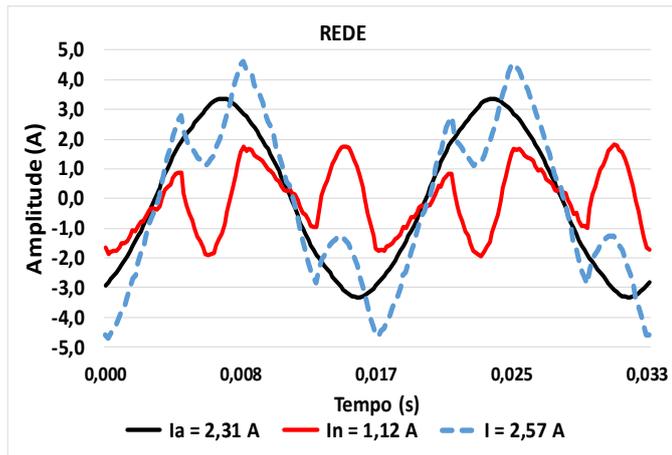


Figura 3.47 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação dos SFCR 2.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

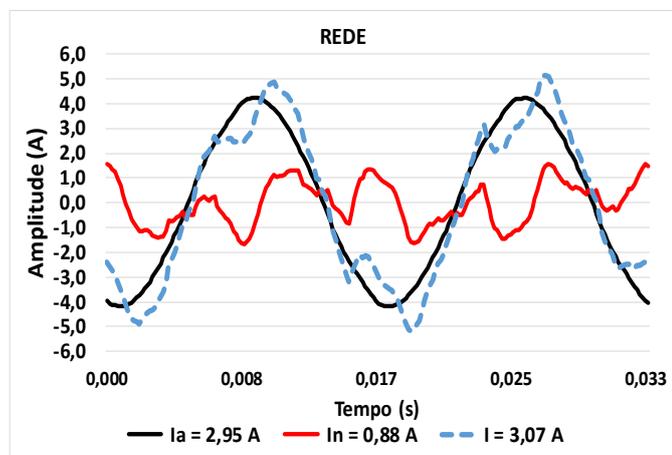


Figura 3.488 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação do SFCR 3.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

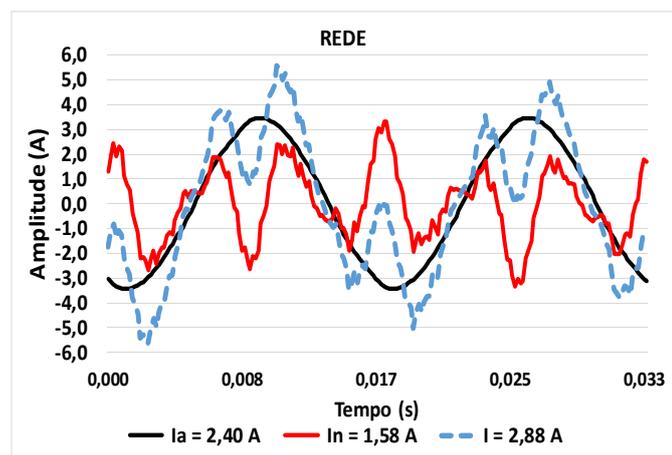


Figura 3.49 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede com a operação do SFCR 4.
(Fonte: Elaborado pelo autor)

CONCLUSÃO

A bancada e a metodologia desenvolvida para a realização deste estudo mostraram-se uma boa ferramenta para verificar o comportamento dos parâmetros da rede, bem como os parâmetros dos SFCR operando em conjunto com a carga eletrônica programável.

A partir dos dados coletados, pode-se concluir que a operação dos SFCR pode elevar os níveis de tensão da rede. Constata-se que os inversores devem operar preferencialmente com fator de dimensionamento menor que 1 com o intuito de fazer com que o inversor opere o maior tempo possível em uma faixa de carregamento próximo ou acima do nominal, mantendo os valores de FP e THDi dentro dos valores aceitáveis segundo as normas vigentes.

Outra constatação do estudo é que o SFCR pode contribuir tanto para o aumento como para a redução da THDi vista pela rede elétrica local, sendo possível observar que a maior contribuição para distorção harmônica na corrente entregue pela rede está atrelada ao perfil de demanda da carga, uma vez que para valores de potência de saída do inversor próximo de sua potência nominal, o mesmo apresenta uma baixa THDi na corrente. Por meio dos gráficos apresentados para alguns casos simulados de demanda e operação dos SFCR, é possível verificar que os inversores dos SFCR contribuíram para o atendimento da parcela da componente fundamental da demanda da carga e o restante (não ativo) é suprido pela rede. É importante frisar que as situações em que a potência ativa produzida pelos inversores se aproximou da demanda da carga houve uma elevação da THDi da rede medida devido à redução da componente fundamental demandada da rede, não pelo aumento das componentes de corrente com frequências múltiplas da fundamental.

No estudo apresentado é possível observar que a demanda de potência ativa da rede varia com o carregamento do inversor, enquanto que a demanda de potência não ativa é mantida aproximadamente constante, causando um impacto no FP visto pelo lado da rede. Para os casos em que a carga apresenta baixa demanda de potência não ativa e elevado FP, a rede apresenta um FP também elevado. Para os casos em que a carga apresenta uma demanda de potência não ativa considerável e baixa potência ativa da rede, devido à contribuição do SFCR, o fator de potência visto pelo lado da rede é menor que o observado na carga.

Como sugestões para trabalhos futuros destaca-se:

- Aprimorar a metodologia, a bancada de testes e o *software* desenvolvidos para que possa ser possível coletar dados dos parâmetros do lado c.c. do inversor, bem como parâmetros de temperatura e irradiância;
- Avaliar como a interação entre o SFCR e a carga impacta na operação dos medidores utilizados para tarifação de energia;
- Aprofundar o estudo utilizando equipamentos de maior precisão e exatidão;
- Reproduzir as análises considerando as variações de uma curva de carga real de uma edificação;
- Reproduzir as análises considerando condições controladas no lado c.c.; e
- Reproduzir as análises considerando inversores com compensação de reativo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade de energia**. Brasília, 2017.

ALMEIDA, M. P. **Implicações técnicas da inserção em grande escala da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica**. Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (Tese de doutorado), São Paulo, p. 191, 2017.

AMARIPADATH, D.; ROCHE, R.; JOSEPH-AUGUSTE, L.; ISTRATE, D.; FORTUNE, D.; BRAUN, J.P.; GAO, F. **Power Quality Disturbances on Smart Grids - Overview and Grid Measurement Configurations**. 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC) . 2017

AMOO, A. L.; ALIYU, U. O.; BAKARE, G. A.; DALILA, M. S. **Assessment of Harmonic Penetration with Embedded PV in Nigerian Power System**. Power Systems Conference (PSC), Clemson University, 2016.

ANZALCHI, A.; SUNDARARAJAN, A.; MOGHADASI, A.; SARWAT, A. **Power Quality and Voltage Profile Analyses of High Penetration Grid-tied Photovoltaics: A Case Study**. IEEE, Industry Applications Society Annual Meeting, 2017.

ANURANGI, R. O.; ASANKA, S. R.; UPULI, J. **Effects of High Levels of Harmonic Penetration in Distribution Networks with Photovoltaic Inverters**. IEEE International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), 2017.

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

ARENA, L. D. O.; MELO, G. A.; CANESIN, C. A. **Fpga-based power meter implementation for three-phase three-wire and four-wire power systems, according to ieee 1459-2010 standard.** IEEE, 2017.

BARBU, V.; CHICCO, G.; CORONA, F.; GOLOVANOV, N.; SPERTINO, F. **Impact of a photovoltaic plant connected to the MV network on harmonic distortion: An experimental assessment.** U.P.B. Sci. Bull, Series C, v. 75, p. 189-193. 2013.

BAYRAM, I. S.; USTUN, T. S. **A survey on behind the meter energy management systems in smart grid.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 72, p. 1208-1232, 2017

BLOCK, P. A. B.; SALAMANCA, H. L. L.; TEIXEIRA, M. D.; DAHLKE, D. B.; SHIONO, O. M.; DONADON, A. R.; CAMARGO, J. C. **Power Quality Analyses of a Large Scale Photovoltaic System.** The fifth International Renewable Energy Congress IREC, 2014.

BOLLEN, M.; RÖNNBERG, S.; ZAVODA, F. **Consequences of smart grid for power quality: Overview of the results from CIGRE joint working group C4.24/CIREC.** IEEE PES, Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2017

BOLLEN, M.; OLOFSSON, M.; LARSSON, A.; RÖNNBERG, S.; LUNDMARK, M. **Standards for Supraharmonics (2 to 150 kHz).** IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine, v. 3, 2014.

CAAMAÑO, E. M.; LAUKAMP, H.; JANTSCH, M.; ERGE, T.; THORNYCROFT, J.; DE MOOR, H.; COBBEN, S.; SUNA D.; AND GAIDDON B.; **Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks.** Progress in Photovoltaic: Research and Applications, p. 629–643, 2008.

DENG, J.; ROTARU, M. D.; SYKULSKI, J. K. **Harmonic Analysis of LV Distribution Networks with High PV Penetration.** The 7th International Conference on Modern Power Systems (MPS), 2017.

DI SANTO, K. G.; DI SANTO, S. G.; MONARO, R. M.; SAIDEL, M. A. **Active demand side management for households in smart grids using optimization and artificial intelligence.** Measurement, v. 115, p. 152 – 161, 2018.

DUGAN, R. C. **Electrical Power Systems Quality**. 2nd ed. New York: McGraw-Hill. 265 p. 2002.

DUMITRACHE, I.; DOGARU, D. I. **Smart Grid Overview: Infrastructure, Cyber-Physical Security and Challenges**. 20th International Conference on Control Systems and Science, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro, 2017.

PEREIRA, B. E.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, L. S.; TIEPOLO, M. G.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2017.

FRYZE, S. “**Wirk-, Blind-, und Scheinleistung Stromkreisen mit nitchsinusförmigem Verlauf von Strom und Spannung**”, ETZ-Arch. Elektrotech Z., v. 53, nº 25, 26 e 27, p. 596 – 599, 625 – 627, 700 – 702, 1932.

GALHARDO, M. A. B. **Estudo da influência mútua de harmônicos e cargas não-lineares em sistemas de energia elétrica**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará (Dissertação de mestrado). Belém, 2002.

GALHARDO, M. A. B. **Contribuições ao estudo da compensação de harmônicos em sistemas de energia elétrica**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará (Tese de doutorado). Belém, 2006.

HOSSAIN, M. S.; MADLOOL, N. A.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J.; PANDEY, A. K.; KHAN, A. F. **Role of smart grid in renewable energy: An overview**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 60, p. 1168 – 1184, 2016.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std. 929-2000 - Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. 2000.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std. 1159-2009 - Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std. 519-1992 - Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. 1992.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std. 519-2014 - Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. 2014.

JENKINS, N.; LONG, C.; WU, J. **An Overview of the Smart Grid in Great Britain**. Engineering, v. 1, p. 413 – 421, 2015.

JEGEN, M.; PHILION, X. D. **Smart grid development in Quebec: A review and policy approach**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, p. 1922–1930, 2018

JIMENEZ, H.; CALLEJA, H.; GONZAÁLEZ, R.; HUACUZ, J.; LAGUNAS, J. **The Impact of Photovoltaic Systems on Distribution Transformer: A Case Study**. Energy Conversion and Management, p. 311-321, 2006.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1ª edição. São Paulo: Blucher, p. 328, 2005.

KAKRAN, S.; CHANANA, S. **Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 81, p. 524–535, 2018.

KALAIR, A. ABAS, N. KALAIR, A. R. SALEEM, Z. KHAN, N. **Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 78, p. 1152–1187, 2017.

KLATT, M. MEYER, J. SCHEGNER, P. LAKENBRINK, C. **Characterization of supraharmonic emission caused by small photovoltaic inverters**. Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower), 2016.

KOPICKA, M.; PTACEK, M.; TOMAN, P. **Analysis of the Power Quality and the Impact of Photovoltaic Power Plant Operation on Low-Voltage Distribution Network.** Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2014.

KUNDUR, P. **Power system stability and control.** [s.l.] McGraw-Hill, 1994.

MACÊDO, W. N. ZILLES, R. **Operational Results of Grid-Connected Photovoltaic System with Different Inverter's Sizing Factors (ISF).** Progress in Photovoltaic: Research and Applications, p. 337–352, 2006.

MACÊDO, W. N. ZILLES, R. **Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities.** Energy for Sustainable Development, v. 13, p. 202–211, 2009.

MAHELA, O. P. SHAIK, A. G. GUPTA, N. **A critical review of detection and classification of power quality events.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 41, p. 495–505, 2015.

MAHELA, O. P. SHAIK, A. G. **Topological aspects of power quality improvement techniques: A comprehensive overview.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 58, p. 1129–1142, 2016.

MCBEE, K. D. **Transformer Aging Due to High Penetrations of PV, EV Charging, and Energy Storage Applications.** Ninth Annual IEEE, Green Technologies Conference (GreenTech), 2017.

MEYABADI, A. F.; DEIHIMI, M. H. **A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 80, p. 367 – 379, 2017.

MONTEIRO, J. A. **Modelagem da usina fotovoltaica do estádio do mineirão para estudos de propagação harmônica.** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da

Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (Dissertação de mestrado), Belo Horizonte, p. 134, 2014.

OBI, M.; BASS, R. **Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 58, p. 1082–1094, 2016.

PARIJÓS JUNIOR, I. R.; MAIA, K. C. S.; RIBEIRO, A. S.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N.; PINHO, J. T.; **Avaliação operacional dos efeitos do perfil de demanda em um sistema de microgeração fotovoltaica conectada à rede**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, P. 8, 2016.

PARIJÓS JUNIOR, I. R. **Estudo de afundamento de tensão a partir de dados oscilográficos**. Universidade Federal do Pará, Instituto de tecnologia (trabalho de conclusão de curso). Belém, 2010.

PATSALIDES, M.; EFTHYMIU, V.; STAVROU, A.; GEORGHIOU, G. E. **A generic transient PV system model for power quality studies**. *Renewable Energy*, v. 89, p. 526e542, 2016.

PEREIRA, H. A.; FREIJEDO, F. D.; SILVA, M. M.; MENDES, V. F.; TEODORESCU, R. **Harmonic current prediction by impedance modeling of grid-tied inverters: A 1.4 MW PV plant case study**. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 93, p. 30–38, 2017.

PINTO, A. F. C. N. **Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão**. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Tese de doutorado). São Paulo, f. 110, 2016.

PINTO, A. ZILLES, R. **Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil**. *Renewable Energy*, v. 62, p. 47 – 52, 2014.

PLANGKLANG, B.; THANOMSAT, V.; PHUKSAMAK, T. **A verification analysis of power quality and energy yield of a large scale PV rooftop**. *Energy Reports*, v. 2, p. 1 – 7, 2016.

RAHMAN, M. M.; SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A.; HASANUZZAMAN, M. **Global modern monitoring systems for PV based power generation: A review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, p. 4142 – 4158, 2018.

RAMPINELLI, G. A.; GASPARIN, F. P.; BÜHLER, A. J.; KREZINGER, A. ROMERO, F. C. **Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 58, p. 133–141, 2015.

RODWAY, J.; MUSILEK, P.; MISAK, S.; PROKOP, L. **Prediction of pv power quality: total harmonic distortion of current.** IEEE, Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2013.

RÖNNBERG, S.; BOLLEN, M.; LARSSON, A. **Grid impact from PV-installation northern Scandinavia.** 22nd International Conference on Electricity Distribution, paper n° 1036, 2013.

RÖNNBERG, S.; BOLLEN, M. H. J.; AMARIS, H.; CHANG, G. W.; GU, I. Y. H.; KOCEWIAK, Ł. H.; MEYER, J.; OLOFSSON, M.; RIBEIRO, P. F. DESMETI, J. **On waveform distortion in the frequency range of 2kHz–150kHz—Review and research challenges.** Electric Power Systems Research, v. 150, p. 1-10, 2017.

RUF, H. **Limitations for the feed-in power of residential photovoltaic systems in Germany – An overview of the regulatory framework.** Solar Energy, v. 159, p. 588-600, 1 January 2018.

SAKAR; BALCI, S. M. E.; ALEEM, S. H. E. A.; ZOBAA, A. F. **Increasing PV hosting capacity in distorted distribution systems using passive harmonic filtering.** Electric Power Systems Research, v. 148, p. 74–86, 2017.

SAYADI, F.; ESMAEILI, S.; KEYNIA, F. **Two-layer volt/var/total harmonic distortion control in distribution network based on PVs output and load forecast errors.** IET Generation, Transmission & Distribution, v. 11, p. 2130-2137. 2017.

SEME, S.; LUKAC, N.; STUMBERGER, B.; HADZISELIMOVIC, M. **Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks**. Energy, v. 134, p. 1261-1266, 2017.

SHARID, A. **An Overview of Control Architecture for Next Generation Smart Grids**. 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2017.

SHARMA, K.; SAINI, L. M. **Performance analysis of smart metering for smart grid: An overview**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 49, p. 720 – 735, 2015.

SRINATH, S.; POONGOTHAI, S.; ARUNA, T. **PV Integrated shunt active filter for harmonic compensation**. Energy Procedia, v. 117, p. 1134–1144, 2017.

SUJATHA, B. G.; ANITHA, G. S. **Enhancement of PQ in grid connected PV system using hybrid technique**. Ain Shams Engineering Journal, 2016.

THEIßEN, M.; SCHAAB, K.; STURSBERG, O. **Voltage Stability of Power Grids with PV Plants using Robust LPV-Control**. IFAC-PapersOnLine, v. 49, p. 54-59, 2016.

URBANETZ, J.; BRAUN, P.; RÜTHER, R. **Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil**. Energy Conversion and Management, v. 64, p. 8–14, 2012.

VELAZQUEZ, L. M.; TRONCOSO, R. J. R.; RUIZ, G. H.; SOTELO, D. M.; RIOS, R. A. O. **Smart sensor network for power quality monitoring in electrical installations**. Measurement, v. 103, p. 133 – 142, 2017.

WHAITE, S.; GRAINGER, B.; KWASINSKI, A. **Power Quality in DC Power Distribution Systems and Microgrids**. Energies, v. 8, p. 4378-4399, 2015.

ZAME, K. K.; BREHM, C. A.; NITICA, A. T.; RICHARD, C. L. SCHWEITZER III, G. D. **Smart grid and energy storage: Policy recommendations**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, p. 1646 – 1654, 2018.