



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

IVAN RUY DE PARIJÓS JUNIOR

INFLUÊNCIA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PERFIL DE DEMANDA E  
SEUS IMPACTOS NA GERAÇÃO DE HARMÔNICOS NA REDE

TD 02/2024

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2024

IVAN RUY DE PARIJÓS JUNIOR

INFLUÊNCIA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PERFIL DE  
DEMANDA E SEUS IMPACTOS NA GERAÇÃO DE HARMÔNICOS NA REDE

Tese submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará - UFPA, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

TD 02/2024

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: Sistemas de Energia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo.

COORIENTADOR: Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2024

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD  
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará  
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

---

D278i de Parijós Junior, Ivan Ruy.  
Influência da microgeração fotovoltaica no perfil de demanda e  
seus impactos na geração de harmônicos na rede / Ivan Ruy de  
Parijós Junior. — 2024.  
125 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo  
Coorientador(a): Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de  
Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,  
Belém, 2024.

1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2. Inversor  
Fotovoltaico. 3. Componentes Harmônicas. 4. Capacidade de  
Hospedagem. 5. Correntes Ativa e Não Ativa. I. Título.

CDD 621.31244

---

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

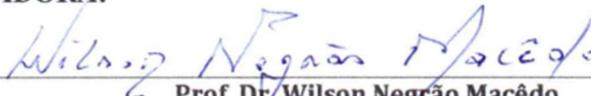
**“INFLUÊNCIA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PERFIL DE  
DEMANDA E SEUS IMPACTOS NA CIRCULAÇÃO DE HARMÔNICOS NA REDE”**

**AUTOR: IVAN RUY DE PARIJÓS JÚNIOR**

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

APROVADA EM: 29/02/2024

**BANCA EXAMINADORA:**

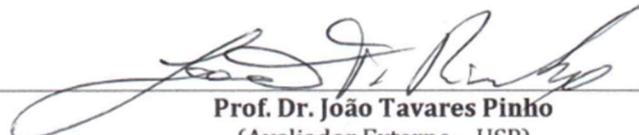
  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo**  
(Orientador – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo**  
(Coorientador – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Walter Barra Júnior**  
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Renato Luz Cavalcante**  
(Avaliador Externo ao Programa – CAMPUS TUCURUÍ/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. César Wilhelm Massen Prieb**  
(Avaliador Externo – UFRGS)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. João Tavares Pinho**  
(Avaliador Externo – USP)

**VISTO:**

\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso**  
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

“Dedico este trabalho à minha tia Edda,  
que me incentivou a ser um ser humano  
livre.”

## **AGRADECIMENTOS**

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

Agradeço à Izabela Chavez que, nos momentos difíceis, me ajudou a focar no que realmente era importante.

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

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

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

Aos Professores Dr. César Wihelm Massen Prieb, Dr. Walter Barra Junior e Dr. Renato Luz Cavalcante, pelas contribuições dadas, que ajudaram a tornar este trabalho relevante.

Aos colegas de trabalho, Arthur, Orlando, Yan, Claudomiro, Lucas, Luana, Wesley, Gabriel, Victor e José.

Não teria conseguido sem a ajuda de vocês.

“A moral dessas histórias (sobre tecnologia da época da primeira guerra mundial) apontava, repetidas vezes, que ‘há coisas que o Homem não deve saber’. No entanto, mesmo quando eu era jovem, não conseguia acreditar que, se o conhecimento fosse perigoso, a solução seria a ignorância. Sempre me pareceu que a solução tinha que ser a sabedoria. Não se devia deixar de olhar para o perigo; ao contrário, devia-se aprender a lidar cautelosamente com ele.” Isaac Asimov

## RESUMO

Este estudo aborda a inserção da geração fotovoltaica na rede elétrica, enfatizando a necessidade de considerar a alteração no perfil de carga das unidades consumidoras e a presença de componentes harmônicas na corrente da rede, produzidas pelas cargas com características não lineares e pelos inversores fotovoltaicos. No estudo foram considerados diferentes percentuais de carregamento do inversor, com o intuito de avaliar sua influência na operação da rede elétrica, devido aos diferentes níveis de componentes harmônicas. O trabalho compreende uma etapa experimental, uma etapa de elaboração de modelos de corrente de saída de inversores e outra de simulação. Na etapa experimental, foram coletados dados das correntes de saída de três inversores fotovoltaicos. Estes dados foram então utilizados na etapa de elaboração de modelos das correntes de saída dos inversores, para a realização de análises teóricas, avaliando aspectos que influenciam a qualidade de energia elétrica da rede. Esses modelos foram então utilizados na etapa de simulação. As redes avaliadas na etapa de simulações incluem um sistema padrão *IEEE* e uma rede isolada real, localizada na região Norte do Brasil. Foram feitos os comparativos da Capacidade de Hospedagem das redes utilizando duas estratégias diferentes. Na primeira estratégia foi utilizado o fluxo de potência convencional. A segunda estratégia foi feita aplicando-se os modelos desenvolvidos. Observa-se que a operação de diferentes inversores em uma mesma rede pode contribuir para a atenuação de harmônicos. Além disso, destaca-se que a presença dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, operando em conjunto com as cargas, causa uma aparente elevação do conteúdo harmônico da corrente na rede, quando, na verdade, ocorre a redução da componente fundamental circulante. Os resultados obtidos apontam que estudos de fluxo de potência convencionais podem subdimensionar a intensidade das correntes circulantes na rede por desconsiderar a presença de componentes harmônicas. O trabalho inova ao realizar a avaliação da circulação de componentes harmônicas na rede devido à operação conjunta da geração fotovoltaica e da carga, considerando diversas situações de carregamento do inversor e os efeitos da corrente elétrica do consumidor, incluindo a fase das componentes harmônicas.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede; Inversor Fotovoltaico; Componentes Harmônicas; Capacidade de Hospedagem; e Correntes Ativa e Não Ativa.

## ABSTRACT

This study addresses the integration of photovoltaic generation into the electrical grid, emphasizing the necessity to consider changes in the load profile of consumer units and the presence of harmonic components in the grid current, originating from loads with nonlinear characteristics and photovoltaic inverters. Various percentages of inverter loading were considered in the study to evaluate their impact on grid operation due to varying levels of harmonic components. The research comprises an experimental phase, a phase dedicated to developing models of inverter output currents, and a simulation phase. In the experimental phase, data on the output currents of three photovoltaic inverters were collected. These data were then utilized in the development of models of inverter output currents for theoretical analyses, evaluating factors influencing the power quality of the grid. Subsequently, these models were applied in the simulation phase. The grids evaluated in the simulation phase include a standard IEEE system and a real isolated grid, located in the Northern region of Brazil. Comparative assessments of network hosting capacity were conducted using two different strategies. The first strategy employed conventional power flow analysis, while the second strategy applied the developed models. It is observed that the operation of different inverters within the same grid may contribute to harmonic attenuation. Furthermore, it is highlighted that the presence of grid-connected photovoltaic systems, operating in conjunction with loads, results in an apparent increase in harmonic current content in the grid, whereas, in reality, there is a reduction in the circulating fundamental component. The obtained results indicate that conventional power flow studies may underestimate the intensity of circulating currents in the grid by neglecting the presence of harmonic components. This study innovates by assessing the circulation of harmonic components in the grid due to the combined operation of photovoltaic generation and load, considering various inverter loading scenarios and the effects of consumer electrical current, including the phase of harmonic components.

**Key-words:** Grid-Connected Photovoltaic Systems; Photovoltaic Inverter; Harmonic Components; Hosting Capacity; and Active and Not Active Current.

## LISTA DE FIGURAS

### Capítulo 1

Figura 1.1 – Representações gráficas da tensão e corrente na frequência fundamental ( $i_1(t)$ e $v_1(t)$ ), provenientes de uma medição efetuada durante o período de coleta de dados. ....	28
Figura 1.2 – Representações gráficas da tensão e corrente provenientes de uma medição efetuada durante o período de coleta de dados. ....	29
Figura 1.3 – Circuitos equivalentes que dissipam a mesma potência ( $P_{sinal}$ ) em um resistor ( $R$ ). ....	31
Figura 1.4 – Sinal da corrente medida e suas componentes ativa e não ativa. ....	36
Figura 1.5 – Forma de onda dos sinais $i_a(t)$ e $v(t)$ . ....	36

### Capítulo 2

Figura 2.1 – Cenário hipotético considerados dois índices de desempenho: nível de tensão e $THDv$ , ambos em função do nível de penetração de GD. ....	43
Figura 2.2 – Mapa de CH de um diagrama unifilar de uma rede genérica. ....	45
Figura 2.3 – Ampliação da CH com a realização de investimentos na rede. Fonte: Elaborada pelo autor. ....	46
Figura 2.4 – Método genérico para encontrar a CH de uma rede de baixa tensão, baseado em iterações. ....	51

### Capítulo 3

Figura 3.1 – Disposição do inversor PHB. ....	53
Figura 3.2 – Disposição do inversor SMA. ....	54
Figura 3.3 – Disposição do inversor Enphase. ....	55
Figura 3.4 – Diagrama de ligação do sistema de aquisição de dados. ....	56
Figura 3.5 – (a) Placa de aquisição de dados; e (b) bancada de aquisição de dados. ....	57
Figura 3.6 – Transdutor de tensão LV 25-P. ....	57
Figura 3.7 – Transdutor de corrente HAL 50-S. ....	58
Figura 3.8 – Curva característica dos transdutores: (a) de tensão LV 25-P e (b) de corrente HAL 50-S. ....	59
Figura 3.9 – Medidor de potência, do fabricante Chroma ATE INC, modelo 66204. ....	59

## Capítulo 4

Figura 4.1 – Fluxograma das etapas da metodologia. ....	61
Figura 4.2 – Formas de onda da tensão no ponto de acoplamento comum e corrente de saída do inversor. ....	62
Figura 4.3 – Amostra de corrente do Inversor 1 com carregamento a 10%. ....	63
Figura 4.4 – Corrente recriada a partir das componentes harmônicas extraídas do sinal medido na saída do Inversor 1. ....	64
Figura 4.5 – Amplitude das componentes harmônicas de 1 <sup>a</sup> , 3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup> ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 1. ....	65
Figura 4.6 – Amplitude das componentes harmônicas de 1 <sup>a</sup> , 3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup> ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 2. ....	66
Figura 4.7 – Amplitude das componentes harmônicas de 1 <sup>a</sup> , 3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup> ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 3. ....	67
Figura 4.8 – Fase das componentes harmônicas de 1 <sup>a</sup> , 3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup> ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 1. ....	69
Figura 4.9 – Fase das componentes harmônicas de 1 <sup>a</sup> , 3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup> ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 2. ....	70
Figura 4.10 – Fase das componentes harmônicas de 1 <sup>a</sup> , 3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup> ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 3. ....	71
Figura 4.11 – Comparação entre as correntes medidas e a corrente obtida através do modelo para um carregamento de aproximadamente 10% (a) do Inversor 1, (b) do Inversor 2 e (c) do Inversor 3. ....	72
Figura 4.12 – Comparação entre as correntes medidas e a corrente obtida através do modelo para um carregamento próximo de 50% (a) do Inversor 1, (b) do Inversor 2 e (c) do Inversor 3. ....	73
Figura 4.13 – Comparação do $THDi$ calculado a partir do modelo desenvolvido com o medido na saída (a) do inversor 1, (b) do inversor 2 e (c) do inversor 3. ....	74
Figura 4.14 – Fluxograma da etapa de simulação do fluxo de potência convencional. ..	76
Figura 4.15 – Fluxograma da etapa de simulação de fluxo de harmônicos. ....	78
Figura 4.16 – Curva de geração dos SFCR utilizada nas simulações. ....	79
Figura 4.17 – Curvas de carga simulando demandas de um consumidor residencial. ....	79
Figura 4.18 – Modelo do circuito de fonte de corrente harmônica. ....	80
Figura 4.19 – Diagrama com as distribuições de carga e SFCR, adaptado a partir do sistema <i>IEEE</i> de 33 barras. ....	82

Figura 4.20– Características do circuito 1 do sistema elétrico apresentado em Cavalcante (2021). .....	84
--	----

## Capítulo 5

Figura 5.1 – Nível de tensão nas barras para as 20 h.....	85
Figura 5.2 – Nível de tensão nas barras para as 11 h com 161,17% de penetração fotovoltaica.....	86
Figura 5.3 – $THDi$ e corrente rms dos inversores que circula nas linhas na situação de 10% de carregamento dos inversores. ....	87
Figura 5.4 – Comparativo entre as formas de onda de referência e as obtidas a parti do estudo de fluxo de harmônicos para as 17 h.....	87
Figura 5.5 – Representação da soma da demanda de todas as cargas, de todos os inversores e a corrente vista pelo transformador para as 17 h. ....	88
Figura 5.6 – Representação do cenário das 17 h em que os inversores não injetam a componente fundamental na rede. ....	89
Figura 5.7 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original do transformador, da carga e do inversor para as 17 h.....	90
Figura 5.8 – $THDi$ e corrente rms nas linhas na situação de 100% de carregamento dos inversores.....	91
Figura 5.9 – Comparativo entre as formas de onda de referência e as obtidas a parti do estudo de fluxo de harmônicos para as 11 h.....	92
Figura 5.10 – Representação da soma da demanda de todas as cargas, de todos os inversores e a corrente vista pelo transformador para as 11 h.....	93
Figura 5.11 – Representação do cenário das 11 h em que os inversores não injetam a componente fundamental na rede. ....	94
Figura 5.12 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original do transformador, da carga e do inversor para as 11 h.....	95
Figura 5.13 – $THDi$ das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para carregamentos dos inversores de: (a) 10% e (b) 100%.....	97
Figura 5.14 – $THDi$ das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para os cenários de: (a) 11 h e (b) 17 h.....	98
Figura 5.15 – Formas de onda das correntes e tensões no lado de baixa do transformador TR-1PS-04, para os cenários de: (a) 11 h e (b) 17 h. ....	99

Figura 5.16 – $THDi$ das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para o cenário das 8 h. ....	100
Figura 5.17 – Formas de onda, correntes rms e $THD$ das correntes da rede, da carga, da saída do inversor dos SFCR e da tensão para os casos: (a) de referência e (b) modelado. ....	100
Figura 5.18 – Espectro de amplitude da corrente do inversor, da carga e a resultante vista pela rede.....	101
Figura 5.19 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original do transformador, da carga e do inversor para as 11 h.....	103

## LISTA DE TABELAS

### Capítulo 1

Tabela 1.1 – Limites de distorção harmônica de corrente. ....	40
---	----

### Capítulo 3

Tabela 3.1 – Especificações técnicas do inversor PHB.....	54
Tabela 3.2 – Especificações técnicas do inversor SMA.....	55
Tabela 3.3 – Especificações técnicas do inversor Enphase. ....	56

### Capítulo 4

Tabela 4.1 – Distribuição das componentes harmônicas presentes nos sinais de corrente das cargas.....	77
---	----

### Capítulo 5

Tabela 5.1 – Comparativo entre os resultados obtidos a partir o fluxo de potência com os obtidos a parti do estudo de fluxo de harmônicos para as 17 h. ....	88
Tabela 5.2 – Comparativo entre os resultados obtidos a partir o fluxo de potência com os obtidos a parti do estudo de fluxo de harmônicos para as 11 h. ....	92
Tabela 5.3 – Valores rms das correntes dos inversores, das cargas e a vista pelo transformador, juntamente com suas parcelas ativa e não ativa.....	96
Tabela 5.4 – Corrente e $THDi$ das fases para os cenários das 17 h e 11 h.....	99
Tabela 5.5 – $FP_{desl.}$ e $FP_{dist.}$ na fase B da barra TR-1PS-02 para o cenário das 8 h. .	101

## LISTA DE ABREVEATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

$\alpha$	Ângulo da tensão
$\beta$	Ângulo da corrente
$\theta_1$	Ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente na componente fundamental
$\theta_h$	Ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente na componente harmônica de ordem “ $h$ ”
$\omega$	Frequência angular
c.c.	Corrente contínua
c.a.	Corrente alternada
$CH$	Capacidade de hospedagem
$CH_a$	Capacidade de hospedagem de um alimentador dado em <i>Watt</i>
$CH_n$	Capacidade de hospedagem da rede dado em <i>Watt</i>
$CH_t$	Capacidade de hospedagem da rede dado em porcentagem
$D_a$	Número de consumidores conectados a um alimentador
$D_I$	Potência de distorção da corrente
$D_V$	Potência de distorção da tensão
$f$	Frequência
$FP$	Fator de potência
$FP_{des}$	Fator de potência de deslocamento
$FP_{dist}$	Fator de potência de distorção
GD	Geração distribuída
$h$	Ordem da componente harmônica
$I_0$	Nível c.c. presentes nos sinais de corrente
$I_1$	Amplitude da componente fundamental da corrente
$i_1(t)$	Corrente instantânea da componente fundamental
$I_{1,rms}$	Corrente <i>rms</i> da componente fundamental
$I_{cc\,sinal}$	Corrente c.c.
$I_h$	Amplitude da componente harmônica de ordem “ $h$ ” presente no sinal de corrente
$i_H(t)$	Conteúdo harmônico presente no sinal de corrente
$I_{H,rms}$	Corrente <i>rms</i> das componentes harmônicas

$I_{rms}$	Corrente <i>rms</i>
$n$	Número de alimentadores da rede
$N$	Potência não-ativa
$P$ e $P_{sinal}$	Potência ativa
$P_1$	Potência ativa fundamental
$P_a$	Número de SFCR em um alimentador
$P_H$	Potência ativa harmônica
$p_{fv}$	Potência de GD fotovoltaica
$p(t)$	Potência instantânea
$Q$	Potência reativa
QEE	Qualidade de energia elétrica
$R$	Resistência
$S$	Potência aparente
$S_1$	Potência aparente fundamental
$S_H$	Potência aparente harmônica
$S_N$	Potência aparente não-fundamental
$S_t$	Potência aparente máxima do transformador
$t$	Tempo
$THD_I$	Taxa de distorção harmônica da corrente
$THD_V$	Taxa de distorção harmônica da tensão
$V_0$	Nível c.c. presentes nos sinais de tensão
$V_1$	Amplitude da componente fundamental da tensão
$v_1(t)$	Tensão instantânea da componente fundamental
$V_{1,rms}$	Tensão <i>rms</i> da componente fundamental
$V_{cc_{sinal}}$	Tensão c.c.
$V_h$	Amplitude da componente harmônica de ordem “ <i>h</i> ” presente no sinal de tensão
$v_H(t)$	Conteúdo harmônico presente no sinal de tensão
$V_{H,rms}$	Tensão <i>rms</i> das componentes harmônicas
$V_{rms}$	Tensão <i>rms</i>

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>19</b>
<b>1. CONCEITOS E DEFINIÇÕES DE PARÂMETROS ELÉTRICOS ABORDADOS NESTE TRABALHO.....</b>	<b>28</b>
1.1. Sinais instantâneos de tensão e corrente.....	28
1.2. Valores <i>rms</i> da tensão e da corrente .....	30
1.3. Taxa de distorção harmônica da tensão e corrente .....	32
1.4. Potência aparente .....	32
1.5. Potência Ativa .....	34
1.6. Potência reativa e Não-ativa .....	34
1.7. Corrente ativa e corrente não-ativa .....	35
1.8. Fator de potência .....	38
1.9. Considerações sobre qualidade de energia elétrica e SFCR .....	39
<b>2. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>42</b>
2.1. Resumo sobre a capacidade de hospedagem.....	43
2.2. Ampliação da capacidade de hospedagem.....	46
2.3. Metodologia de cálculo da capacidade de hospedagem.....	49
<b>3. MATERIAIS EMPREGADOS NOS ENSAIOS EXPERIMENTAIS .....</b>	<b>53</b>
3.1. Descrição dos sistemas fotovoltaicos.....	53
3.1.1. <i>Inversor fotovoltaico PHB</i> 53	
3.1.2. <i>Inversor fotovoltaico SMA</i> 54	
3.1.3. <i>Microinversor fotovoltaico Enphase</i> 55	
3.2. Sistema de aquisição de dados .....	56
<b>4. METODOLOGIA PROPOSTA PARA O ESTUDO DE FLUXO DE HARMÔNICOS.....</b>	<b>60</b>
4.1. Etapa experimental.....	61

4.2. Elaboração dos modelos.....	62
4.2.1. Reprodução do modelo .....	72
4.3. Etapa de simulação.....	75
4.3.1. Curva de geração.....	78
4.3.2. Curva de carga .....	79
4.3.3. Fonte de corrente harmônica.....	80
4.3.4. Sistema IEEE de 33 barras.....	80
4.3.5. Sistema de distribuição isolado apresentado em Cavalcante (2021) .....	83
<b>5. RESULTADOS OBTIDOS NA ETAPA DE SIMULAÇÃO COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>85</b>
5.1. Resultados obtidos com o sistema <i>IEEE</i> de 33 barras .....	85
5.2. Resultados obtidos com o sistema isolado de Cavalcante (2021).....	96
5.3. Comentários a partir dos resultados obtidos .....	104
<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>106</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>108</b>
<b>APÊNDICE A.....</b>	<b>115</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>119</b>

## INTRODUÇÃO

A utilização da GD fotovoltaica tem crescido consideravelmente em todo o mundo na última década. Dentre os motivos está a redução nos custos com a aquisição e instalação da GD fotovoltaica. Segundo o *International Renewable Energy Agency* (2023a), esses custos reduziram-se em 83% desde 2010 a 2022. Outro fator de importante contribuição está relacionado a algumas localidades que passaram a adotar políticas de incentivo para a utilização desta fonte na produção de energia elétrica (Conselho Nacional de Política Fazendária, 2022; e *International Energy Agency*, 2024).

De acordo com a *International Energy Agency* (2024), a capacidade instalada cumulativa de sistemas fotovoltaicos no mundo deve chegar a um valor superior a 3,86 TW em 2028. A capacidade instalada em 2023 foi de aproximadamente 1,5 TW. Estimativas apontam que a produção de energia por GD fotovoltaica residencial pode quadruplicar até 2030 (*International Energy Agency*, 2023b). Previsões indicam que a energia solar se tornará a principal fonte mundial de produção de energia elétrica entre 2028 e 2030, ultrapassando a fonte hídrica, que hoje ocupa essa posição (Cazzaniga; Rosa-Clot, 2021; *International Energy Agency*, 2024). Isso indica que a indústria fotovoltaica tem um grande potencial de desenvolvimento.

No cenário nacional, a GD fotovoltaica começou a ser difundida no mercado brasileiro em 2012, a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que estabeleceu condições gerais para o acesso à micro e minigeração distribuída e ao sistema de compensação de energia elétrica. Posteriormente, essa resolução normativa passou por atualizações, através das publicações das Resoluções Normativas nº 687/2015 e nº 786/2017 da ANEEL. Uma nova atualização foi realizada por meio da publicação da Resolução Normativa 1.059/2023, que promoveu adequações dos regulamentos da ANEEL às disposições da lei nº 14.300 de 2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social. Essa lei implementou uma redução na remuneração ao usuário que possui GD fotovoltaica. Enquanto em muitos mercados mudanças drásticas na política ou na compensação frequentemente levam ao desaquecimento do setor de GD fotovoltaica, no Brasil o setor deve permanecer forte, com adição média de 7 GW por ano até 2028 (*International Energy Agency*, 2024).

O Brasil é um dos países com abundantes recursos de energia solar. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), na maior parte do território nacional a irradiação diária média anual está acima de 4 kWh/m<sup>2</sup>. Em comparação com países europeus, que apresentam uma porcentagem maior de geração fotovoltaica em suas matrizes de energia elétrica, como Espanha e Alemanha, as condições dos recursos no Brasil são superiores. Destaca-se que esses mesmos países europeus continuam investindo no setor para ampliar a utilização dessa fonte, com o objetivo de reduzir a produção de energia elétrica a partir de fontes consideradas poluidoras. Portanto, este pode ser um indicador de que o Brasil tem um enorme potencial de desenvolvimento no setor energético a ser explorado.

Do ponto de vista do operador da rede, a GD fotovoltaica pode contribuir positivamente no que diz respeito à redução das perdas do sistema de distribuição e redução da demanda líquida de energia de uma região de cobertura da rede, além de contribuir para o aumento da estabilidade e confiabilidade da rede (Mulenga; Bollen, 2018). A GD fotovoltaica instalada próximo do usuário final pode contribuir para melhorar a qualidade da energia da rede e, quando adequadamente instalada ao longo da rede, permite diversos serviços auxiliares (Camilo *et al.*, 2018). Dentre os serviços auxiliares, que a geração distribuída pode contribuir, estão o controle de tensão, redução de *flicker*, compensação do fator de potência, regulação da frequência, redução do pico de consumo, compensação de harmônicos, *backup* de energia (Camilo *et al.*, 2018) e controlar o perfil de carga do consumidor (McBee, 2017; Sayadi; Esmacili; Keynia, 2017). Essas ações podem contribuir para maximizar a penetração de sistemas fotovoltaicos na rede (Mulenga; Bollen, 2020; Ismael *et al.*, 2019; Zhu *et al.*, 2018).

Um dos desafios envolvendo a utilização da GD fotovoltaica está relacionado à capacidade máxima de penetração fotovoltaica que uma rede de distribuição pode acomodar sem violar os seus limites operacionais. Muitas das redes de distribuição ao redor do mundo foram projetadas para operar com fluxo de energia unidirecional, e a introdução da GD fotovoltaica pode causar problemas na operação dos equipamentos da rede devido ao fluxo de energia reverso provocado por ela (Ruiz-Rodriguez *et al.*, 2020; Bayram; Ustun, 2017; Khadkikar *et al.*, 2012). Estudos relacionados à integração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição indicam que esses sistemas podem provocar violações nos limites de qualidade de energia da rede (Barutcu; Karatepe; Boztepea, 2020).

Quando se trata de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) envolvendo a operação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR), o foco principal está na operação do inversor, responsável por interligar o gerador fotovoltaico à rede elétrica. Este equipamento condiciona a energia injetada, que deve estar em conformidade com padrões estabelecidos pelo operador da rede.

A QEE está intimamente ligada às características das formas de onda da tensão e da corrente elétrica. No entanto, ao se discutir a Qualidade da Energia Elétrica (QEE), o foco principal recai sobre a tensão, uma vez que o controle da corrente demandada pelos consumidores é de difícil implementação. Diversos autores abordam a QEE de maneiras diversas, alguns relacionando-a diretamente a parâmetros como tensão e corrente, estabelecendo padrões para sua avaliação, enquanto outros a vinculam ao bom funcionamento e segurança dos equipamentos dos usuários finais. O *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* e o *International Electrotechnical Commission (IEC)* oferecem perspectivas a partir de uma ampla variedade de fenômenos eletromagnéticos e a compatibilidade eletromagnética.

No contexto nacional, conforme estabelecido pelos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), formulados pela ANEEL, QEE é determinada pela sua qualidade tanto como produto quanto como serviço. A qualidade do produto diz respeito aos critérios e parâmetros relativos à conformidade da tensão e à natureza das perturbações na forma de onda dos sinais de tensão e corrente. Por sua vez, a qualidade do serviço abrange a continuidade do fornecimento de energia com alto grau de conformidade. Destaca-se que não é o foco deste estudo tratar da qualidade do serviço. Portanto, neste documento, sempre que mencionado o termo QEE, refere-se exclusivamente à qualidade do produto.

Em síntese, a preocupação com a QEE concentra-se na garantia da continuidade no fornecimento de energia e nas características das formas de onda da tensão e da corrente, fundamentais para o correto funcionamento do sistema elétrico como um todo.

Dentre as possíveis ocorrências de problemas de QEE associados à inserção de GD fotovoltaica, que limitam sua integração à rede, estão: subtensão, sobretensão, desbalanço de tensão e a injeção de conteúdo harmônico na rede (Mulenga; Bollen, 2018). Esses eventos podem causar desligamentos na rede. Outros problemas estão relacionados com perdas de energia, ressonância harmônica e mau funcionamento de equipamentos da rede e das unidades consumidoras (Ruiz-Rodriguez; Hernandez; Jurado, 2020).

A penetração substancial da GD fotovoltaica na rede de distribuição ocorrida nas últimas décadas tem provocado a alteração do perfil de carga da rede (Ruf, 2018). A modificação do perfil de carga pode afetar significativamente a rede de distribuição (McBee, 2017; Pinto; Zilles, 2014). Segundo Mulenga (2020), quando a produção de energia pelos sistemas fotovoltaicos começa a exceder o consumo local, efeitos adversos significativos podem começar a ocorrer, como a elevação dos níveis de tensão da rede a valores acima do permitido. Por conseguinte, a introdução da geração distribuída fotovoltaica deve considerar o perfil de carga para manter a integridade da rede (Ramadhani *et al.*, 2021; Barutcu; Karatepe; Boztepea, 2020).

O aumento do uso de cargas eletrônicas de potência com conversores c.a./c.c. contribui para a circulação de correntes harmônicas de baixa ordem na rede (Pereira *et al.*, 2019). Além disso, as distorções de tensão da rede de distribuição tendem a aumentar à medida que se aproximam do utilizador final, devido, entre outros fatores, à presença crescente destas cargas com características não lineares (Deng; Rotaru; Sykulski, 2017). A presença de harmônicos pode reduzir o fator de potência monitorado pelo operador da rede (Pinto, Zilles, 2014; Grady; Gilleskie 1993). As componentes harmônicas produzidas por cargas não lineares podem aumentar as perdas de energia e ter impacto negativo na rede.

Existe uma interdependência direta entre fontes poluidoras e cargas sensíveis, principalmente no sistema de distribuição elétrica. É crucial que essa inter-relação ocorra harmoniosamente dentro de limites aceitáveis, garantindo que o consumidor não seja prejudicado pela presença de fatores que afetam a QEE (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

Em se tratando da operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), as distorções presentes na rede contribuem para a produção de correntes contendo harmônicos pelos inversores fotovoltaicos (Sinvula; Abo-Al-Ez; Kahn, 2019). Além disso, a operação dos sistemas fotovoltaicos pode reduzir o fator de potência do consumidor (Block *et al.*, 2014; Macêdo, Zilles, 2009; Jimenez *et al.*, 2006), que pode ser penalizado pela legislação local onde está instalado (Pinto, Zilles, 2014; Macêdo, Zilles, 2009). Portanto, o número crescente de SFCR de distribuição e a introdução crescente de cargas não lineares levaram a preocupações sobre a capacidade da rede em acomodar distorções harmônicas (Deng; Rotaru; Sykulski, 2017).

A quantidade de conteúdo harmônico produzido pelos inversores está relacionada ao *design* interno do inversor, incluindo topologia de comutação; técnica de modulação (Vinaiagan *et al.*, 2019; Schwanz *et al.*, 2018; Deng; Rotaru; Sykulski, 2017); estratégia

de controle do inversor (Sinha; Jana; Das 2018; Yegane; Sarvi, 2018); porcentagem de carregamento do inversor (Jamal *et al.*, 2017; Tran; Truong; Le, 2016; Macêdo; Zilles, 2009; Infield *et al.*, 2004); localização do inversor fotovoltaico na rede (Vinayagan *et al.*, 2019); impedância de linha (Pereira, 2017; Seme *et al.*, 2017; Yang *et al.*, 2011; Infield *et al.*, 2004); e distorções de tensão no ponto de acoplamento comum (Elkholy, 2019; Anurangi; Asanka; Upuli, 2017; Klatt *et al.*, 2016; Chicco; Schlabbach; Spertino, 2009; Infield *et al.*, 2004).

A influência da irradiância solar no carregamento dos inversores fotovoltaicos tornou-se uma questão relevante na análise de circulação de componentes harmônicas na corrente da rede, devido à operação da geração distribuída fotovoltaica (Barutcu; Karatepe; Boztepea, 2020). Os inversores fotovoltaicos geralmente são projetados para operar em ou próximo à sua potência nominal. No entanto, devido a situações de baixa irradiância solar, o condicionamento de energia do inversor e o sistema de controle podem gerar correntes com significativa distorção harmônica (Anurangi; Asanka; Upuli, 2017). Com o objetivo de prever o comportamento da taxa de distorção harmônica total ( $THD_v$ ) de uma rede contendo SFCR, Xie (2022) propõe um método probabilístico de estudo de fluxo de harmônicos envolvendo geração distribuída fotovoltaica, sendo considerados dados reais no treinamento do modelo proposto.

Dentre os estudos que envolvem a análise da circulação de harmônicos, existem aqueles que sugerem intervenções na rede para melhorar os parâmetros da rede. Parihar (2022) apresenta uma estratégia de otimização da alocação da geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição, com o objetivo de minimizar a circulação de componentes harmônicas na rede. Kazemi-Robati (2022) avalia o impacto da realização de alterações na topologia da rede de distribuição, com o objetivo de ampliar a capacidade da rede em acomodar SFCR, melhorar o perfil de tensão e reduzir perdas. Contudo, o foco desses estudos está na otimização da utilização da rede, não realizando uma análise aprofundada da interação entre as cargas e os SFCR.

Diversos estudos envolvendo a circulação de componentes harmônicas vêm sendo realizados, com o objetivo de avaliar os impactos da operação da GD fotovoltaica na rede de distribuição. Camilo (2018) apresenta um estudo de fluxo de potência que propõe a utilização de recursos de compensação de harmônicos em inversores, com o objetivo de melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas em uma rede de baixa tensão no sul de Portugal. Entretanto, este estudo considera que os inversores são capazes de compensar 100% das componentes harmônicas demandas pela unidade consumidora,

desconsiderando que os inversores também podem contribuir para que haja a circulação de componentes harmônicas na rede, principalmente nos casos em que são configurados para operar com o FP unitário e na situação de baixo carregamento.

Outro estudo envolvendo a circulação de componentes harmônicas foi apresentado em Wang (2024), que propõe a integração de uma GD fotovoltaica centralizada em uma rede de distribuição com recursos de compensação de harmônicos, operando em conjunto com um sistema de armazenamento. No estudo, foi proposto um modelo de otimização da utilização do conjunto GD fotovoltaica centralizada e sistema de armazenamento. Entretanto, desconsidera a possibilidade de integração de SFCR individuais por parte dos consumidores conectados à rede.

Carretero-Hernandez (2023) apresenta em seu estudo a comparação da injeção de componentes harmônicas de um único inversor com a operação de um conjunto de inversores de mesmo modelo. O estudo conclui que mesmo a operação em conjunto de inversores de mesmo modelo e em mesma condição de rede, na interação entre as correntes individuais dos inversores, pode ocorrer tanto atenuação como ampliação das componentes harmônicas presentes na corrente resultante que é injetada na rede. Nota-se nesse estudo a importância de não considerar um modelo único de inversor em estudos de harmônicos. Contudo, esse estudo não considera a operação dos SFCR em conjunto com a carga.

Cavalcante (2021) apresenta em seu trabalho um estudo de fluxo de potência avaliando a inserção em larga escala de SFCR em uma rede isolada, sem comprometer a qualidade da operação da rede. O objetivo do estudo foi verificar a redução do consumo de combustível por uma termoeletrica que abastece a rede isolada. Entretanto, este estudo considera apenas o nível de tensão da rede, não considerando a circulação de componentes harmônicas devido à inserção dos SFCR.

Portanto, com o aumento das cargas com características não lineares, com o aumento exponencial da introdução da geração fotovoltaica na rede e a crescente preocupação com o impacto do sistema fotovoltaico na qualidade da energia, avaliar a influência da microgeração fotovoltaica no perfil da demanda e seus efeitos na QEE da rede tornam-se ainda mais relevante.

## Objetivos

- Elaborar modelos das correntes de saída de inversores comerciais para diferentes níveis de carregamentos, a partir de dados coletados da operação de três inversores instalados nas dependências do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE).
- Avaliar o comportamento da circulação das componentes harmônicas na rede, resultantes da operação simultânea de sistemas fotovoltaicos e cargas conectadas ao longo de uma rede padrão *IEEE* e uma rede isolada real, levando em conta os perfis de demanda dos consumidores, considerando tanto a intensidade como a forma da onda da corrente;
- Avaliação da penetração de GD fotovoltaica em duas redes elétricas por meio de duas estratégias distintas: uma baseada em estudo de fluxo de potência convencional e outra utilizando modelos de fontes de correntes harmônicas. As redes avaliadas incluem um sistema padrão *IEEE* e uma rede isolada real localizada na região norte, descrita em Cavalcante (2022).

## Justificativa

A inserção da geração fotovoltaica na rede elétrica requer atenção a fatores como a alteração da curva de carga de unidades consumidoras, e a presença de componentes harmônicas na forma de onda da corrente de saída dos inversores. Este estudo visa contribuir para o melhor entendimento no que diz respeito aos impactos que a operação dos SFCR, em conjunto com o perfil da carga demandada (intensidade e forma da corrente) das unidades consumidoras, pode reduzir a capacidade que a rede tem de acomodar a GD fotovoltaica.

Na presente tese foram consideradas diferentes situações percentuais de carregamento do inversor e os efeitos da corrente elétrica do consumidor. O estudo iniciou-se com uma etapa experimental, que consistiu no monitoramento individual de três sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Nessa primeira etapa, foram coletadas amostras dos sinais de tensão no ponto de acoplamento com a rede e do sinal de corrente na saída dos inversores. Posteriormente, na etapa de tratamento dos dados, as amostras coletadas foram utilizadas para modelar a corrente de saída dos inversores. Esses modelos foram então empregados na etapa de simulações. Nessa última etapa, foram avaliados

aspectos que podem influenciar a qualidade de energia elétrica (QEE) da rede devido a operação em conjunto das cargas com os SFCR.

Este trabalho traz uma novidade ao avaliar a operação conjunta dos SFCR com as cargas, considerando a interação entre as diferentes componentes harmônicas presentes nos sinais de corrente. No estudo são considerados três modelos de inversores, com diferentes perfis de injeção de correntes, além de diferentes modelos de cargas, as quais foram ajustadas para um perfil de consumo residencial. Além das amplitudes das componentes harmônicas presentes nas correntes, as análises feitas nesse estudo também consideram as fases destas componentes harmônicas.

Nesse estudo foram utilizados apenas inversores que operam com fator de potência unitário na potência nominal, pois são os que são usualmente comercializados no Brasil devido a regulação brasileira (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013). Entretanto, é importante ressaltar que, atualmente estão sendo empregados esforços para a ampliação da regulação brasileira no que diz respeito a introdução de tecnologias e equipamentos, ainda não regulados, para operarem conectadas à rede, como, por exemplo, a utilização de baterias em conjunto com os SFCR.

## **Estrutura do trabalho**

O primeiro capítulo apresenta conceitos e definições fundamentais relacionados aos parâmetros elétricos utilizados ao longo do estudo. Este capítulo serve como base teórica, a qual constitui a fundamentação para as análises realizadas.

O segundo capítulo apresenta a definição de capacidade de hospedagem, abrangendo uma visão concisa dos elementos essenciais relacionados a esse conceito. Juntamente com o primeiro capítulo, este capítulo desempenha o papel de base teórica, a qual serve como fundamento para as análises conduzidas.

O terceiro capítulo apresenta os materiais e equipamentos empregados no desenvolvimento deste estudo. Destaca-se a apresentação dos inversores fotovoltaicos utilizados, bem como a descrição da bancada desenvolvida para a coleta de dados. Esta seção proporciona uma visão geral da metodologia e dos materiais utilizados na coleta de dados.

O quarto capítulo aborda a metodologia adotada nas etapas: experimental, de tratamento dos dados e de simulação. Nesta seção, são apresentados os procedimentos utilizados para analisar e processar os dados coletados, bem como as estratégias

empregadas na realização das simulações. Essa seção é essencial para compreensão das contribuições realizadas pelo estudo.

No quinto capítulo são apresentados os resultados decorrentes da aplicação da metodologia proposta. Nesta seção, juntamente com os resultados, são apresentadas análises relevantes para a compreensão mais aprofundada do tema em questão.

Por fim, são apresentadas as conclusões decorrentes do estudo e sugestões para trabalhos futuros.

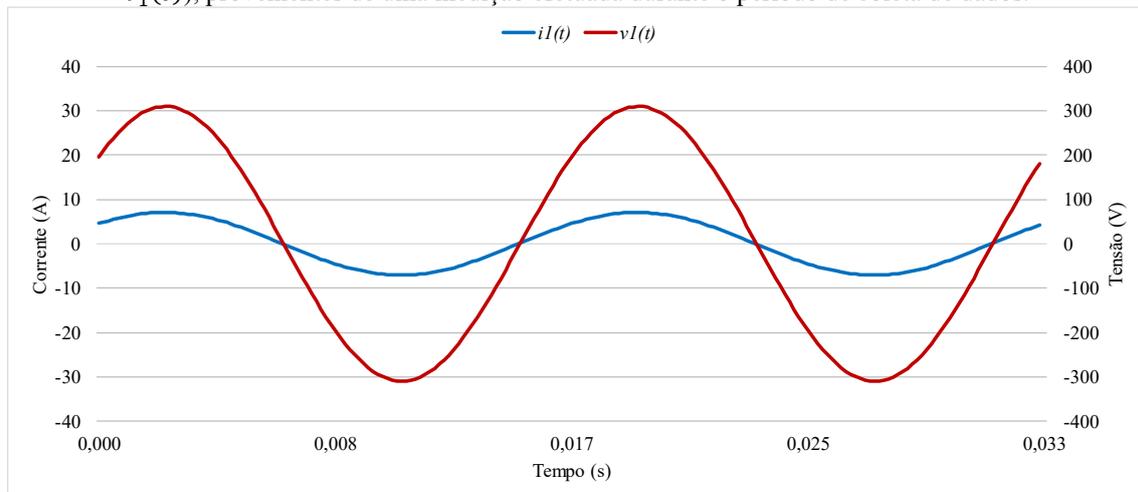
# 1. CONCEITOS E DEFINIÇÕES DE PARÂMETROS ELÉTRICOS ABORDADOS NESTE TRABALHO

## 1.1. Sinais instantâneos de tensão e corrente

A QEE está diretamente relacionada às formas de onda da tensão e corrente elétrica, cujo foco recai sobre a tensão, dada a limitação do sistema de geração em controlar apenas essa variável. O controle da corrente demandada pelos consumidores torna-se um desafio, apesar da relação direta entre tensão e corrente.

O sistema elétrico deve atender à demanda de energia comportando-se como uma fonte de tensão ideal, contendo apenas a componente do sinal na frequência fundamental (60 Hz para o Sistema Elétrico Brasileiro). Na Figura 1.1 são ilustradas as formas de onda da tensão e da corrente, na frequência fundamental, de uma medição realizada durante o período de coleta de dados utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

Figura 1.1 – Representações gráficas da tensão e corrente na frequência fundamental ( $i_1(t)$  e  $v_1(t)$ ), provenientes de uma medição efetuada durante o período de coleta de dados.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Onde,  $v_1(t)$  e  $i_1(t)$  são, respectivamente, a tensão e a corrente instantâneas na frequência fundamental. As funções matemáticas que representam os sinais da Figura 1.1, são apresentadas a seguir, nas Equações 1.1 e 1.2.

$$v_1(t) = V_1 \cos(\omega t - \alpha_1) \quad (1.1)$$

$$i_1(t) = I_1 \cos(\omega t - \beta_1) \quad (1.2)$$

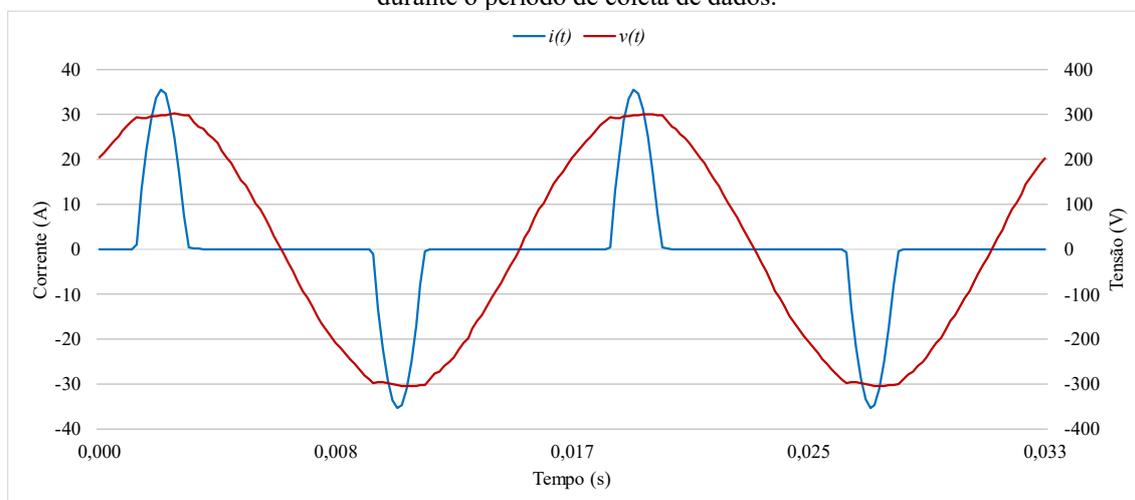
Onde  $V_1$  e  $I_1$  são os módulos das amplitudes da tensão e da corrente na frequência fundamental, respectivamente;  $\omega$  é a frequência angular, dada por  $2\pi f$  (rad/s);  $f$  é a

frequência do sinal;  $t$  representa o tempo; e  $\alpha_1$  e  $\beta_1$  são os ângulos das fases da tensão e da corrente na frequência fundamental, respectivamente.

Em um caso ideal, em um sistema de transmissão e distribuição de energia, não deveria haver problemas de QEE. Entretanto, existem desvios entre o caso ideal e a realidade que podem ser caracterizados como eventos eletromagnéticos que afetam a qualidade da energia. Dentre esses problemas estão a presença de conteúdo harmônico nos sinais de corrente e tensão.

Na maioria das situações a forma de onda da tensão nunca é exatamente uma onda senoidal de frequência única. Quando se assume que uma forma de onda é periódica, ela pode ser descrita como uma soma de ondas senoidais com frequências múltiplas da frequência fundamental. Quando um sinal periódico apresenta em seu espectro uma ou mais frequências, diferentes da fundamental, é dito que este sinal possui conteúdo harmônico. Os sinais apresentados na Figura 1.1 foram extraídos do sinal apresentado na Figura 1.2, onde é apresentado o sinal na íntegra, como medido, o qual contém conteúdo harmônico.

Figura 1.2 – Representações gráficas da tensão e corrente provenientes de uma medição efetuada durante o período de coleta de dados.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Onde  $v(t)$  e  $i(t)$  são, respectivamente, a tensão e a corrente instantâneas. Considerando que os sinais apresentados na Figura 1.2 são periódicos, eles podem ser representados como uma soma de funções senoidais, de série infinita, com frequências múltiplas inteiras da componente fundamental, além da presença de nível c.c. nos sinais. As Equações 1.3 e 1.4 são as representações matemáticas dos sinais  $v(t)$  e  $i(t)$ .

$$v(t) = V_0 + \sum_{h=1}^{\infty} V_h \cos(h\omega t - \alpha_h) = V_0 + v_1(t) + v_h(t) \quad (1.3)$$

$$i(t) = I_0 + \sum_{h=1}^{\infty} I_h \cos(h\omega t - \beta_h) = I_0 + i_1(t) + i_h(t) \quad (1.4)$$

$V_0$  e  $I_0$  são, respectivamente, as componentes c.c. presentes nos sinais de tensão e corrente;  $v_h(t)$  e  $i_h(t)$  representam o conteúdo harmônico presente nos sinais de tensão e corrente, respectivamente, e  $h$  representa a ordem da componente harmônica, múltipla inteira da componente fundamental. As parcelas harmônicas podem ser calculadas de acordo com as Equações 1.5 e 1.6.

$$v_h(t) = \sum_{h \neq 1} V_h \cos(h\omega t - \alpha_h) \quad (1.5)$$

$$i_h(t) = \sum_{h \neq 1} I_h \cos(h\omega t - \beta_h) \quad (1.6)$$

$V_h$  e  $I_h$  são as amplitudes das componentes harmônicas de ordem “ $h$ ” presentes na tensão e na corrente.

A presença de cargas não lineares no sistema é a principal causa de introdução de conteúdo harmônico na tensão da rede. Isso ocorre devido à utilização de conversores eletrônicos de potência que demandam um consumo de corrente contendo conteúdo harmônico. Por sua vez, a circulação na rede dessa corrente contendo conteúdo harmônico provoca a aparição de conteúdo harmônico na tensão. De modo geral, em uma rede robusta, o conteúdo harmônico presente na tensão não é significativo, sendo normalmente limitado a poucos por cento da magnitude da componente fundamental.

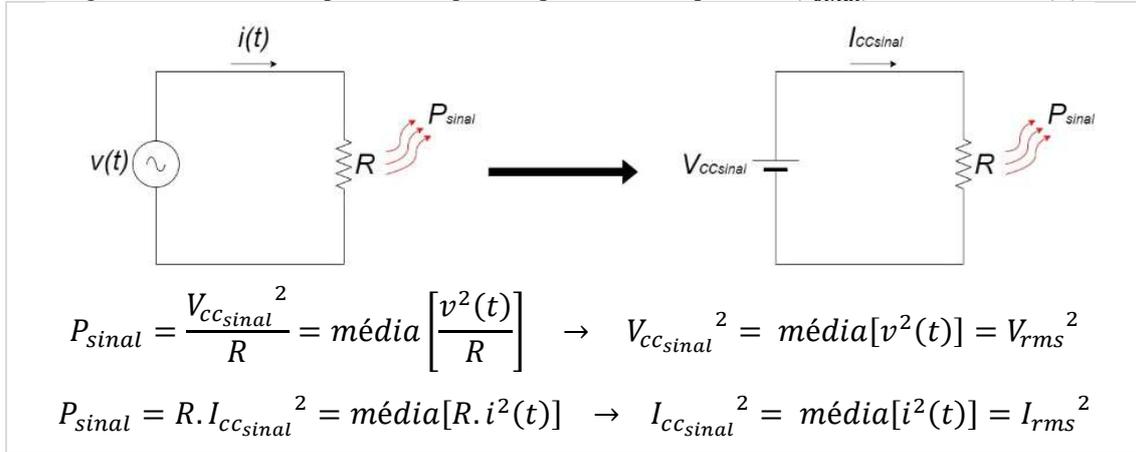
Vale destacar que, esse conteúdo harmônico pode causar uma série de problemas, sendo as perdas adicionais e o aquecimento os principais problemas. Esse efeito ocorre devido ao efeito pelicular, que é um fenômeno físico que ocorre em condutores elétricos submetidos a correntes variantes no tempo. Esse efeito provoca o aumento da resistência aparente do condutor, que é proporcional a frequência do sinal de corrente.

## 1.2. Valores *rms* da tensão e da corrente

O valor *rms* (*root mean square*) de um sinal, também conhecido como valor eficaz, é a média quadrática desse sinal instantâneo em um intervalo de tempo. Quando aplicado aos sinais  $v(t)$  e  $i(t)$ , o valor *rms* pode ser representado como sendo sinais

constantes de tensão ( $V_{cc\text{sin}}al$ ) e corrente ( $I_{cc\text{sin}}al$ ) que dissipariam a mesma potência ( $P_{\text{sin}}al$ ) em uma resistência ( $R$ ) que os sinais variantes no tempo  $v(t)$  e  $i(t)$ . A representação dos circuitos equivalentes está apresentada na Figura 1.3.

Figura 1.3 – Circuitos equivalentes que dissipam a mesma potência ( $P_{\text{sin}}al$ ) em um resistor ( $R$ ).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Onde  $V_{rms}$  e  $I_{rms}$ , são, respectivamente, a tensão *rms* e a corrente *rms*. Desta forma, considerando a equação envolvendo a tensão, a média de  $v^2(t)$  para uma determinada quantidade de períodos ( $kT$ ), a partir de um instante inicial ( $\tau$ ), pode ser calculada como dado na Equação 1.7:

$$V_{rms}^2 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v^2(t) dt \quad (1.7)$$

Substituindo a Equação 1.3 na Equação 1.7, obtém-se a Equação 1.8:

$$V_{rms}^2 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} [V_0 + v_1(t) + v_h(t)]^2 dt \quad (1.8)$$

Expandindo a Equação 1.8, obtém-se a Equação 1.9.

$$V_{rms}^2 = V_0^2 + \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} V_0^2 + v_1(t)^2 + v_h^2(t) + 2 \cdot (v_1(t) \cdot v_h(t) + v_1(t) \cdot V_0 + V_0 \cdot v_h(t)) dt \quad (1.9)$$

A média de um sinal senoidal é igual a zero. Como  $v_h(t)$  é a soma de sinais senoidais periódicos com frequências múltiplas inteiras da componente fundamental  $v_1(t)$ ; e  $V_0$  uma constante, portanto o termo  $2 \cdot (v_1(t) \cdot v_h(t) + v_1(t) \cdot V_0 + V_0 \cdot v_h(t))$  também resulta em um sinal periódico com média igual a zero. Logo, a Equação 1.9 pode ser reescrita de acordo com a Equação 1.10.

$$V_{rms}^2 = V_0^2 + \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v_1(t)^2 dt + \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v_h(t)^2 dt \quad (1.10)$$

ou seja, o quadrado do valor *rms* do sinal  $v(t)$  é dado pela Equação 1.11:

$$V_{rms}^2 = V_0^2 + V_{1,rms}^2 + V_{H,rms}^2 \quad (1.11)$$

Da mesma forma pode-se chegar à mesma conclusão para o valor *rms* do sinal de corrente, dado pela equação 1.12.

$$I_{rms}^2 = I_0^2 + I_{1,rms}^2 + I_{H,rms}^2 \quad (1.12)$$

Portanto, os valores *rms* da tensão e da corrente possuem a contribuição tanto da componente fundamental quanto das componentes harmônicas. Isolando os termos  $V_{H,rms}^2$  e  $I_{H,rms}^2$  obtêm-se as equações 1.13 e 1.14.

$$V_{H,rms}^2 = V_{rms}^2 - V_{1,rms}^2 - V_0^2 = \sum_{h=2}^{\infty} V_{h,rms}^2 \quad (1.13)$$

$$I_{H,rms}^2 = I_{rms}^2 - I_{1,rms}^2 - I_0^2 = \sum_{h=2}^{\infty} I_{h,rms}^2 \quad (1.14)$$

### 1.3. Taxa de distorção harmônica da tensão e corrente

Trata-se de um indicador empregado para quantificar o nível de conteúdo harmônico em uma forma de onda, expressando a porcentagem desse conteúdo em relação à sua componente fundamental. Os valores das taxas de distorção harmônica presentes nos sinais de tensão ( $THD_v$ ) e de corrente ( $THD_i$ ) são calculados de acordo com as Equações 1.15 e 1.16, respectivamente.

$$THD_v = \frac{V_{H,rms}}{V_{1,rms}} \cdot 100\% = \left[ \sqrt{\left(\frac{V_{rms}}{V_{1,rms}}\right)^2 - 1} \right] \cdot 100\% \quad (1.15)$$

$$THD_i = \frac{I_{H,rms}}{I_{1,rms}} \cdot 100\% = \left[ \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_{1,rms}}\right)^2 - 1} \right] \cdot 100\% \quad (1.16)$$

Ressalta-se que as componentes  $V_0$  e  $I_0$  não são consideradas nos cálculos da  $THD_v$  e  $THD_i$ .

### 1.4. Potência aparente

A potência aparente ( $S$ ) representa a máxima potência fornecida a uma carga através de um circuito, mantendo constante a tensão *rms* na carga e as perdas de potência no circuito. Essa condição ideal otimiza a utilização do circuito, preservando o processo

de conversão de energia na carga, enquanto aumenta a quantidade de energia transmitida, sem afetar as perdas térmicas na linha ou no cabo. A potência aparente é resultado do produto entre os valores *rms* da tensão e corrente, para um sistema a dois fios, pode ser calculada de acordo com a Equação 1.17.

$$S^2 = (V_{rms} \cdot I_{rms})^2 \quad (1.17)$$

Substituindo as Equações (1.11) e (1.12), na Equação (1.17) e considerando que as componentes c.c em uma rede robusta podem ser consideradas depressíveis, obtém-se a Equação 1.18, que representa a potência aparente em função dos valores das componentes fundamentais e das componentes harmônicas.

$$S^2 = (V_{1,rms}^2 + V_{H,rms}^2) \cdot (I_{1,rms}^2 + I_{H,rms}^2) \quad (1.18)$$

Desenvolvendo a Equação 1.18, obtém-se a Equação 1.19.

$$S^2 = (V_{1,rms} \cdot I_{1,rms})^2 + (V_{1,rms} \cdot I_{H,rms})^2 + (V_{H,rms} \cdot I_{1,rms})^2 + (V_{H,rms} \cdot I_{H,rms})^2 \quad (1.19)$$

onde, o primeiro termo da Equação 1.19 é denominado de potência parente fundamental ( $S_1$ ), o segundo termo é a potência de distorção da corrente ( $D_I$ ), o terceiro termo é a potência de distorção da tensão ( $D_V$ ) e o quarto termo é a potência de distorção harmônica ( $S_H$ ). Logo, a Equação 1.19 pode ser reescrita de acordo com a Equação 1.20.

$$S^2 = S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_H^2 \quad (1.20)$$

A parcela  $D_I^2 + D_V^2 + S_H^2$ , da Equação 1.20, é denominada de potência aparente não-fundamental ( $S_N$ ). Logo, a equação da potência aparente pode ser escrita de acordo com a Equação 1.21.

$$S = \sqrt{S_1^2 + S_N^2} \quad (1.21)$$

$S_N$  pode ser calcula a partir dos valores de  $THD_i$  e  $THD_v$ , substituindo as Equações 1.15 e 1.16 na Equação 1.21, resultando na Equação 1.22.

$$S_N = S_1 \sqrt{THD_i^2 + THD_v^2 + (THD_i THD_v)^2} \quad (1.22)$$

Em termos práticos, para redes robustas, em que  $THD_v < THD_i$ , o termo  $(THD_i THD_v)^2$  pode ser considerado igual a zero, simplificando a Equação 1.22.

## 1.5. Potência Ativa

A potência instantânea ( $p(t)$ ) é calculada a partir produto entre  $v(t)$  e  $i(t)$ . Como os valores de tensão e corrente são variáveis no tempo, a potência instantânea resultante também é variável no tempo e é dada de acordo com a Equação 1.23.

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (1.23)$$

O valor médio da potência instantânea consumido por uma carga é denominado de potência ativa ( $P$ ) e é calculado de acordo com a Equação 1.24.

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p(t) dt = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v(t) \cdot i(t) dt = P_0 + P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_{\infty} \quad (1.24)$$

Agrupando as parcelas referentes às componentes harmônicas e à componente c.c., a Equação 1.24 pode ser reescrita de acordo com a Equação 1.25:

$$P = P_1 + P_H \quad (1.25)$$

onde,  $P_1$  é a parcela da potência ativa referente às componentes fundamentais da tensão e corrente, e  $P_H$  é a parcela da potência ativa referente às componentes harmônicas mais a contribuição das componentes c.c., dadas pelas equações 1.26 e 1.27, respectivamente.

$$P_1 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v_1(t) \cdot i_1(t) dt = V_{1,rms} I_{1,rms} \cos(\theta_1) \quad (1.26)$$

$$P_H = P - P_1 = V_0 I_0 + \sum_{h \neq 1} V_{h,rms} I_{h,rms} \cos(\theta_h) \quad (1.27)$$

onde,  $\theta_1$  e  $\theta_h$  representam as aberturas angulares entre os sinais de tensão e corrente para as componentes fundamental e harmônicas, respectivamente.

## 1.6. Potência reativa e Não-ativa

A presença de elementos reativos na rede, como capacitores e indutores, provoca o defasamento do sinal de corrente em relação ao sinal de tensão, dando origem a uma potência, denominada de reativa ( $Q$ ), que circula entre a carga e a geração. O surgimento dessa potência faz com que a potência ativa se torne menor que a potência aparente, uma vez que parte dessa última é utilizada pelos elementos reativos. A potência reativa pode ser calculada como a seguir, na Equação 1.28.

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} V_{h,rms} \cdot I_{h,rms} \operatorname{sen}(\alpha_h - \beta_h) \quad (1.28)$$

onde  $\alpha_h$  é a fase das componentes que compõem a tensão e  $\beta_h$  é a fase das componentes que compõem a corrente.

Entretanto, com a presença de elementos não lineares no sistema elétrico, esse “efeito reativo” causados nos sinais de tensão e corrente pode existir mesmo sem a presença de elementos reativos na rede.

A presença de distorções nas formas de onda também causa uma redução na potência ativa em relação à potência aparente, causando a circulação de uma potência relacionada ao conteúdo harmônico, sem que haja a transferência líquida de potência entre a carga e a geração.

A essa potência circulante, Fryze (1932) nomeou potência fictícia que, posteriormente como apresentado em *IEEE* (2010), foi renomeada para potência não-ativa ( $N$ ). Esta potência é calculada a partir dos valores de potência aparente e ativa, como apresentada na Equação 1.29.

$$N = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (1.29)$$

Vários modelos buscam incorporar as características físicas no cálculo de potências. É importante destacar que há diversas propostas para quantificar a parte da potência aparente não convertida em potência ativa. No entanto, não há consenso sobre o modelo mais apropriado para explicar a natureza física do fluxo de potência, conforme observado por Galhardo (2006).

### 1.7. Corrente ativa e corrente não-ativa

Fryze (1932) observou que o valor de fator de potência atinge o seu valor máximo se, e somente se, a forma de onda da corrente instantânea é proporcional à tensão instantânea. Ou seja, quando ambas estão em fase e possuem a mesma forma de onda. Assim, Fryze (1932) dividiu a corrente  $i(t)$  em uma parcela ativa ( $i_a(t)$ ) e uma parcela não-ativa ( $i_n(t)$ ), ambas ortogonais entre si. A corrente ativa possui a mesma forma de onda e fase da tensão de alimentação. Essa corrente também pode estar defasada de  $180^\circ$  em relação a tensão, em uma situação de fluxo reverso. Essa componente está diretamente relacionada com a transferência de potência ativa. A corrente ativa pode ser obtida de acordo com a Equação 1.30.

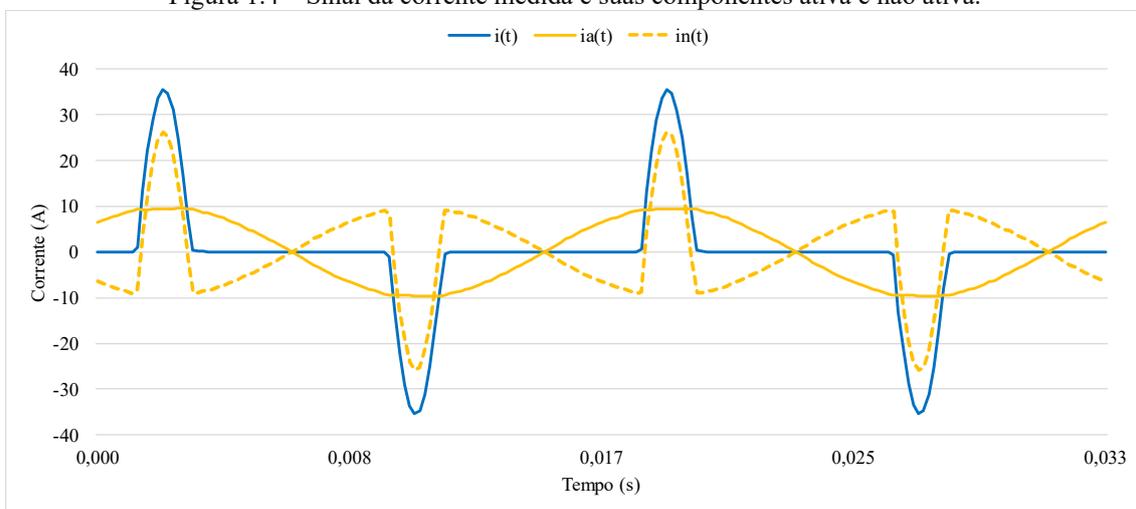
$$i_a(t) = \frac{P \cdot v(t)}{V_{rms}^2} \quad (1.30)$$

Por outro lado, a parcela não ativa possui características que não estão associadas à transferência de potência ativa. Ou seja, a corrente não-ativa não contribui para a transferência de potência ativa. A corrente não-ativa pode ser obtida a partir da equação 1.31.

$$i_n(t) = i(t) - i_a(t) \quad (1.31)$$

Assim, a decomposição da corrente  $i(t)$  em  $i_a(t)$  e  $i_n(t)$  se torna uma ferramenta a mais para a realização de análises do comportamento da transferência de potência ativa que ocorre na rede. Na Figura 1.4, um sinal  $i(t)$  é exibido, juntamente com as suas componentes ativa e não ativa. Este sinal é o mesmo apresentado na Figura 1.2.

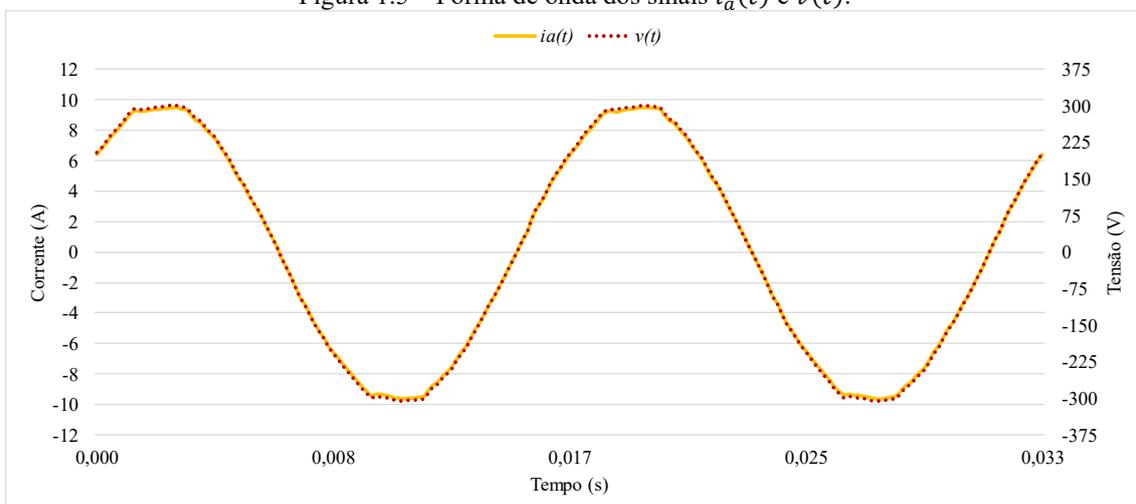
Figura 1.4 – Sinal da corrente medida e suas componentes ativa e não ativa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 1.5 é possível verificar que a forma de onda do sinal  $i_a(t)$  possui a mesma forma de onda e fase do sinal de tensão  $v(t)$  apresentado na Figura 1.2.

Figura 1.5 – Forma de onda dos sinais  $i_a(t)$  e  $v(t)$ .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, o cálculo da potência ativa ( $P$ ), conforme definido pela Equação 1.24, pode ser realizado a partir das componentes  $i_a(t)$  e  $i_n(t)$ , conforme a Equação 1.32.

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v(t) \cdot [i_a(t) + i_n(t)] dt \quad (1.32)$$

Ao Expandir a Equação 1.32, se obtém a Equação 1.33.

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v(t) \cdot i_a(t) dt + \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v(t) \cdot i_n(t) dt \quad (1.33)$$

É importante observar que, uma vez que a componente  $i_n(t)$  não contribui para a transferência de potência ativa, o segundo termo da soma, na Equação 1.33, é sempre nulo. Portanto, a Equação 1.24 pode ser expressa conforme a Equação 1.34.

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v(t) \cdot i_a(t) dt \quad (1.34)$$

Da mesma forma, o valor da corrente  $rms$ , dado pela Equação 1,12, pode ser reescrito em função das componentes ativa e não-ativa, como apresentado na Equação 1.35.

$$I_{rms}^2 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} [i_a(t) + i_n(t)]^2 dt \quad (1.35)$$

Expandindo a Equação 1.35, obtém-se a Equação 1.36.

$$I_{rms}^2 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} i_a(t)^2 + 2 \cdot i_a(t) \cdot i_n(t) + i_n^2(t) dt \quad (1.36)$$

Como  $i_a(t)$  e  $i_n(t)$  são sinais ortogonais, a parcela  $2 \cdot i_a(t) \cdot i_n(t)$ , da Equação 1.36, resulta em um valor nulo. Logo, essa equação pode ser reescrita de acordo com a Equação 1.37

$$I_{rms}^2 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} i_a(t)^2 dt + \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} i_n(t)^2 dt \quad (1.37)$$

Ou seja, o quadrado do valor  $rms$  do sinal  $i(t)$  é dado pela soma do quadrado dos valores  $rms$  das suas parcelas ativa e não-ativa, como apresentado na Equação 1.38:

$$I_{rms}^2 = I_{A,rms}^2 + I_{N,rms}^2 \quad (1.38)$$

Onde,  $I_{A,rms}$  é a corrente ativa  $rms$ , e  $I_{N,rms}$  é a corrente não-ativa  $rms$ . Portanto, a Equação 1.38 pode ser igualada a Equação 1.12, como apresentado na Equação 1.39. Em seguida, isolando  $I_{A,rms}$ , se obtém a Equação 1.40.

$$I_{A,rms}^2 + I_{N,rms}^2 = I_{1,rms}^2 + I_{H,rms}^2 \quad (1.39)$$

$$I_{A,rms} = \sqrt{I_{1,rms}^2 + I_{H,rms}^2 - I_{N,rms}^2} \quad (1.40)$$

Portanto, a partir da Equação 1.40, é possível constatar que a corrente ativa *rms* ( $I_{A,rms}$ ), pode possuir contribuição tanto da parcela fundamental ( $I_{1,rms}$ ), quanto da parcela contendo conteúdo harmônico ( $I_{H,rms}$ ). Essa mesma análise pode ser feita para a corrente não ativa *rms* ( $I_{N,rms}$ ).

### 1.8. Fator de potência

O Fator de Potência (*FP*) é um conceito derivado da necessidade de avaliar a eficiência com que uma carga utiliza a corrente de um sistema de energia c.a.; ele é comumente expresso como a razão entre a potência ativa e a potência aparente. Em essência, o fator de potência representa a eficiência na transmissão de energia para uma carga, sendo ideal quando a potência ativa é igual à potência aparente ( $P = S$ ). O fator de potência pode ser calculado por meio da Equação 1.41.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (1.41)$$

Esta relação pode ser interpretada como a razão entre a energia realmente transmitida à carga e a energia máxima que poderia ser transmitida mantendo as perdas na linha constantes. Um alto fator de potência indica uma transmissão eficiente. Entretanto, a presença de elementos reativos e cargas não lineares na rede pode reduzir o fator de potência, indicando uma possível ineficiência.

Harmônicos na tensão e corrente, ocasionados pela presença de cargas não lineares, aumentam as perdas de energia e impactam negativamente os sistemas e componentes de distribuição de energia elétrica. Embora a relação exata entre harmônicos e perdas seja complexa, o fator de potência estabelecido oferece uma medida útil ao comparar os impactos relativos de cargas não lineares, desde que os harmônicos sejam considerados na definição do fator de potência.

Substituindo na Equação 1.41 as Equações 1.21 e 1.25, obtém-se a Equação 1.42.

$$FP = \frac{P_1 + P_H}{\sqrt{S_1^2 + S_N^2}} \quad (1.42)$$

Reorganizando os termos, a equação do  $FP$  pode ser reescrita de acordo com a Equação 1.43.

$$FP = \left(\frac{P_1}{S_1}\right) \cdot \frac{\left[1 + \left(\frac{P_H}{P_1}\right)\right]}{\sqrt{1 + \left(\frac{S_N}{S_1}\right)^2}} \quad (1.43)$$

Substituindo as Equações 1.15 e 1.16 na Equação 1.43, obtém-se a relação do  $FP$  com a  $THD_v$  e a  $THD_i$ , dada pela Equação 1.44.

$$FP = \left(\frac{P_1}{S_1}\right) \cdot \frac{\left[1 + \left(\frac{P_H}{P_1}\right)\right]}{\sqrt{1 + THD_v^2 + THD_i^2 + (THD_v^2 THD_i^2)}} \quad (1.44)$$

O primeiro termo da Equação (1.44) é conhecido como fator de potência de deslocamento ( $FP_{des}$ ), uma vez que está associado ao deslocamento da forma de onda da corrente em relação à tensão, para as componentes fundamentais. Esse termo pode ser calculado pela Equação 1.45.

$$FP_{des} = \frac{P_1}{S_1} = \frac{V_{1,rms} \cdot I_{1,rms} \cdot \cos(\theta_1)}{V_{1,rms} \cdot I_{1,rms}} = \cos(\theta_1) \quad (1.45)$$

O segundo termo da equação (1.44) é chamado de fator de potência de distorção ( $FP_{dist}$ ), já que possui relação com a presença de componentes harmônicas nos sinais de tensão e corrente, e é dado pela equação 1.46.

$$FP_{dist} = \frac{\left[1 + \left(\frac{P_H}{P_1}\right)\right]}{\sqrt{1 + THD_v^2 + THD_i^2 + (THD_v^2 THD_i^2)}} \quad (1.46)$$

É relevante observar que, situações em que a  $THD_v$  é inferior a 5%, e  $THD_i$  é elevada, a Equação 1.35 pode ser simplificada para a Equação 1.47.

$$FP_{dist} \cong \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (1.47)$$

## 1.9. Considerações sobre qualidade de energia elétrica e SFCR

A qualidade da energia está relacionada aos sinais de tensão e corrente, sendo possível detectar problemas por meio de indicadores que consideram esses parâmetros. A forma de onda, nível e frequência da tensão influenciam no fluxo de corrente em um

sistema elétrico, afetando parâmetros correlacionados, como  $THD_v$ ,  $THD_i$ ,  $FP$ , valores  $rms$  e demanda de potência. O  $FP$  avalia a eficiência do consumo de energia, enquanto  $THD_v$  e  $THD_i$  medem o conteúdo harmônico.

No contexto dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o foco está no inversor, que condiciona a energia para atender padrões de conformidade. Desvios nestes padrões podem resultar na retirada do inversor de operação. Uma das principais preocupações está na quantidade de conteúdo harmônico gerado pelos inversores, a qual depende da estratégia de controle, das distorções na tensão da rede e do carregamento do inversor (Anurangi; Asanka; Upuli, 2017; Klatt *et al.*, 2016). Inversores fotovoltaicos são projetados para operar próximo do carregamento nominal, podendo gerar conteúdo harmônico em baixos carregamentos, devido ao sistema de controle de condicionamento da potência (Anurangi; Asanka; Upuli, 2017).

No contexto nacional, o Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8, trata sobre QEE, abordando estes indicadores e limites relacionados à conformidade de tensão e perturbações na sua forma de onda. Em se tratando da operação dos inversores, a Associação Brasileira de Normas técnicas estabelece, por meio da NBR 16149 de 2013, recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.

De acordo com a Portaria Inmetro nº 140, de 21 de março de 2022, publicada no Diário Oficial da União, ficou determinado que os inversores conectados à rede, em qualquer condição de operação, não podem injetar ou absorver componente contínua na rede elétrica superior a 0,5% da sua corrente c.a. nominal. Além de que, não podem injetar corrente na rede contendo componente harmônica superior a 5% em relação à corrente c.a. fundamental na potência nominal, em qualquer condição de potência, e devem atender aos limites de distorção harmônica individual especificados na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Limites de distorção harmônica de corrente.

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

Fonte: ANEEL, 2021.

Nessa mesma portaria, também fica estabelecido que os inversores conectados à rede devem ser capazes de operar com fator de potência unitário, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, sendo configurados de fábrica com fator de potência igual a 1.

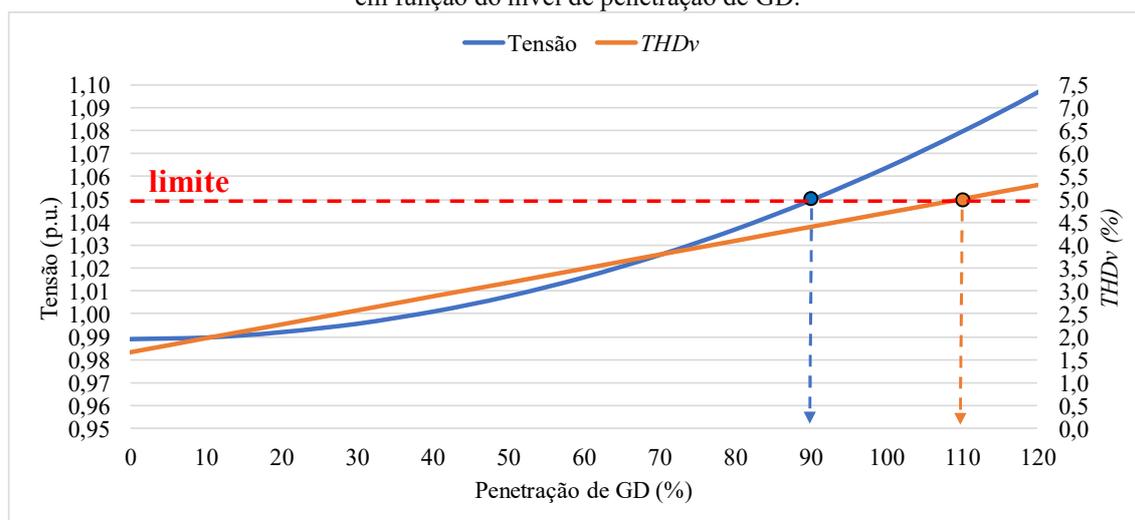
## 2. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O termo Capacidade de Hospedagem (CH) foi usado pela primeira vez em 2004 por André Even para se referir a um limite adequado de penetração de GD na rede (Bollen; Häger, 2017; Bollen; Häger, 2004). Posteriormente, a ideia foi aperfeiçoada por Bollen (2004) que tinha a intenção de resolver o conflito de interesses entre os proprietários/investidores da GD e os operadores das redes de distribuição. Esse conflito vinha se intensificando devido à falta de regulação e a crescente penetração de GD na rede. A base do conceito proposto está relacionada com os impactos técnicos que os consumidores causam na rede devido à integração de GD e sobre as imposições que o operador da rede pode exigir dos consumidores individuais para garantir o funcionamento adequado da rede.

A capacidade de hospedagem (CH) é definida como a quantidade máxima de GD que uma rede pode hospedar sem violar quaisquer padrões operacionais (Bollen; Häger, 2004). A CH de uma rede é determinada por um ou mais índices de desempenho estabelecidos para manter a qualidade de energia da rede (Xu *et al.*, 2019; Mulenga; Bollen, 2018; Cundeva; Mateska; Bollen, 2018; Schwanz *et al.* 2018). Os índices utilizados para encontrar a CH de uma rede estão relacionados a indicadores de carga, magnitude da tensão, harmônicos, sobrecarga térmica de linhas e transformadores, proteção, estabilidade e critérios limites estabelecidos para manter a adequada operação da rede (Ismael *et al.*, 2019). Bollen (2004) afirma que a CH deve ser estimada considerando cada índice de desempenho exigido pelo operador da rede.

Para facilitar o entendimento da determinação da CH de uma rede, na Figura 2.1 é ilustrado um exemplo hipotético do comportamento do nível de tensão e da  $THD_v$  em função da penetração de SFCR nessa rede. Neste contexto, dois índices de desempenho são avaliados: o nível de tensão e a  $THD_v$ . O operador da rede estabeleceu limites máximos de 1,05 p.u. para a tensão e 5% para a  $THD_v$ . Neste cenário apresentado na Figura 2.1, observa-se que, à medida que a penetração de GD aumenta, os índices aproximam-se dos valores limites especificados. Notadamente, quando a penetração atinge 90%, a rede atinge o limite estipulado para a tensão, enquanto para a  $THD_v$ , esse limite é atingido com 110%. A CH da rede é determinada pelo índice que primeiro atinge seu valor limite em função da penetração de GD, sendo, neste caso, a tensão *rms* em regime permanente. Portanto, a CH dessa rede equivale a 90% de penetração de SFCR.

Figura 2.1 – Cenário hipotético considerados dois índices de desempenho: nível de tensão e  $THD_v$ , ambos em função do nível de penetração de GD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O conceito de CH foi desenvolvido com o objetivo de tornar mais transparente o debate entre as partes interessadas. Isso não implica, contudo, que exista um valor único da CH, uma vez que a própria metodologia selecionada para realização do cálculo matemático interfere no valor numérico estimado. Dentre as incertezas na avaliação da CH estão a natureza intermitente da potência de saída da GD, devido a alterações nas variáveis meteorológicas, a alterações dos perfis de carga, e a ausência de parâmetros confirmados da rede ao efetuar os cálculos do sistema de potência. Portanto, diferentes cenários podem gerar diferentes valores de CH.

A seguir é apresentado um breve resumo sobre CH, onde são apresentados alguns resultados de estudos que envolvem o tema.

## 2.1. Resumo sobre a capacidade de hospedagem

Geralmente, como a geração máxima de GD fotovoltaica acontece simultaneamente com baixo consumo de carga residencial, a alta penetração de GD pode causar fluxo de energia reverso na rede, o que pode potencialmente causar sobretensão, especialmente em redes fracas. Hartvigsson (2021) realizou simulações para encontrar a CH das redes de distribuição da Alemanha, Suécia e Reino Unido. O estudo conclui que a principal limitação da capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos na rede, para os três países, está relacionada às violações dos níveis de tensão, seguida da limitação da capacidade de operação do transformador. Entretanto, é destacado que no estudo não foi

incluída a influência dos harmônicos, por considerar que seu impacto não é relevante em redes fortes.

Mulenga (2020) destaca que a maioria dos estudos relacionados ao nível de penetração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição avalia o quanto esse tipo de geração afeta a magnitude da tensão e o carregamento dos cabos e transformadores, enquanto outros fenômenos da rede recebem menos atenção. Entretanto, Barutcu (2020) chama a atenção para os casos em que a rede já apresenta problemas de qualidade de energia ou trabalha próximo dos limites operacionais estabelecidos. Para essas situações as componentes harmônicas não devem ser negligenciadas na determinação da CH. Como a  $THD_i$  produzida pelo inversor varia com o seu carregamento, sendo que a potência de entrada do equipamento varia com a irradiância incidente no gerador conectado ao inversor, a irradiância e/ou o carregamento do inversor devem ser considerados no processo para se encontrar a CH de sistemas fotovoltaicos na rede. A presença de conteúdo harmônico na rede contribui para a ocorrência de problemas de sobretensão (Camilo *et al.*, 2018). Somado a isso, à medida que o nível de penetração de microgeração distribuída fotovoltaica aumenta, o perfil de tensão na rede de distribuição de baixa tensão também tende a aumentar.

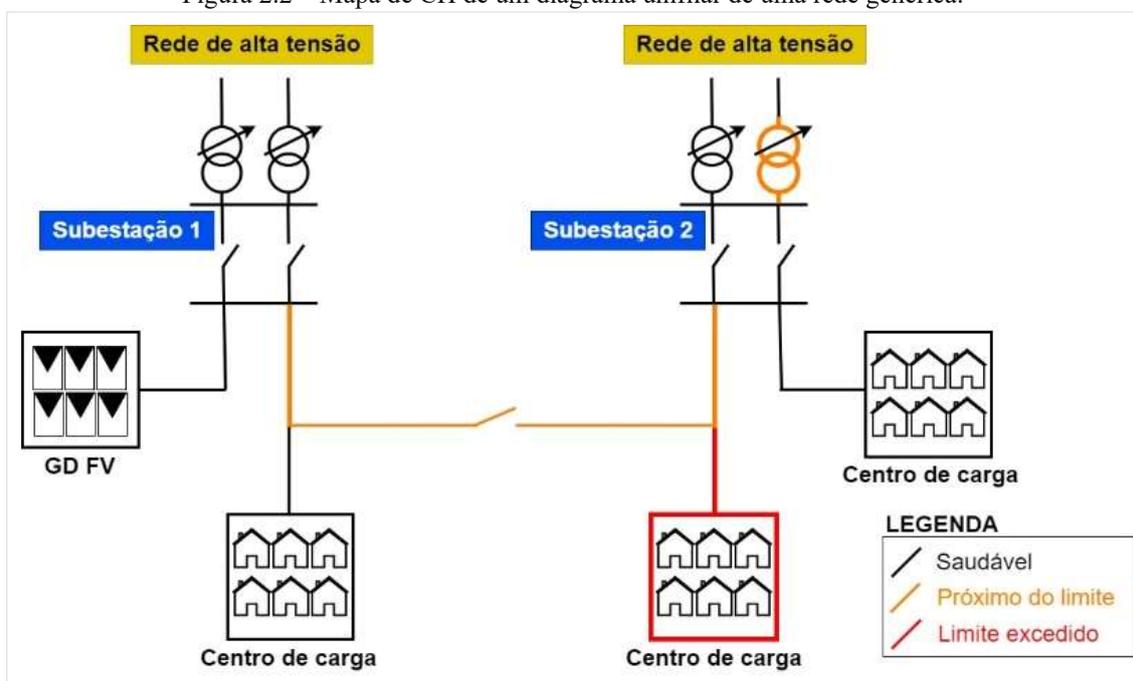
Xu (2019) chama a atenção para o fato de a maioria dos estudos avaliar a CH de sistemas fotovoltaicos na rede a curto prazo e não considerarem o planejamento a longo prazo. Quando a capacidade solar fotovoltaica instalada ultrapassa a CH local de uma rede, é necessário ampliar a capacidade da rede em acomodar SFCR, o que pode exigir custos de investimento significativos. Alguns estudos chamam essa ação de ampliar a CH de uma rede de “reforço”. Na Alemanha, o custo estimado para realizar o reforço/ampliação da infraestrutura da rede de distribuição até 2030, devido à conexão de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, está na faixa entre 28 e 42 bilhões de euros (Hartvigsson *et al.*, 2021). Yuan (2022) comenta que alguns estudos, além de utilizarem indicadores de qualidade de energia, também utilizam aspectos econômicos para calcular a CH de uma rede.

Ali (2021) destaca que, como grande parte da GD fotovoltaica está instalada em baixa tensão, muitos dos estudos de CH são realizados considerando redes de distribuição de baixa tensão. Segundo Hartvigsson (2021), 70% da capacidade solar fotovoltaica da Alemanha está instalada na rede de baixa tensão, enquanto na Itália esse percentual chega a 98%.

A ideia da criação de um *software* comercial para calcular a capacidade de uma rede em hospedar novas fontes de energia já foi implementada (Yuan; Weng; Tan, 2022). No entanto, é destacado que o método de cálculo utilizado pelo *software* é limitado. Além de ser numericamente impossível esgotar todos os cenários possíveis através de simulações. A incerteza nos cálculos da CH pode surgir devido a muitos fatores, tais como a natureza intermitente da potência de saída dos inversores fotovoltaicos, as variações de carga e as características do alimentador ao qual o sistema fotovoltaico está conectado (Chathurangi *et al.*, 2021).

Cada rede possui sua CH (Ismael *et al.*, 2019). Algumas redes podem agregar as GDs, enquanto outras não. A partir desse ponto de vista, alguns estudos sugerem a criação de mapas de CH da rede. Na Figura 2.2 é apresentado um exemplo de mapa utilizando um diagrama unifilar de uma rede. Esse mapa indica o estado operacional dos equipamentos da rede. Com esse mapa seria possível identificar situações críticas, ajudando na tomada de decisões, além de otimizar a realização de investimentos para a ampliação da CH. Em uma rede com monitoramento em tempo real, esses mapas podem ser atualizados regularmente, apresentando as melhores localidades para se realizar integração de GD.

Figura 2.2 – Mapa de CH de um diagrama unifilar de uma rede genérica.

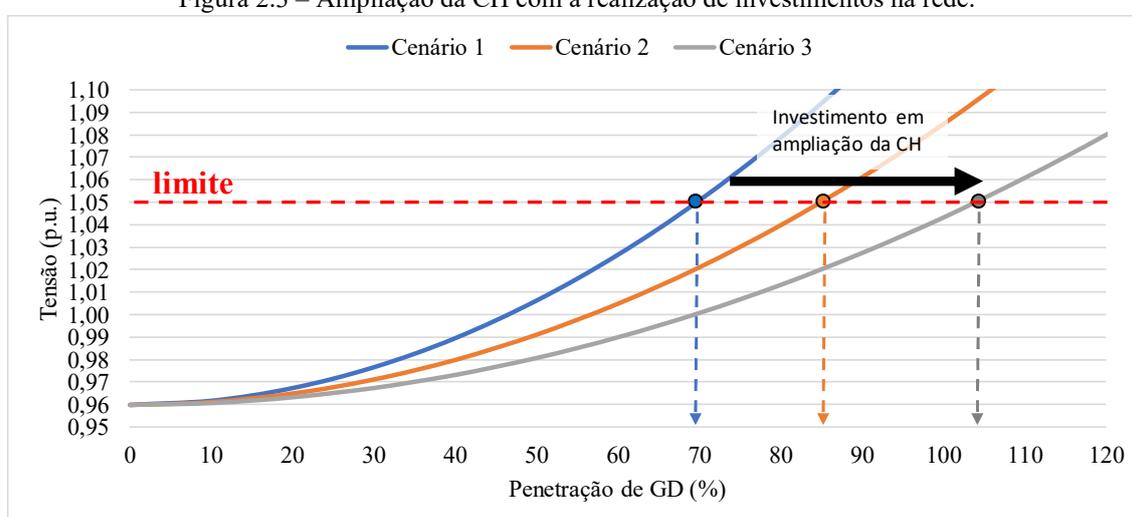


Fonte: Elaborada pelo autor.

## 2.2. Ampliação da capacidade de hospedagem

Dado o cenário de crescimento do mercado fotovoltaico, a melhoria da CH da rede de energia, de modo global, é essencial tanto para o operador da rede como para os investidores das GDs. Na Figura 2.3 é apresentado um exemplo hipotético de como pode se dar o comportamento do parâmetro de interesse com a ampliação da CH de uma rede. O índice de desempenho analisado é apresentado em função do nível de penetração de GD na rede para diferentes cenários de investimentos. Os investimentos têm como objetivo encontrar e implementar as melhores estratégias para ampliar da CH.

Figura 2.3 – Ampliação da CH com a realização de investimentos na rede.



Fonte: Elaborada pelo autor.

No que diz respeito à ampliação da CH de uma rede, Ismael (2019) analisa as várias soluções propostas. A eficácia dessas soluções depende de vários fatores, como custos de investimento, disponibilidade tecnológica e conformidade com normativas. Dentre as estratégias utilizadas para ampliar a CH estão:

- Reforço da infraestrutura da rede (Hartvigsson, 2021; Navarro-Espinosa; Ochoa, 2015);
- Utilização de transformadores com comutação de *tap* sobre carga (Ali; Mahmoud; Lehtonen, 2021; Navarro-Espinosa; Ochoa, 2015);
- Inversores fotovoltaicos inteligentes com controle de potência reativa e ativa (Chaturangi *et al.*, 2021; Xu *et al.*, 2019; Camilo *et al.*, 2018);
- Gestão ativa da rede (Ochoa; Dent; Harrison, 2010; Navarro-Espinosa; Ochoa, 2015);

- Utilização de banco de baterias (Hashemi; Østergaard, 2018);
- Reconfigurações estáticas e dinâmicas da rede (Capitanescu *et al.*, 2015); e
- Monitoramento em tempo real.

Ali (2021) e Chaturangi (2021) destacam que a CH de SFCR na rede de distribuição também é dependente da localização em que sistemas fotovoltaicos são instalados na rede. Entretanto, essa localização depende da decisão do usuário final em realizar a instalação. Este é um fator que foge do controle do operador da rede. Portanto, o remanejamento dos SFCR não pode ser utilizado como uma medida de ampliação da CH.

Observa-se também que sobredimensionar o inversor pode elevar os valores de CH. Ali (2021) apresenta estratégias para otimizar a CH de SFCR utilizando sobredimensionamento de 10% dos inversores, controle do fluxo de potência reativa dos inversores e transformador com comutação de *tap* sob carga. A justificativa para o sobredimensionamento do inversor é que caso o usuário da rede seja forçado a gerar uma circulação de potência reativa com o objetivo de controlar a tensão, o sobredimensionamento amenizaria a redução da produção de energia ativa. Entretanto, Macêdo (2006) mostra que sobredimensionar o gerador fotovoltaico, em relação a potência nominal do inversor fotovoltaico, é uma estratégia importante para maximizar a eficiência do inversor, haja vista que para um SFCR com a relação entre as potências do gerador e do inversor igual a 1, o inversor só vai operar em potência nominal poucas horas do dia.

A maior parte dos estudos apontam que o maior limitador da CH fotovoltaica de uma rede está relacionado a variações de tensão (Chaturangi *et al.*, 2022). Deste modo, estratégias com foco no controle de tensão seriam mais eficientes no aumento da CH de fotovoltaico na rede de baixa tensão (Hartvigsson *et al.*, 2021).

Ismael (2019) destaca que o uso de sistemas de armazenamento de energia ajuda a superar problemas relacionados a sobretensão, admitindo dissociar demanda e produção de energia dos usuários da rede, permitindo assim a possibilidade em aumento da CH. Também afirma que, embora os sistemas de armazenamento sejam caros atualmente, eles podem oferecer benefícios que não podem ser alcançados por outros meios, além de sua utilização poder adiar a necessidade de realizar reforços/ampliação na infraestrutura da rede.

Navarro-Espinosa (2015) avaliou os benefícios técnicos e econômicos ao se usar transformadores com comutação de *tap* sob carga, com o objetivo de aumentar a CH da

rede. O autor conclui que a utilização de transformadores com comutação de *tap* sob carga contribuem de maneira significativa para aumento da CH. Entretanto, de acordo com os resultados obtidos por Navarro-Espinosa (2015), essa alternativa é viável para situações em que a penetração de GD na rede ultrapassa um valor limite estabelecido, considerando variáveis técnicas e econômicas. Quando o nível de penetração fica abaixo desse limite, o reforço da infraestrutura da rede é mais indicado.

Chathurangi (2021) investigou o potencial dos controles Volt-Var e Volt-Watt de inversores inteligentes, em aumentar a CH fotovoltaica em alimentadores de distribuição de baixa tensão. Seu estudo concluiu que SFCR com controle Volt-Var ou Volt-Watt posicionados no início do alimentador não impactam de maneira significativa no controle de tensão, uma vez que SFCR no início do alimentador provocam aumentos mínimos de tensão, não sendo necessárias ações de controle pelo inversor. Entretanto, para os sistemas instalados no meio e no fim do alimentador, Chathurangi (2021) conclui que o controle Volt-Var é o que apresenta o maior potencial em controlar a tensão da rede, embora essa estratégia seja limitada pela capacidade térmica dos condutores do alimentador, uma vez que essa estratégia induz a circulação de potência não-ativa com o objetivo de controlar a tensão da rede, fazendo com que o valor de corrente *rms* circulando na rede aumente sem que haja o aumento de transferência de potência ativa entre a carga e a geração.

Em seu estudo, Camilo (2018) apresenta uma contribuição para o tema avaliando a viabilidade e desempenho do uso dos serviços auxiliares dos sistemas fotovoltaicos de prossumidores como uma estratégia para mitigar a elevação do valor *rms* da tensão causada por microgeração fotovoltaica em uma rede de distribuição de baixa tensão. No estudo são feitas comparações entre três cenários: no primeiro cenário os SFCR operam sem serviços auxiliares; no segundo cenário, os SFCR operam com serviço auxiliar de compensação de harmônicos (apenas os harmônicos das unidades prossumidoras são atenuadas); e no terceiro cenário, os SFCR operam com controle de potência reativa. Assim como em Chathurangi (2021), Camilo (2018) também conclui que o serviço auxiliar de compensação de reativo apresentou resultado mais efetivo em evitar sobretensões na rede de baixa tensão, sendo capaz de aumentar a CH de maneira expressiva. Entretanto, o controle de potência reativa aumenta as perdas nos condutores de maneira significativa. Isso ocorre pois o inversor induz a circulação de potência reativa na rede com o objetivo de reduzir a tensão. Camilo (2018) acrescenta que a vantagem de se utilizar inversores com compensação de harmônicos está na redução das perdas nos

condutores do alimentador, além de proporcionar uma pequena margem de controle da tensão da rede.

Um ponto importante a se destacar em Camilo (2018) é que o estudo considera que os serviços auxiliares prestados pelos inversores fotovoltaicos são ativados às 10 horas e desativados às 16 horas, pois é nesse período que a rede de distribuição atinge os maiores níveis de tensão devido a operação dos SFCR. Entretanto, o estudo não considera o impacto dos harmônicos nos períodos de baixa irradiância, quando os sistemas fotovoltaicos já não operam prestando serviços auxiliares e a  $THD_i$  na saída dos inversores fotovoltaicos apresenta os valores mais elevados.

Com a intenção de encontrar um bom equilíbrio entre o aumento da CH e o controle de energia reativa de inversores fotovoltaicos, entidades técnicas vêm desenvolvendo estudos para incentivar, recomendar e cobrar boas práticas na utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Chathurangi (2021) destaca que, em um estudo comparativo, as melhores recomendações são apresentadas nas regras havaianas (*Hawaiian Electric Rule 14*) e no *IEEE 1547*.

### 2.3. Metodologia de cálculo da capacidade de hospedagem

Considerando aspectos práticos, os operadores de rede utilizam regras gerais para quantificar a CH fotovoltaica na rede. Geralmente a quantificação é representada por um percentual associado à carga de pico do alimentador, ou à potência do transformador ou ao limite térmico dos alimentadores. Portanto, a CH pode ser expressa em porcentagem (%) ou em *Watts* (W). No entanto, tais práticas simples e regras gerais não abordam aspectos locais e outros fatores que determinam a CH fotovoltaica.

A CH fotovoltaica de um alimentador é definida como a capacidade máxima de GD fotovoltaica que pode ser adicionado ao alimentador sem violar os seus limites operacionais durante qualquer cenário operacional realista. Os cenários de operação realistas são alcançados atribuindo valores para as cargas a partir dos históricos dos perfis de consumo e da geração a partir dos dados de irradiância.

Uma expressão matemática para a CH de um alimentador ( $CH_a$ ) é dado pela somatória das potências ( $p_{fv}$ ) das GDs fotovoltaicas adicionadas no alimentador ( $a$ ) por um conjunto de consumidores de baixa tensão ( $D_a$ ) conectados a esse alimentador, sem que haja violação dos limites operacionais, conforme indicado na Equação 2.1, onde  $P_a$  é a quantidade de GD fotovoltaica conectada no alimentador. Assume-se que  $P_a$  é mapeado

para o conjunto de consumidores de baixa tensão ( $D_a$ ), tal que  $P_a$  seja menor ou igual à de  $D_a$ . Trata-se de um pressuposto razoável no caso da rede de baixa tensão, em que cada consumidor de baixa tensão pode ter, no máximo, uma instalação fotovoltaica (Koirala *et al.*, 2022).

$$CH_a = \sum_{p_{fv} \in P_a} p_{fv} \quad \text{tal que, } P_a \leq D_a \quad (2.1)$$

A CH da rede ( $CH_n$ ) é então obtida com a soma das capacidades de hospedagem dos  $n$  alimentadores da rede, de acordo com a Equação 2.2.

$$CH_n = \sum_{a \in n} CH_a \quad (2.2)$$

$CH_a$  e  $CH_n$  são calculados em *Watts*, entretanto em muitos trabalhos, a CH não é dada como um valor absoluto em  $W$ , e sim é expresso em porcentagem relativa à potência máxima dos transformadores da rede ( $S_t$ ). Portanto,  $CH_n$  pode ser calculado em função da somatória das potências máximas dos diversos transformadores presentes na rede. Este valor é expresso na Equação 2.3 como a soma das  $CH$  dos alimentadores definidos de acordo com a Equação 2.2 dividido pela soma das potências máximas dos transformadores da rede.

$$CH_t = \frac{CH_n}{\sum_{t \in n} S_t} \quad (2.3)$$

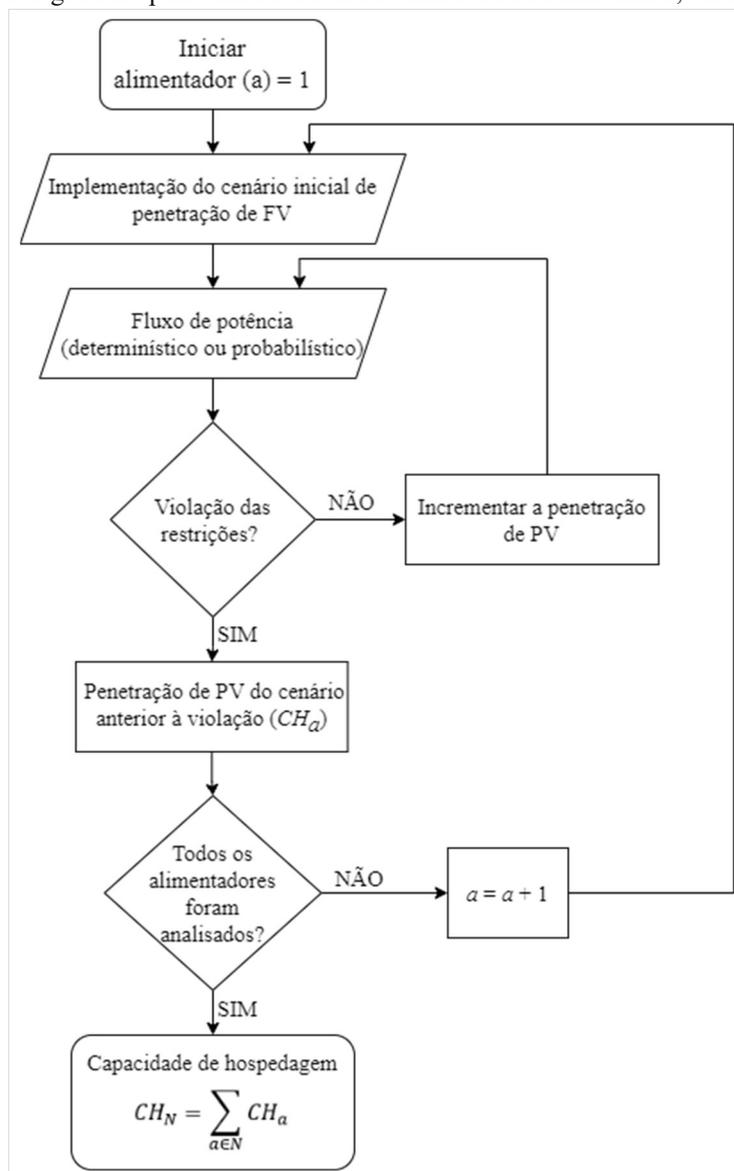
$CH_t$  é a CH da rede dada em porcentagem relativa à soma das potências dos transformadores da rede. O denominador da Equação 2.3 é aplicável no caso de sistemas de distribuição de baixa tensão em que na sua maioria possuem mesma dimensão e elevada capacidade, de tal modo que são condicionantes fracos para as instalações fotovoltaicas de baixa tensão. No entanto, se o sistema de distribuição de baixa tensão tiver uma vasta gama de transformadores com diferentes potências, é mais adequado definir a CH de cada alimentador de maneira individual (Koirala *et al.*, 2022).

Os conceitos de CH formulados nas Equações 2.1 a 2.3 são a representação genérica aplicadas em sistemas de distribuição de baixa tensão e podem ser usadas em abordagens determinísticas e/ou estocásticas.

A Figura 2.4 ilustra um diagrama de blocos genérico que descreve um método iterativo para determinar a Capacidade de Hospedagem (CH) de uma rede de baixa tensão. O processo inicia com a seleção do alimentador e a definição de um cenário inicial para a implantação de geração distribuída fotovoltaica (GD), o que envolve atribuir o número de unidades de GD que o alimentador pode acomodar, representado pela Razão

de Penetração (RP) para métodos determinísticos. Para abordagens estocásticas, a implantação inicial de GD fotovoltaica engloba diversos cenários para uma RP fixa, dependendo das amostras consideradas. Em seguida, simulações de fluxo de potência são empregadas para avaliar se os limites da rede são excedidos por estes cenários de implantação de GD fotovoltaica (Koirala *et al.*, 2022). Enquanto os métodos determinísticos geralmente se baseiam em análises de fluxo de potência convencionais, os métodos estocásticos introduzem elementos de aleatoriedade na potência gerada pelas unidades de GD, sua localização, incertezas na geração de energia solar fotovoltaica e variações na carga dos consumidores (Chathurangi *et al.*, 2022; Mulenga; Bollen; Etherden, 2020; Barutcu; Karatepe; Boztepea 2020; e Ismael *et al.*, 2019).

Figura 2.4 –Método genérico para encontrar a CH de uma rede de baixa tensão, baseado em iterações.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Em cada alimentador, a resposta à integração de GD fotovoltaica é única, dependendo de suas características específicas. No estudo apresentado nesse documento, foram analisadas uma rede padrão *IEEE* e uma rede isolada real na região Norte do Brasil. As estimativas das CH para esses sistemas foram feitas adicionando GD fotovoltaica junto às cargas, mantendo a proporção entre GD fotovoltaica e carga constante em todos os pontos da rede. No Capítulo 4 deste trabalho, a metodologia aplicada para encontrar a CH dos sistemas foi detalhada de forma mais completa.

### 3. MATERIAIS EMPREGADOS NOS ENSAIOS EXPERIMENTAIS

Este capítulo tem por objetivo apresentar os principais materiais utilizados para o desenvolvimento da etapa experimental deste trabalho. A seguir é apresentada a descrição dos inversores fotovoltaicos conectados à rede e do sistema de aquisição de dados montado para a realização desse trabalho.

#### 3.1. Descrição dos sistemas fotovoltaicos

Nesse trabalho foram utilizados três inversores fotovoltaicos conectados à rede, os quais foram monitorados enquanto operavam na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA).

##### 3.1.1. Inversor fotovoltaico PHB

O inversor da fabricante PHB, modelo PHB 3000-SS, possui potência nominal de 3 kW. O gerador fotovoltaico conectado ao inversor possui potência nominal de 2,45 kWp, constituído por 10 módulos fotovoltaicos de silício policristalino modelo SW245, do fabricante Solar World, de 245 Wp cada, os quais estão conectados em série. Portanto, o Fator de Dimensionamento desse Inversor ( $FDI = \frac{P_{inversor}}{P_{gerador}}$ ) é de 1,22. Na Figura 3.1 está apresentada uma imagem do inversor em operação. As especificações técnicas do inversor da PHB estão apresentadas na Tabela 3.1.

Figura 3.1 – Disposição do inversor PHB.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 3.1 – Especificações técnicas do inversor PHB.

<b>Características</b>	<b>PHB 3000-SS</b>
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%
Autoconsumo	5 W

Fonte: Manual do fabricante.

### 3.1.2. Inversor fotovoltaico SMA

O inversor do fabricante SMA, modelo Sunny Boy 1200, possui potência nominal de 1,2 kW. O gerador fotovoltaico conectado ao inversor possui potência nominal de 1 kWp, 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. Deste modo, o FDI desse SFCR é de 1,2. Uma imagem do inversor operando é apresentada na Figura 3.2. As especificações técnicas do inversor da SMA estão apresentadas na Tabela 3.2.

Figura 3.2 – Disposição do inversor SMA.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 3.2 – Especificações técnicas do inversor SMA.

<b>Características</b>	<b>Sunny Boy 1200</b>
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%
Autoconsumo	0,1 W

Fonte: Manual do fabricante.

### 3.1.3. Microinversor fotovoltaico Enphase

Este SFCR foi implementado unindo-se 4 microinversores do fabricante Enphase, modelo M215-60-2LL-S22. Cada microinversor possui potência nominal de 225 W<sub>p</sub>, totalizando 0,86 kW. Em cada microinversor é conectado 1 módulo fotovoltaico de silício policristalino modelo KD250GH-4FB2 do fabricante *Kyocera*. Cada módulo possui potência nominal de 250 W<sub>p</sub>, totalizando 1 kW<sub>p</sub>. Logo, o FDI desse SFCR é de 0,86. Na Figura 3.3 está ilustrada uma imagem de um dos microinversores em operação. As especificações técnicas do microinversor da Enphase estão apresentadas na Tabelas 3.3.

Figura 3.3 – Disposição do inversor Enphase.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 3.3 – Especificações técnicas do inversor Enphase.

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%
Autoconsumo	65 mW máx

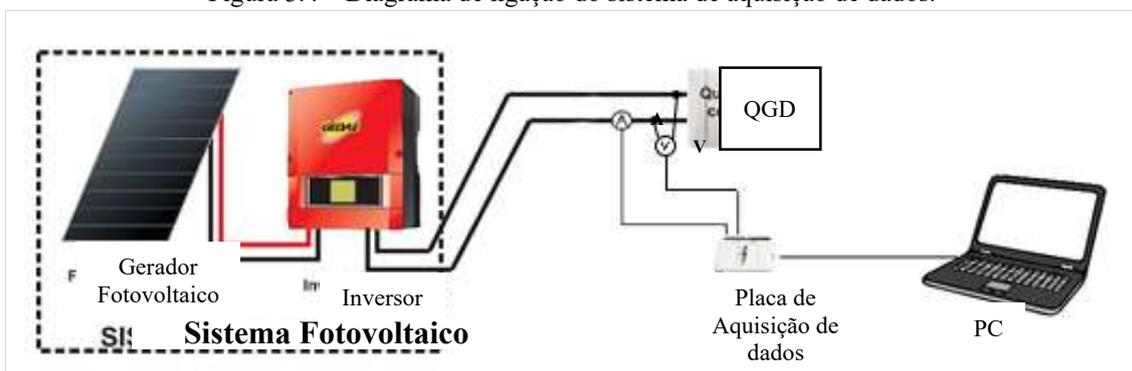
Fonte: Manual do fabricante.

### 3.2. Sistema de aquisição de dados

No desenvolvimento desse estudo, implementou-se um sistema de aquisição de dados, cuja função foi o de obter os parâmetros de interesse que subsidiaram as simulações apresentadas no Capítulo 4.

Esse sistema de aquisição de dados foi elaborado utilizando dois transdutores, um de corrente e outro de tensão, com a função de coletar as formas de onda da corrente na saída do inversor e da tensão no ponto de acoplamento comum. Uma placa de aquisição de dados foi utilizada com o objetivo de condicionar os sinais medidos pelos transdutores e os enviar para um computador, onde foi realizado o tratamento dos dados. Na Figura 3.4 está apresentado o diagrama de ligação do sistema de aquisição de dados.

Figura 3.4 – Diagrama de ligação do sistema de aquisição de dados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 3.5 (a) e (b) ilustram, respectivamente, a placa de aquisição de dados do fabricante *National Instruments*, modelo NI USB-6215, e a mesma instalada juntamente com os transdutores de corrente e de tensão montados na bancada de testes.

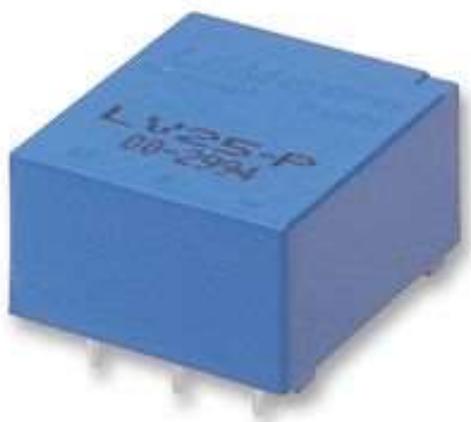
Figura 3.5 – (a) Placa de aquisição de dados; e (b) bancada de aquisição de dados.



Fonte: (a) Adaptado de: ni.com.; (b) Elaborado pelo autor.

O transdutor de tensão utilizado foi o LV 25-P, fabricado pela LEM. Este transdutor é indicado para medições de tensões: c.c., c.a. e sinais pulsados. Possui separação galvânica entre o circuito primário e o circuito secundário. De acordo com o fabricante, este transdutor possui exatidão em torno de  $\pm 0,9\%$  da tensão medida, operando a uma temperatura de  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  e tensão de alimentação entre  $\pm 12$  e  $15\text{ V}$ . A Figura 3.6 ilustra o transdutor de tensão LV 25-P.

Figura 3.6 – Transdutor de tensão LV 25-P.



Fonte: farnell.com.

O transdutor de corrente utilizado foi o HAL 50-S, da fabricante LEM. Este transdutor é indicado para medições de corrente: c.c., c.a. e sinais pulsados. Possui separação galvânica entre o circuito primário e o circuito secundário. De acordo com o fabricante, este transdutor possui uma exatidão de aproximadamente  $\pm 1\%$  da corrente

*rms* nominal de entrada, operando em uma temperatura de 25 °C e tensão de alimentação de  $\pm 15$  V. A Figura 3.7 ilustra o transdutor de corrente HAL 50-S.

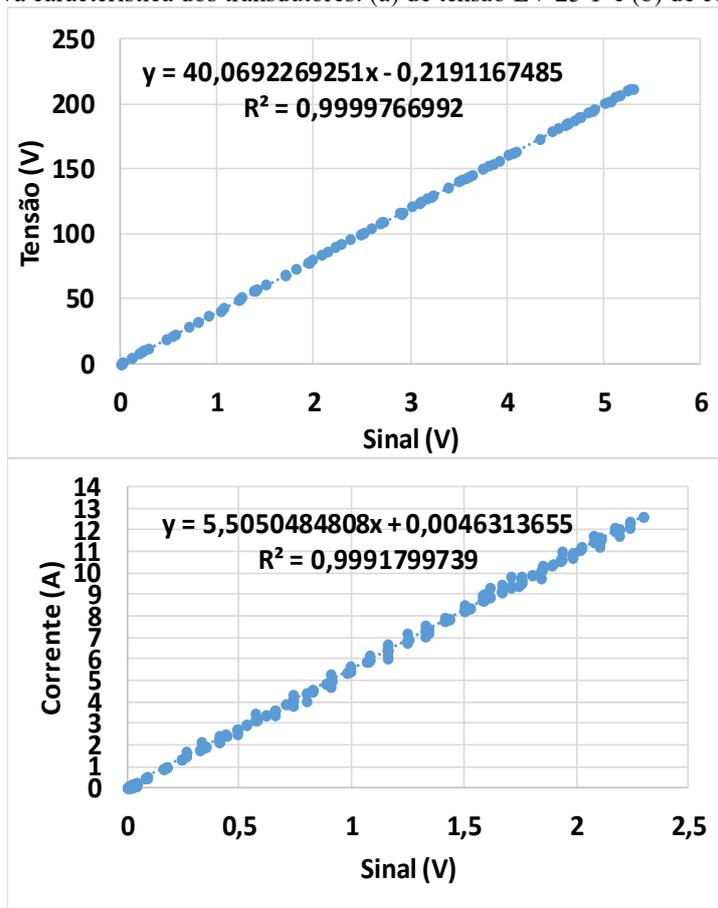
Figura 3.7 – Transdutor de corrente HAL 50-S.



Fonte: farnell.com.

Os transdutores LV 25-P e HAL 50-S possuem curvas características que relacionam, respectivamente, a tensão *rms* e corrente *rms* de entrada, com a tensão *rms* correspondente na saída. No levantamento das curvas de cada transdutor, foi necessário variar a tensão de entrada para o LV 25-P usando um *varivolt* e a corrente de entrada para o HAL 50-S usando uma fonte de corrente. Nesse processo, foram coletados os sinais de saída para cada sinal de entrada e os dados foram relacionados para construir as curvas características de ambos os transdutores, como mostrado na Figura 3.8. Essas curvas são essenciais para interpretar os sinais de saída dos transdutores. Os sensores de efeito Hall, como o HAL 50-S, são eficazes para monitorar sinais em frequências de até algumas centenas de kHz, porém sua resposta pode ser comprometida por efeitos dinâmicos parasitas em correntes da ordem de miliamperes (Crescentini *et al.*, 2017). Destaca-se que, no estudo de fluxo harmônico, abordado no tópico 5, é considerado até a 25<sup>a</sup> componente harmônica (1,5 kHz).

Figura 3.8 – Curva característica dos transdutores: (a) de tensão LV 25-P e (b) de corrente HAL 50-S.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para validar as medições dos valores de tensão e de corrente para o levantamento das curvas apresentadas na Figura 3.8, utilizou-se um medidor de potência, do fabricante *Chroma ATE INC*, modelo 66203/66204, o qual é apresentado na Figura 3.9. As medições realizadas pelo sistema de aquisição de dados foram feitas de maneira simultânea com as medições realizadas pelo medidor de potência. Este equipamento foi utilizado, pois possui uma resolução de 0,1 mW. Esse equipamento possui taxa de amostragem de até 10 kHz, sendo capaz de medir harmônicos de ordem superior a 50.

Figura 3.9 – Medidor de potência, do fabricante *Chroma ATE INC*, modelo 66204.



Fonte: chromaate.com.

#### 4. METODOLOGIA PROPOSTA PARA O ESTUDO DE FLUXO DE HARMÔNICOS

Esta metodologia foi pensada com o objetivo de avaliar a circulação de conteúdo harmônico em uma rede, considerando o nível máximo de penetração de GD fotovoltaica, sem que haja violação de seus limites operacionais. A metodologia foi dividida em três etapas.

A primeira etapa foi experimental. Nela foram coletados dados das formas de onda das correntes na saída dos inversores fotovoltaicos, juntamente com a tensão no ponto de acoplamento comum.

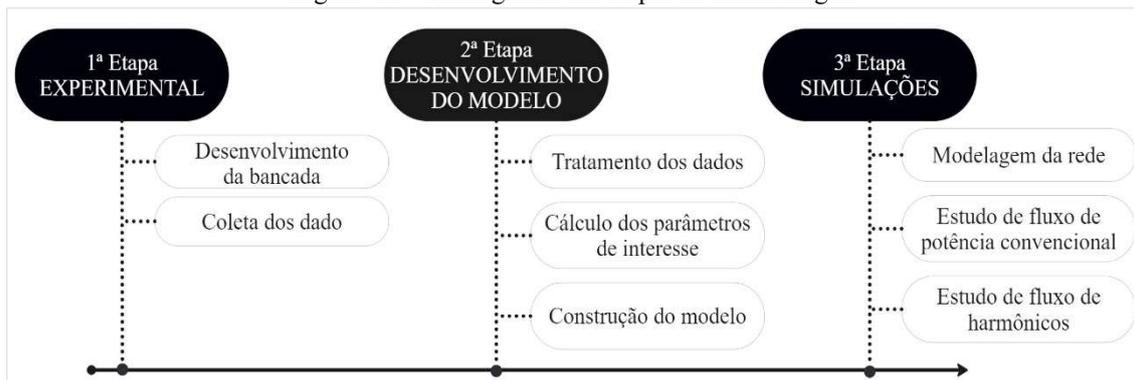
Na segunda etapa elaborou-se os modelos das correntes de saída de cada inversor monitorado. Estes modelos foram construídos com base nos parâmetros de interesse, calculados a partir dos dados coletados na etapa anterior.

Na terceira etapa, foram realizadas simulações divididas em duas fases. Na primeira, um estudo de fluxo de potência convencional foi conduzido, para encontrar a CH da rede. Em seguida, foram coletados dados das amplitudes das correntes injetadas pelos sistemas fotovoltaicos e demandadas pelas cargas, assim como os ângulos de fase das tensões em todas as barras. Na segunda fase, essas informações foram usadas como referência para ajustar o modelo desenvolvido e conduzir o estudo de fluxo de harmônicos.

Uma estratégia utilizada para verificar a validade do modelo foi avaliar separadamente a operação de todos os inversores e em seguida de todas as cargas. Nesse ponto foi verificado o ajuste do modelo, ou seja, se as correntes *rms* dos inversores e das cargas modeladas estavam próximas das correntes *rms* obtidas a partir do estudo de fluxo de potência convencional.

Para facilitar o entendimento da metodologia proposta, na Figura 4.1 é apresentada uma representação da metodologia proposta em formato de fluxograma.

Figura 4.1 – Fluxograma das etapas da metodologia.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para testar a metodologia proposta, foi selecionado o sistema *IEEE* de 33 barras, que permite um cenário com conexão de múltiplas unidades prossumidoras ao longo do sistema, possibilitando a geração de dados relevantes para análise devido à interação entre as correntes produzida pelos inversores. O objetivo desse teste foi consolidar a metodologia para, em seguida, utilizá-la em um sistema isolado real localizada na Região Norte do Brasil, a qual foi apresentada em Cavalcante (2021) como um estudo de caso. As peculiaridades geográficas da região reduzem as possibilidades de interconexão desta rede isolada com o Sistema Interligado Nacional (SIN). No Anexo A é feita a apresentação desse sistema isolado de uma forma mais detalhada.

O objetivo do presente capítulo é detalhar a metodologia empregada no desenvolvimento deste estudo. A seguir é apresentada uma explanação mais detalhada de cada etapa. Ressalta-se que, com o propósito de evitar a citação dos nomes dos fabricantes ao longo do texto, a partir deste ponto, os inversores serão designados da seguinte forma: o inversor da PHB será mencionado como Inversor 1, o inversor da SMA como Inversor 2 e o Microinversor da Enphase como Inversor 3.

#### 4.1. Etapa experimental

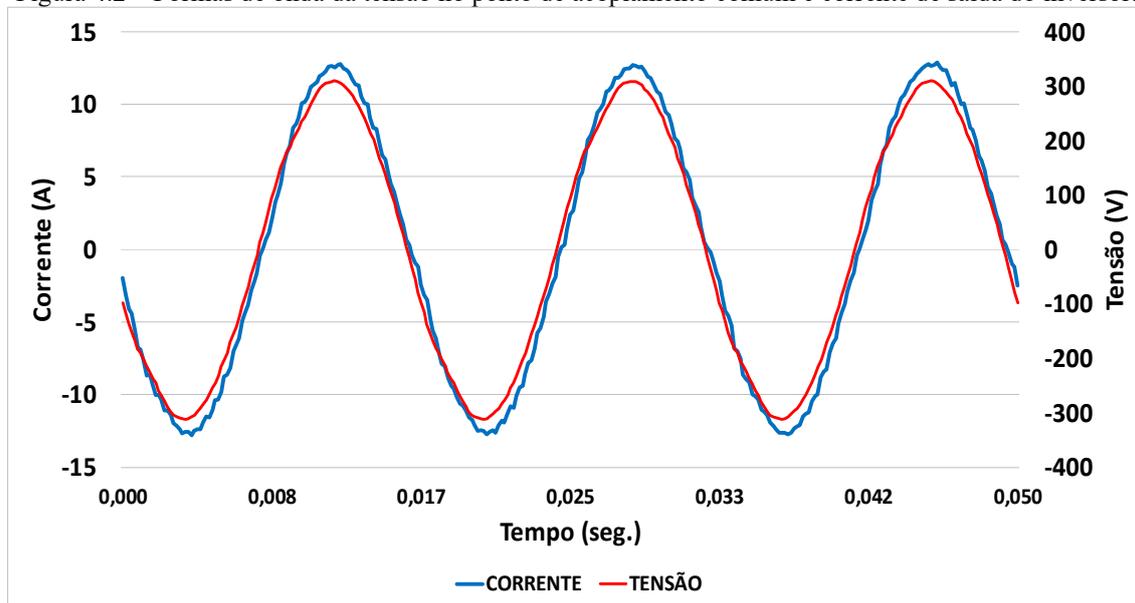
Inicialmente, utilizando o sistema de aquisição de dados, fez-se a coleta das formas de onda da tensão e da corrente no quadro de conexão com a rede dos inversores fotovoltaicos. Nesta etapa foi realizada a conexão do sistema de aquisição de dados na saída do inversor. O diagrama de conexão é apresentado na Figura 3.4.

A coleta de dados foi realizada até se atingir a quantidade de dados considerada suficiente para que fosse feito o levantamento das características das formas de onda da corrente para diferentes níveis de carregamento dos inversores. Na Figura 4.2 está

apresentada um registro das formas de onda da tensão e da corrente, coletadas na saída de um dos inversores.

As medições foram efetuadas com uma frequência de amostragem de 6 kHz, totalizando mais de 150 registros de formas de ondas para cada um dos inversores. Os registros foram realizados com uma janela de amostragem de 1 segundo. As amostras cobrem o espectro de carregamento dos inversores desde a injeção mínima de corrente na rede, durante o início do dia e fim da tarde, até o pico de geração que ocorre no período próximo ao meio-dia. O objetivo foi o de coletar dados com os diferentes comportamentos da corrente em função dos diferentes níveis de carregamento dos inversores.

Figura 4.2 – Formas de onda da tensão no ponto de acoplamento comum e corrente de saída do inversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2. Elaboração dos modelos

A estratégia utilizada para criar os modelos das correntes de saída para cada inversor consiste primeiro em realizar o levantamento do conteúdo harmônico presente em cada amostra coletada na etapa anterior. Para isso utilizou-se a transformada de *Fourier* para obter os dados de amplitude e fase das componentes harmônicas. Em seguida as componentes harmônicas foram agrupadas por ordem das harmônicas e organizadas em função do carregamento do inversor.

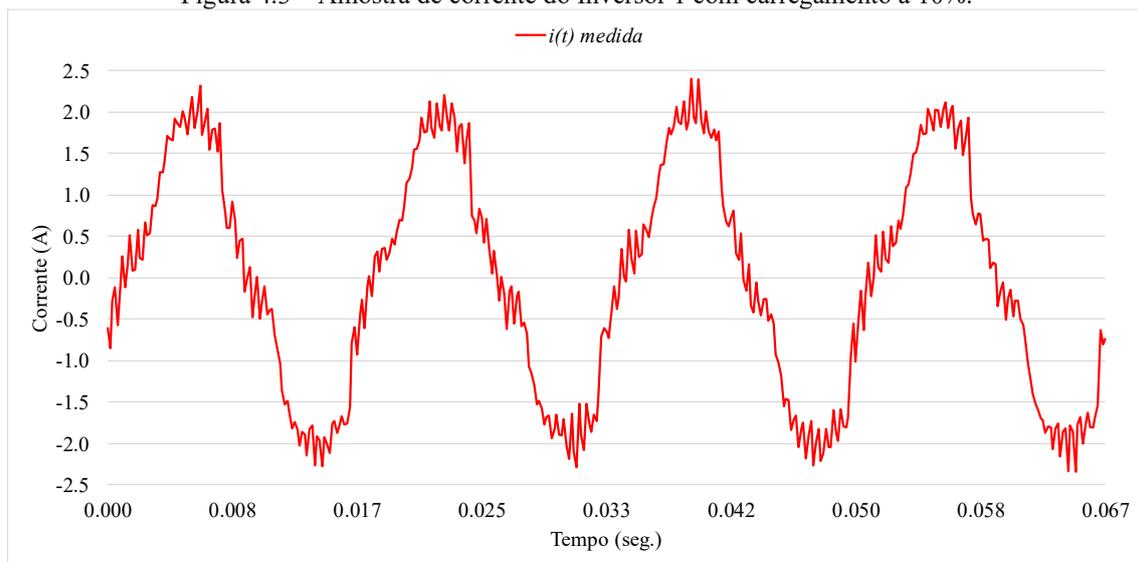
Posteriormente, cada componente harmônica foi analisada individualmente utilizando a ferramenta de linha de tendência do *Microsoft Excel*. Essa ferramenta foi

empregada para extrair curvas que melhor representem a tendência de variação das fases e amplitudes das amostras em função do carregamento dos inversores.

Para exemplificar a aplicação do método de elaboração do modelo, na Figura 4.3 está ilustrada uma amostra de corrente do Inversor 1 com o carregamento próximo de 10%. Ao analisar as formas de onda das correntes, em especial para baixos carregamentos dos inversores, verificar-se que o sinal não é perfeitamente periódico, havendo a presença de componentes de frequência que não são múltiplas inteiras da frequência da fundamental, como verificado na Figura 4.3.

Utilizando a transformada de Fourier nessa amostra, foi possível obter dados de amplitude e fase das componentes harmônicas de ordens superiores à 40<sup>a</sup>, uma vez que a taxa de amostragem dos dados coletados foi de 6 kHz. Portanto, é possível recriar as formas de onda dessa corrente considerando desde a componente fundamental até a 40<sup>a</sup> componente harmônica.

Figura 4.3 – Amostra de corrente do Inversor 1 com carregamento a 10%.

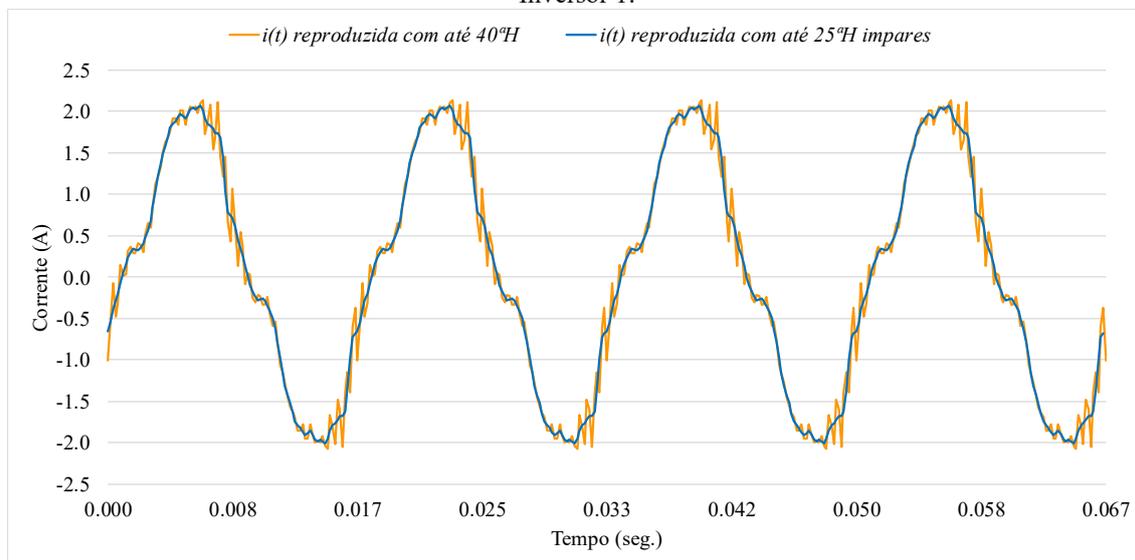


Fonte: Elaborado pelo autor.

Entretanto, para a construção da forma de onda das correntes das cargas foi utilizado um banco de dados que possui apenas as componentes ímpares até a 25<sup>a</sup> componente harmônica. Este banco de dados pode ser consultado na tabela 4.1, a qual está apresentada mais adiante, no tópico 4.3. Portanto, devido à limitação do banco de dados utilizado para reproduzir a corrente das cargas, optou-se por utilizar apenas as componentes ímpares até a 25<sup>a</sup> componente harmônica na construção dos modelos das correntes de saída dos inversores.

A Figura 4.4 mostra dois sinais de correntes recriados a partir das componentes harmônicas extraídas do sinal apresentado na Figura 4.3, um considerando quarenta componentes harmônicas e outro com apenas as componentes ímpares até a 25ª componente.

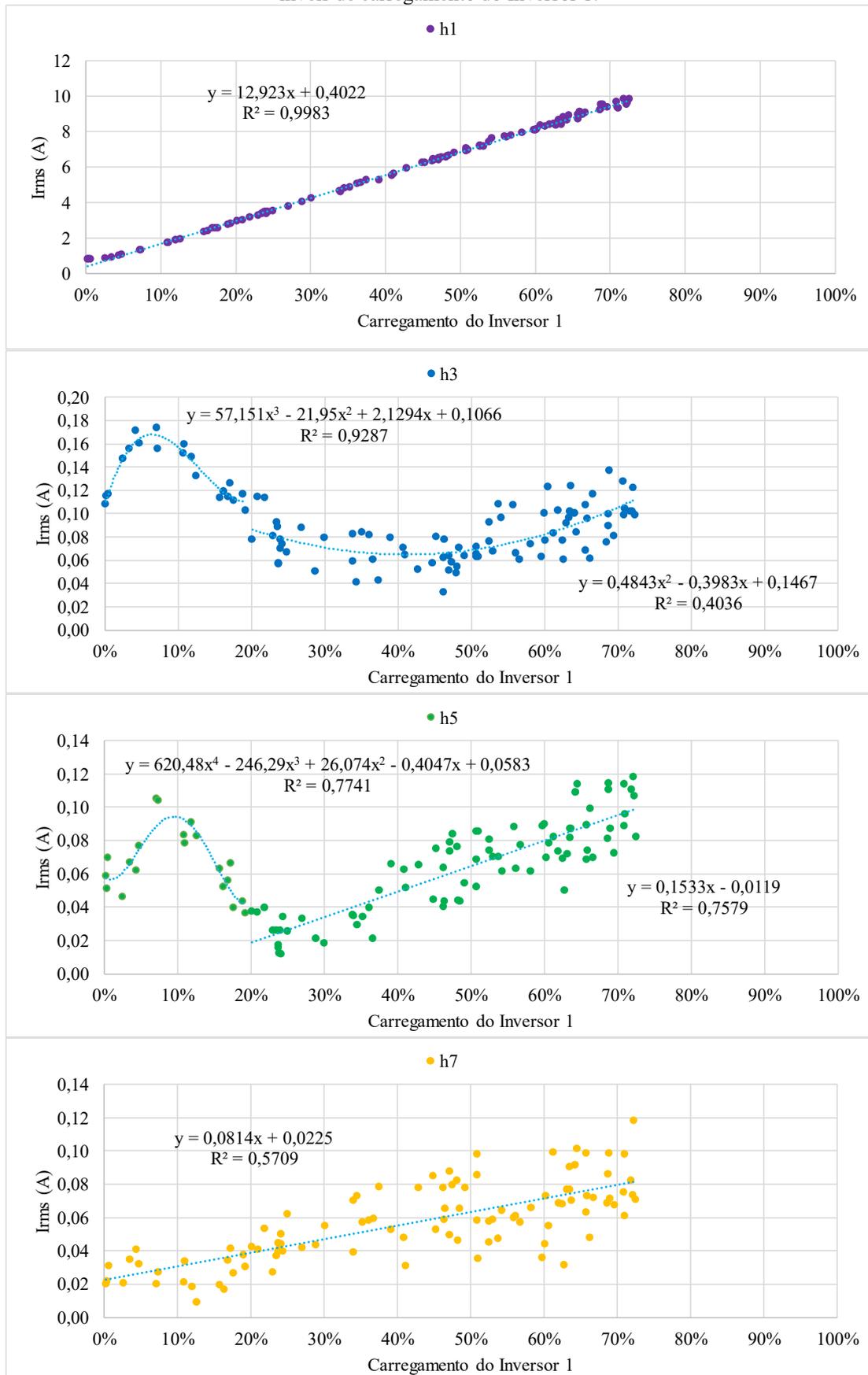
Figura 4.4 – Corrente recriada a partir das componentes harmônicas extraídas do sinal medido na saída do Inversor 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

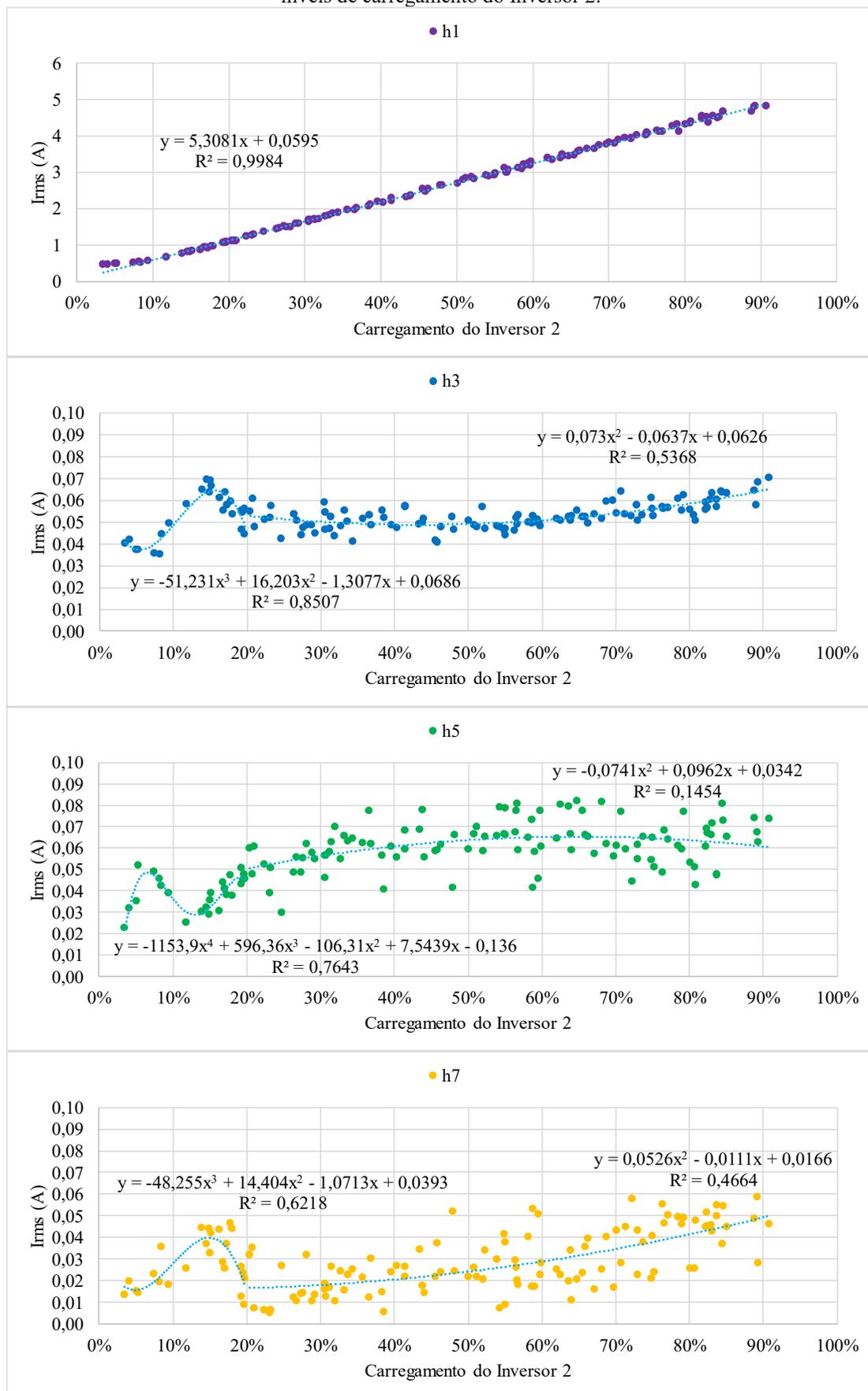
Portanto, os valores das amplitudes e fases extraídas dos sinais medidos, com a utilização da transformada de Fourier, serviram de entrada para a criação dos modelos. Nas Figuras 4.5 a 4.7, apresentam-se as amplitudes das componentes de 1ª, 3ª, 5ª e 7ª ordens dos sinais amostrados, em função do carregamento dos inversores. As equações correspondentes aos modelos, extraídas com a ajuda da ferramenta de linha de tendência do *Microsoft Excel*, juntamente com os coeficientes de determinação ( $R^2$ ), estão destacadas nas figuras.

Figura 4.5 – Amplitude das componentes harmônicas de 1ª, 3ª, 5ª e 7ª ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 1.



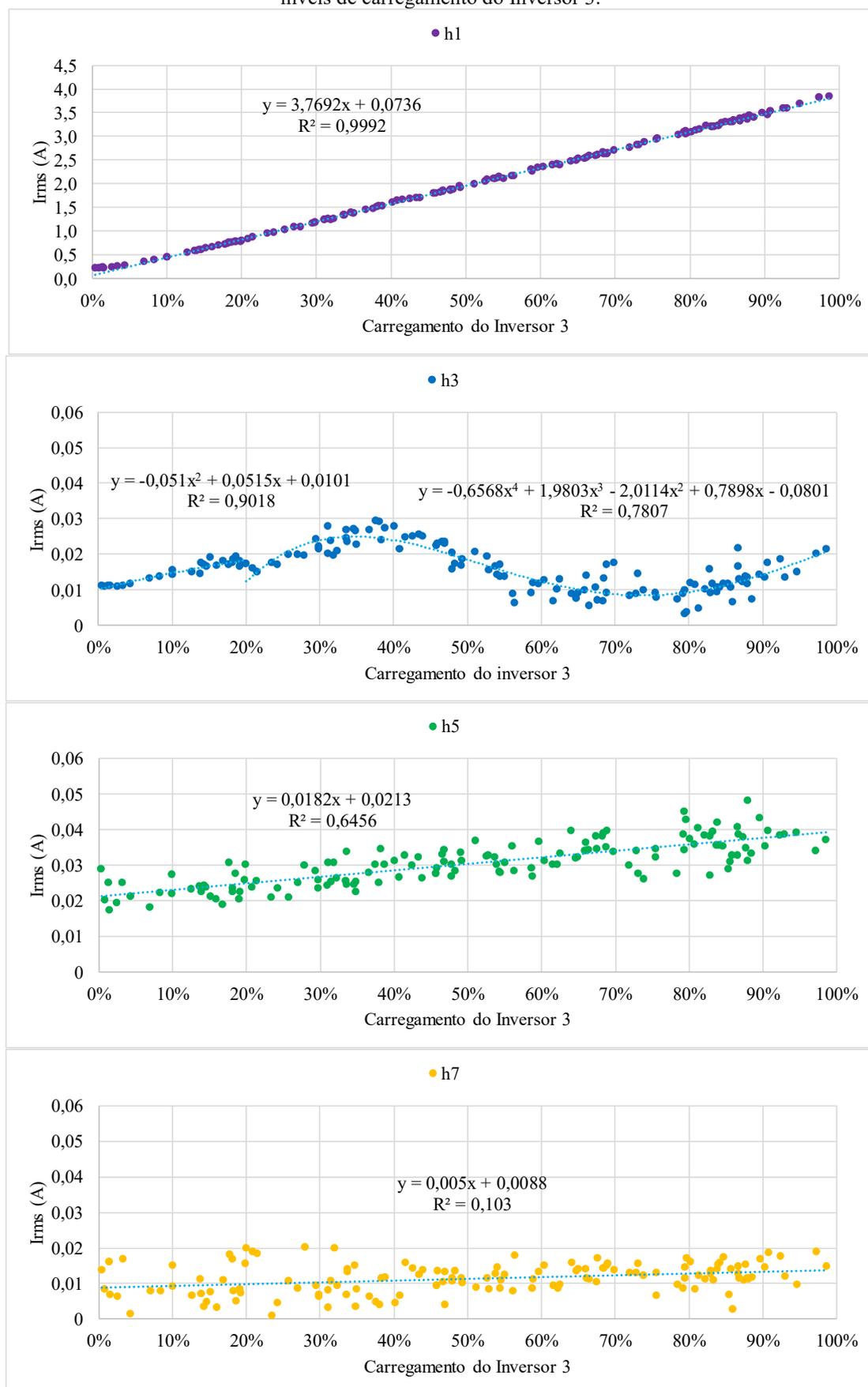
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.6 – Amplitude das componentes harmônicas de 1ª, 3ª, 5ª e 7ª ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.7 – Amplitude das componentes harmônicas de 1ª, 3ª, 5ª e 7ª ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

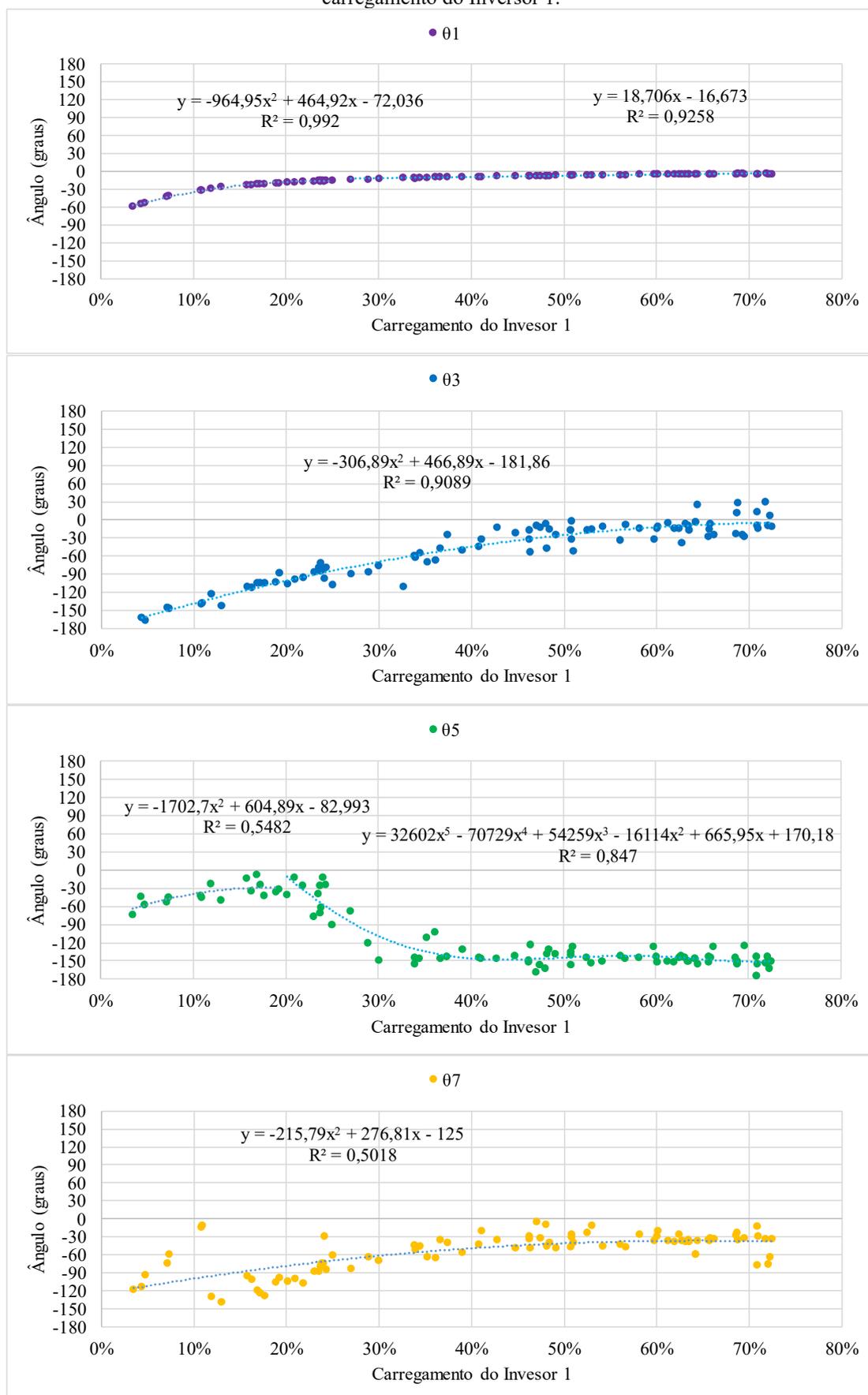
Nas Figuras 4.5 a 4.7 observam-se algumas situações em que o  $R^2$  apresenta valores baixos, chegando a 0,103 para a 7ª harmônica do Inversor 3. Isso ocorre devido à grande dispersão e os valores serem muito baixos, na ordem de 0,01 A, o que não compromete a análise proposta e a validade do estudo.

Também é possível notar que nas Figura 4.5 a 4.7, alguns gráficos exibem duas linhas de tendência, uma para até 20% de carregamento e outra de 20% até o máximo. Esta subdivisão foi adotada para otimizar o ajuste das equações aos valores medidos, proporcionando maior precisão ao modelo. Essas equações são empregadas na reconstrução das amplitudes das componentes harmônicas em relação ao carregamento dos inversores, com o propósito de recriar a forma de onda utilizada na etapa de simulação.

Assim como feito para as amplitudes, nas Figuras 4.8 a 4.10 estão exibidos os ângulos de defasamento ( $\theta_h$ ), em relação a tensão, das componentes harmônicas da corrente em função do carregamento dos inversores, acompanhadas das equações dos modelos. Essas equações são utilizadas na reconstrução das fases das componentes harmônicas em relação ao carregamento dos inversores, visando recriar a forma de onda para a etapa de simulação.

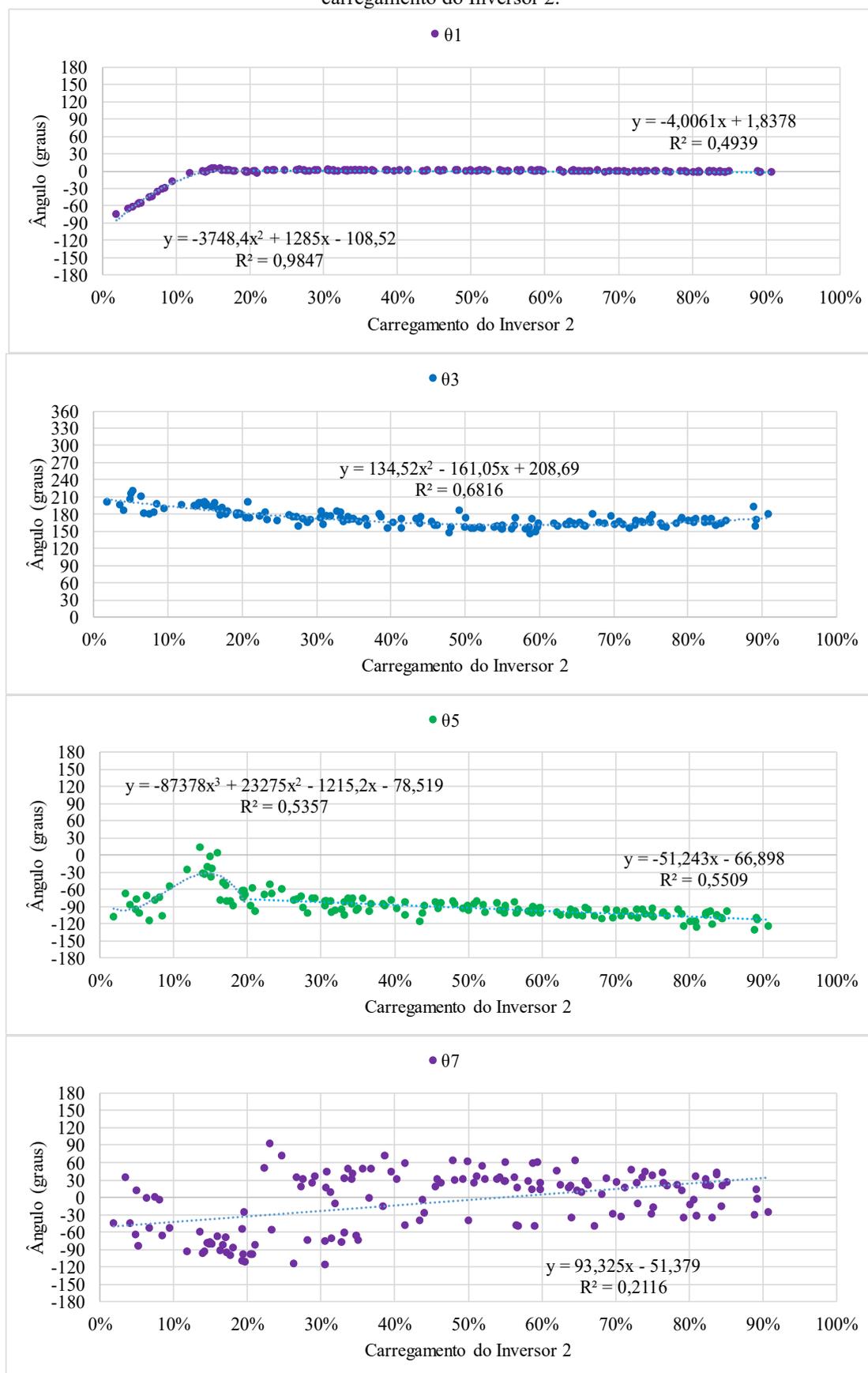
Com essas equações, torna-se possível recriar a forma de onda para cada inversor em diferentes níveis de carregamento, as quais são apresentadas na próxima seção.

Figura 4.8 – Fase das componentes harmônicas de 1ª, 3ª, 5ª e 7ª ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 1.



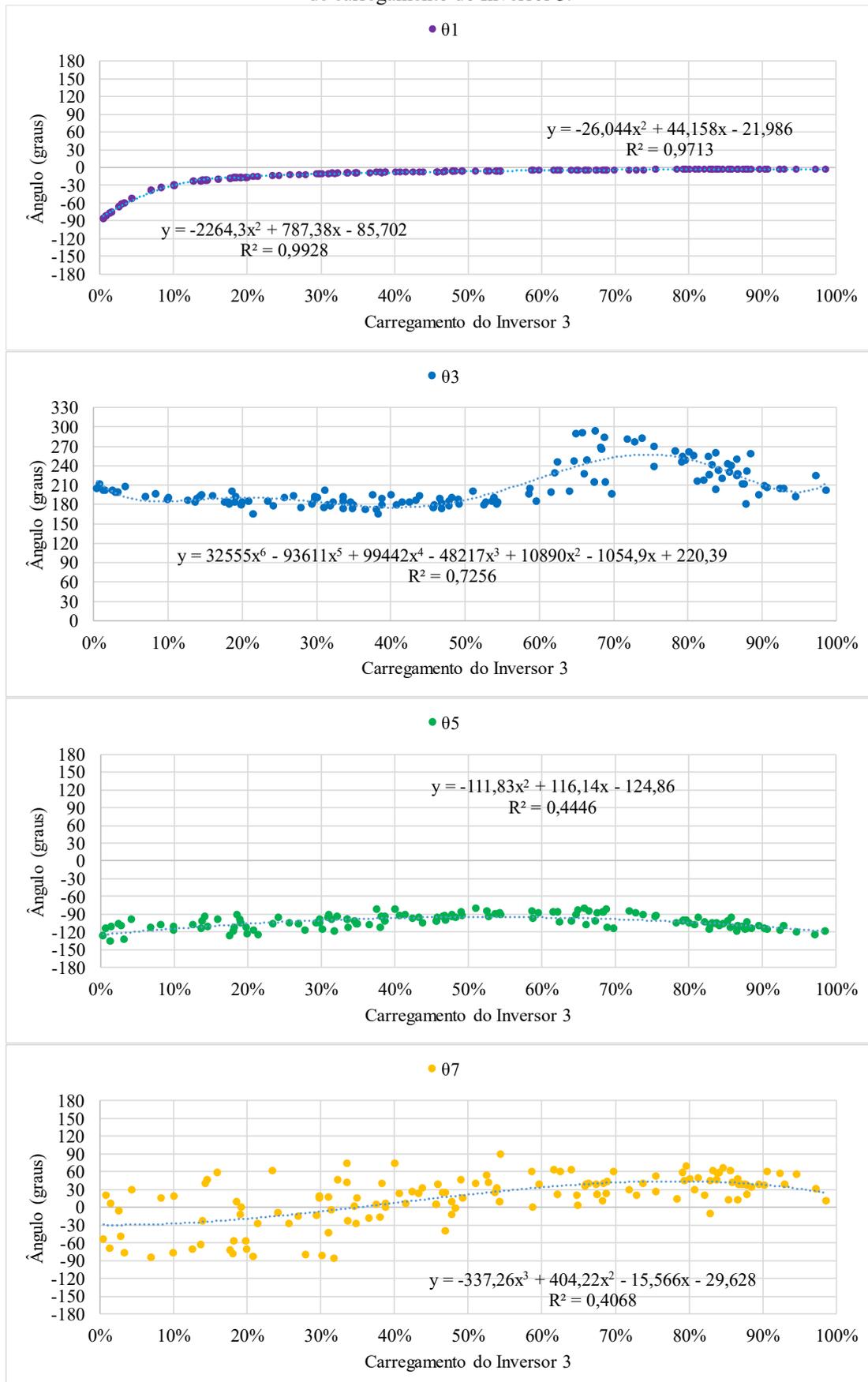
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.9 – Fase das componentes harmônicas de 1ª, 3ª, 5ª e 7ª ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.10 – Fase das componentes harmônicas de 1ª, 3ª, 5ª e 7ª ordem da corrente em diferentes níveis de carregamento do Inversor 3.

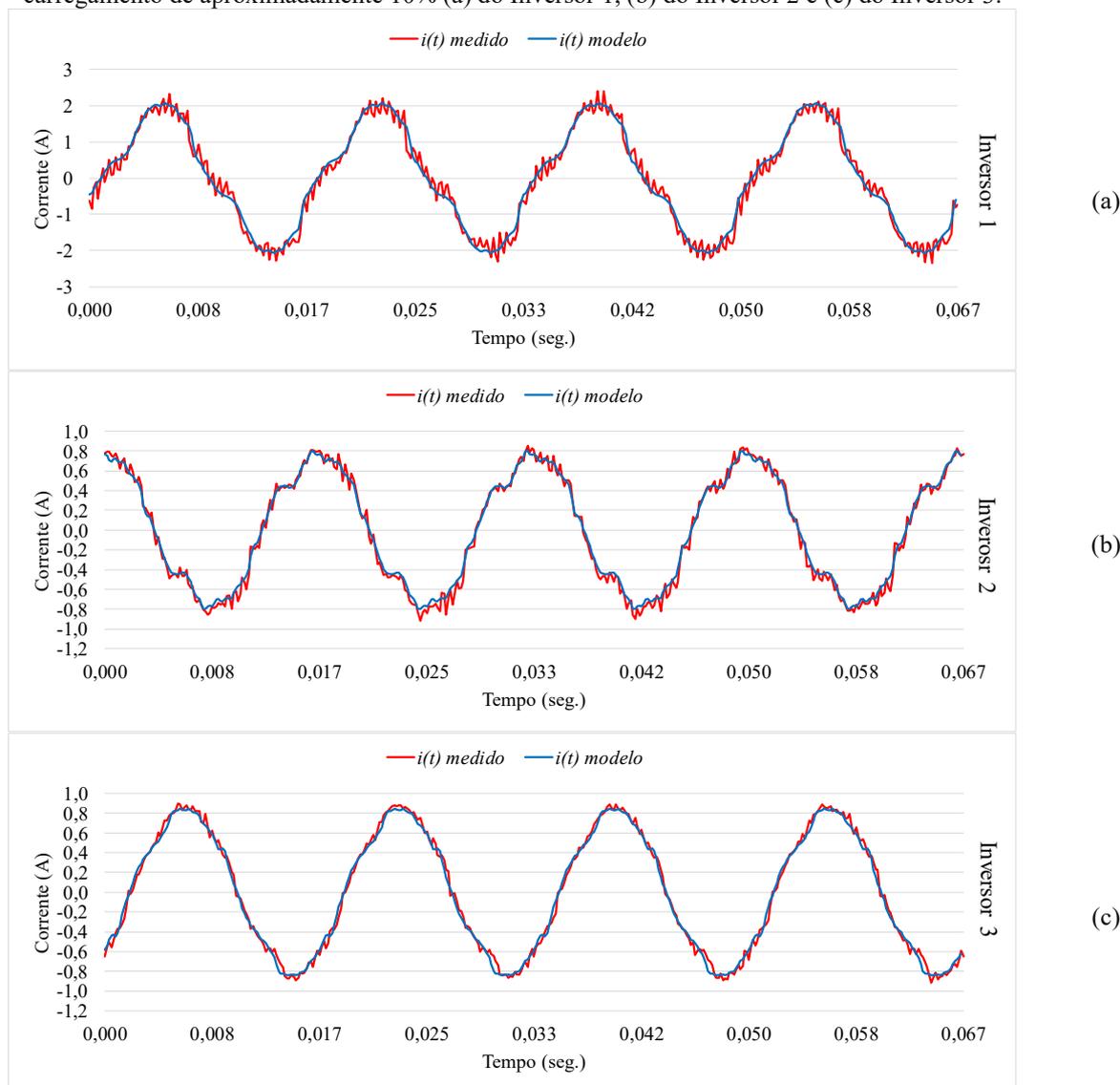


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.2.1. Reprodução do modelo

Nesta subsecção, foi feita a comparação entre a forma de onda da corrente modelada e a forma de onda medida. Ao utilizar as equações obtidas, foi possível recriar as formas de onda dos inversores conforme seus diferentes níveis de carregamento. A Figura 4.11 apresenta a comparação entre as correntes medidas na saída dos inversores, com um carregamento próximo de 10%, e a corrente obtida pelo modelo para o mesmo carregamento.

Figura 4.11 – Comparação entre as correntes medidas e a corrente obtida através do modelo para um carregamento de aproximadamente 10% (a) do Inversor 1, (b) do Inversor 2 e (c) do Inversor 3.



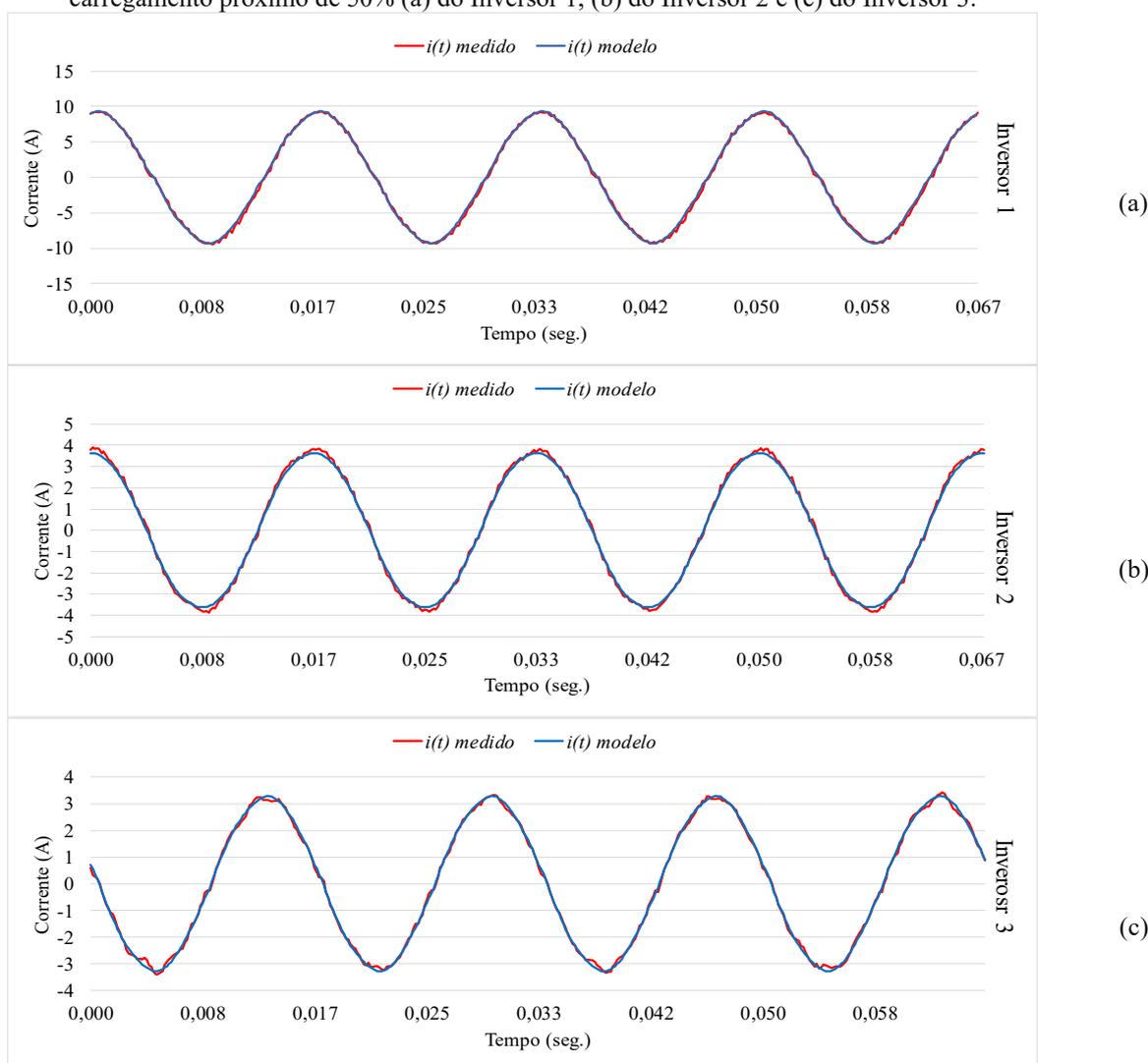
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.11, nota-se que as correntes simuladas não reproduzem com precisão o padrão serrilhado presente nas formas de onda medidas. Isso ocorre pois, nos sinais

medidos existe a presença de componentes harmônicas acima da 25ª ordem, além de também haver a presença de componentes que não são múltiplos inteiros da componente fundamental. Diferentemente dos sinais modelados, que possuem apenas as componentes ímpares até a 25ª ordem. Os coeficientes de determinação ( $R^2$ ) para os sinais modelados, em comparação ao sinal medido do Inversor 1, do Inversor 2 e do Inversor 3, apresentados na Figura 4.11, foram de 0,976; 0,989; e 0,992, respectivamente. Portanto, mesmo considerando apenas as primeiras 25 componentes harmônicas ímpares, o modelo se ajustou de maneira satisfatória à forma de onda medida para a situação de baixo carregamento.

Do mesmo modo, na Figura 4.12 estão apresentadas as comparações entre as formas de onda das correntes medidas na saída dos inversores com um carregamento próximo de 50% e a corrente obtida através do modelo para o mesmo carregamento.

Figura 4.12 – Comparação entre as correntes medidas e a corrente obtida através do modelo para um carregamento próximo de 50% (a) do Inversor 1, (b) do Inversor 2 e (c) do Inversor 3.

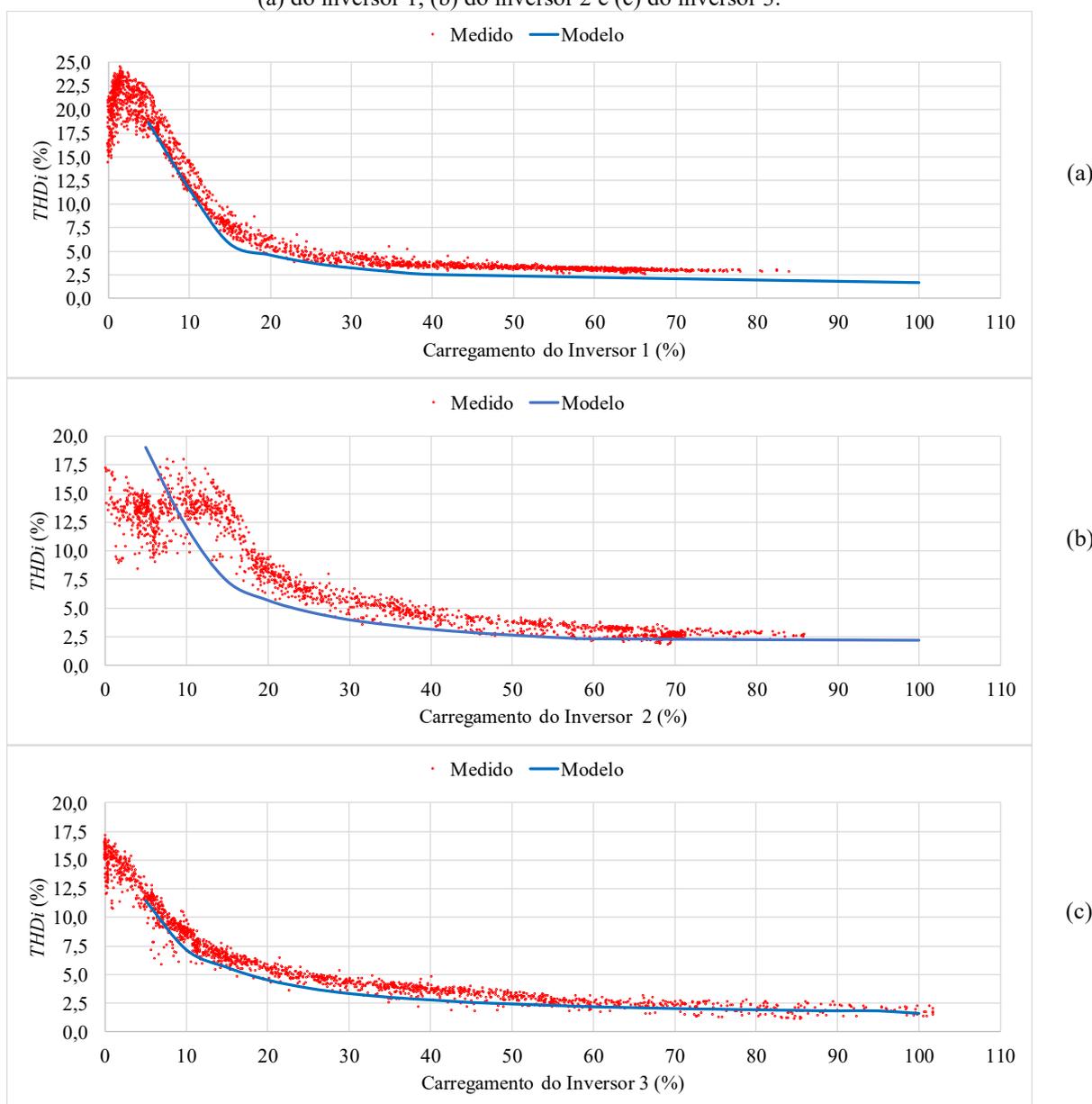


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o nível de carregamento dos inversores próximo de 50%, os coeficientes de determinação ( $R^2$ ) para os sinais modelados, apresentados na Figura 4.11, foram iguais a 0,998. Para situações de carregamento mais elevado, o ajuste do modelo em relação ao sinal medido foi ainda maior. Portanto, com base nesses resultados, o ajuste do modelo foi considerado satisfatório para a realização das análises que esse estudo se propõe.

Na Figura 4.13 está ilustrada o perfil de  $THD_i$  medido com o obtido na aplicação do modelo. Percebe-se que o modelo resulta em um valor ligeiramente menor em relação aos valores medidos. Isso ocorre porque o modelo considera uma quantidade menor de conteúdo harmônico, resultando em um numerador menor na Equação 1.16.

Figura 4.13 – Comparação do  $THD_i$  calculado a partir do modelo desenvolvido com o medido na saída (a) do inversor 1, (b) do inversor 2 e (c) do inversor 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3. Etapa de simulação

Para a realização desta etapa foi utilizado o *software OpenDSS*, que é uma ferramenta abrangente de simulação de sistemas elétricos para sistemas de distribuição de energia, que realiza análises de fluxo de potência e de harmônicos. O estudo tem como objetivo avaliar a propagação de componentes harmônicas na rede devido à operação de SFCR em conjunto com cargas com características não lineares.

Esta etapa foi dividida em duas fases. Na primeira fase, a metodologia foi testada no sistema *IEEE* de 33 barras para verificar a adequação dos modelos elaborados. Na segunda fase, a metodologia foi aplicada em um sistema isolado real, localizado na região Norte do Brasil.

Nas duas fases, primeiro foi realizado um estudo de fluxo de potência convencional para o cenário de um dia típico, considerando um usuário da região Norte do Brasil, com 0% de penetração de geração fotovoltaica na rede, usando o *software* no modo *Daily*, considerando apenas o fluxo das potências ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ). Para este modo de operação, o *OpenDSS* funcionou como uma ferramenta estática, verificando a solução para um dia típico de operação, sem considerar a presença de conteúdo harmônico.

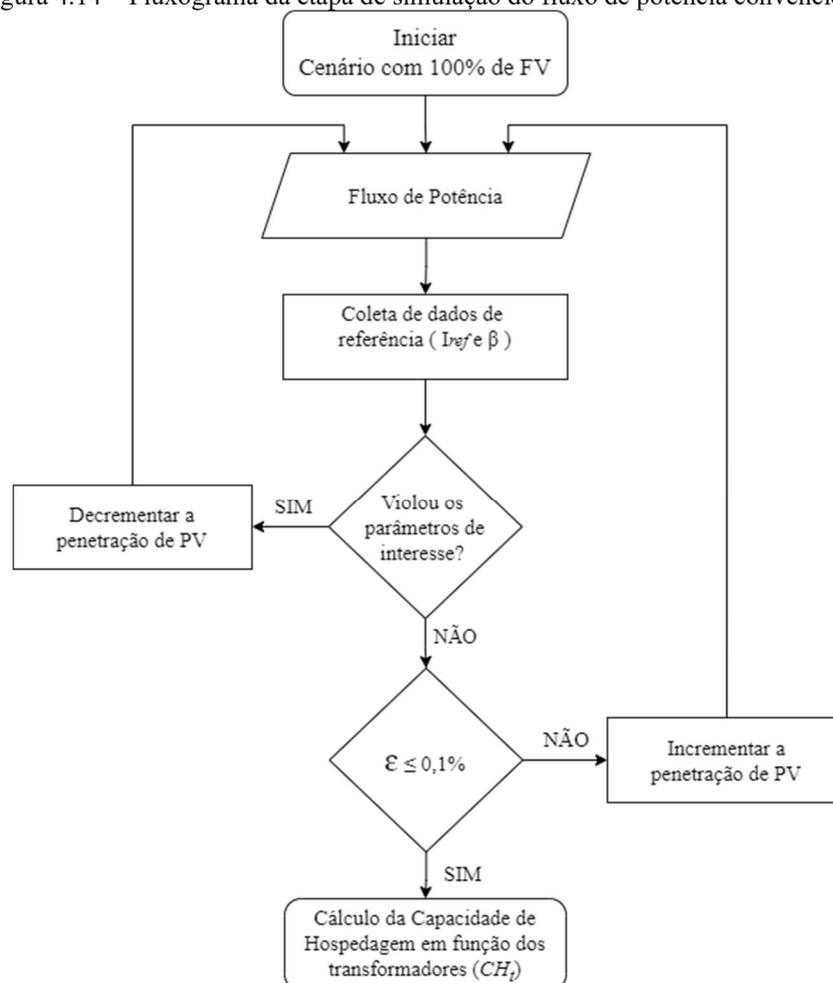
Em seguida, foi estimada a CH da rede considerando os índices de interesse como sendo: nível de tensão, capacidade do transformador e carregamento dos condutores. A estratégia adotada para definir a CH consiste em realizar incrementos e decrementos na penetração de geração fotovoltaica proporcionais às cargas. Os SFCR foram introduzidos apenas nas barras com carga.

O algoritmo para encontrar a CH foi implementado da seguinte forma: inicialmente, adicionou-se a cada barramento, com carga, um SFCR com a mesma potência ativa da carga no respectivo barramento. Em seguida, foi conduzido o fluxo de potência convencional. Não havendo violação dos parâmetros de interesse, foi realizado um incremento de SFCR em 5% do valor da carga conectada ao barramento em questão. Em seguida, foi feito o estudo de fluxo de potência. O processo se repetiu até que houvesse a violação de um dos parâmetros de interesse. Após a ocorrência da violação, iniciou-se o processo de decrementos. A porcentagem utilizada para a realização dos decrementos reduziu para 1% da potência ativa da carga no barramento. Em seguida, foi feito o estudo de fluxo de potência. O processo de decrementos se repetiu até que não houvesse mais a violação dos parâmetros de interesse. O processo de incrementos e

decrementos foi realizado até que um dos parâmetros permanecesse em conformidade e próximo do valor limite de operação ( $\varepsilon \leq 0,1\%$ ). O objetivo foi fazer com que a rede trabalhasse o mais próximo possível do seu limite operacional. Encontrada a potência de penetração fotovoltaica máxima na rede, sem que houvesse violação dos parâmetros de interesse, calculou-se a CH em relação à potência nominal dos transformadores.

Durante os estudos de fluxo de potência foram coletados os valores de corrente produzidas pelos SFCR, e demandada pelas cargas, juntamente com o ângulo da tensão ( $\alpha$ ) em cada barra da rede. As correntes encontradas para a situação realizada para a CH foram denominadas de correntes de referência ( $I_{rms,ref}$ ), pois serviram de referência no ajuste das fontes de corrente no estudo de fluxo de harmônicos. Na figura 4.14 está ilustrado o fluxograma com o resumo desta etapa de simulação para se encontrar a CH e os valores de referência.

Figura 4.14 – Fluxograma da etapa de simulação do fluxo de potência convencional.



Fonte: Elaborado pelo autor.

De posse dos valores de referência, foi realizado o estudo de fluxo de harmônicos. Inicialmente foi necessário fazer os ajustes das fontes de corrente. Destaca-se que os modelos desenvolvidos para representar as correntes de saída dos inversores contém informações dos percentuais de cada componente harmônica em relação a componente fundamental, juntamente com os ângulos de defasagem em relação a tensão ( $\theta$ ) para todas as componentes. Portanto, as fontes de corrente para os SFCR foram ajustadas de tal forma que  $I_{rms_{ref}} = I_{1,rms} + I_{H,rms}$ .

De forma similar, foram feitos dos ajustes das fontes de corrente para representar a corrente das cargas. Na Tabela 4.1 estão apresentadas as características das componentes harmônicas das cargas consideradas no estudo. Entretanto, ressalta-se que o banco de dados das cargas não possui informação do ângulo de defasagem da componente fundamental em relação a tensão. O ângulo das componentes harmônicas apresentadas na Tabela 4.1 têm como referência a componente fundamental. Por esse motivo, foi utilizado a defasagem considerada no estudo de fluxo de potência convencional, dada por  $\theta = \cos^{-1}\left(\frac{S}{P}\right)$ , como sendo a referência na realização do ajuste das fases das correntes das cargas.

Tabela 4.1 – Distribuição das componentes harmônicas presentes nos sinais de corrente das cargas.

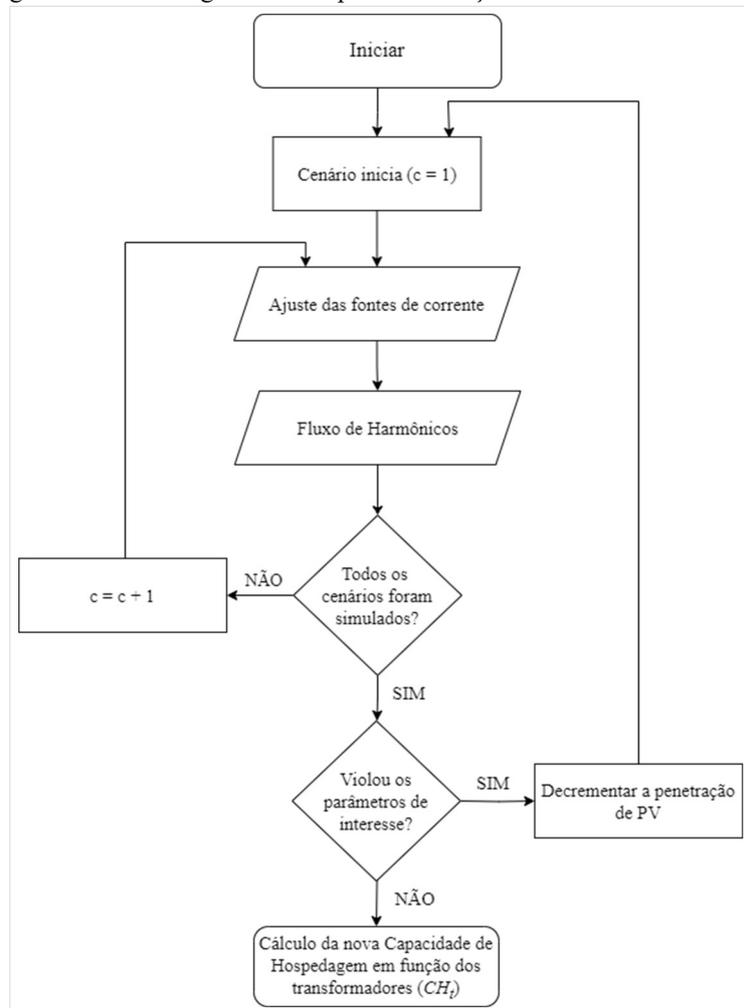
Ordem	Iluminação		Refrigeração		TV / PC		Ar-cond.		Outros eletrônicos	
	Mag (%)	Fase (°)	Mag (%)	Fase (°)	Mag (%)	Fase (°)	Mag (%)	Fase (°)	Mag (%)	Fase (°)
1	100	0	100	0	100	0	100	0	100	0
3	83	358	16	246	90	346	29	110	85	318
5	59	355	7	224	76	339	22	118	64	292
7	35	8	7	157	62	338	5	57	41	272
9	18	37	6	156	53	341	6	66	21	269
11	11	88	2	161	49	344	4	95	17	294
13	9	124	2	206	45	344	2	48	20	292
15	9	201	0	294	39	344	2	51	17	277
17	13	253	1	224	32	346	1	50	12	263
19	15	262	0	145	27	351	1	84	7	270
21	15	265	0	194	23	329	1	197	6	305
23	11	268	0	195	20	133	1	254	8	304
25	8	279	0	207	17	38	1	267	7	291

Fonte: Adaptado de Camilo, 2018.

O estudo de fluxo de harmônicos foi feito para 13 cenários ( $c$ ) de operação dos SFCR, uma para cada hora de operação no período de 6 h até às 18 h. Por fim, a partir dos resultados obtidos no estudo de fluxo de harmônicos, uma nova CH foi encontrada. Na figura 4.15 está apresentado um fluxograma com o resumo da etapa de simulação de fluxo de harmônicos.

A seguir estão apresentadas as características das curvas de carga e curva de geração fotovoltaica utilizadas nas simulações de fluxo de potência. Também são feitos comentários sobre o modelo de corrente harmônica e as condições de contorno utilizadas no sistema *IEEE* de 33 barras e o sistema isolado real apresentado em Cavalcante (2021).

Figura 4.15 – Fluxograma da etapa de simulação de fluxo de harmônicos.

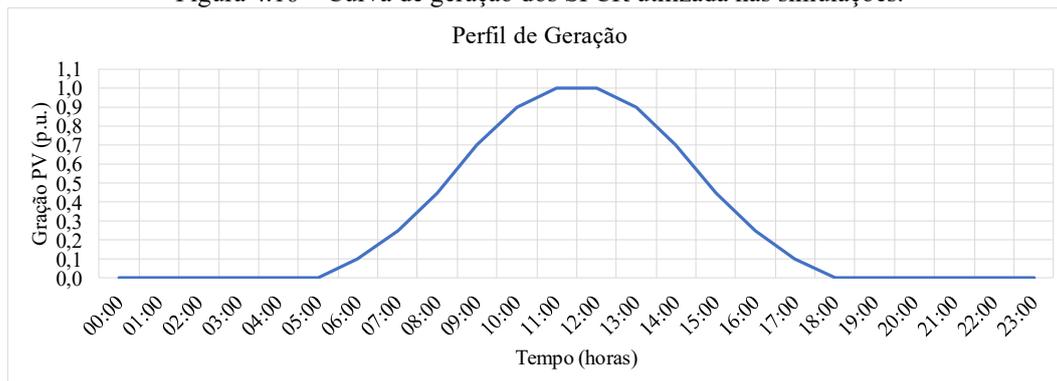


Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.3.1. Curva de geração

A curva de geração empregada nas simulações foi adaptada a partir dos dados de irradiância disponíveis em Cavalcante (2021), conforme mostrado na Figura 4.16. Observa-se que a geração tem início entre 5 h e 6 h, atingindo o pico no período entre 11 h e 12 h, encerrando-se após as 18 h.

Figura 4.16 – Curva de geração dos SFCR utilizada nas simulações.

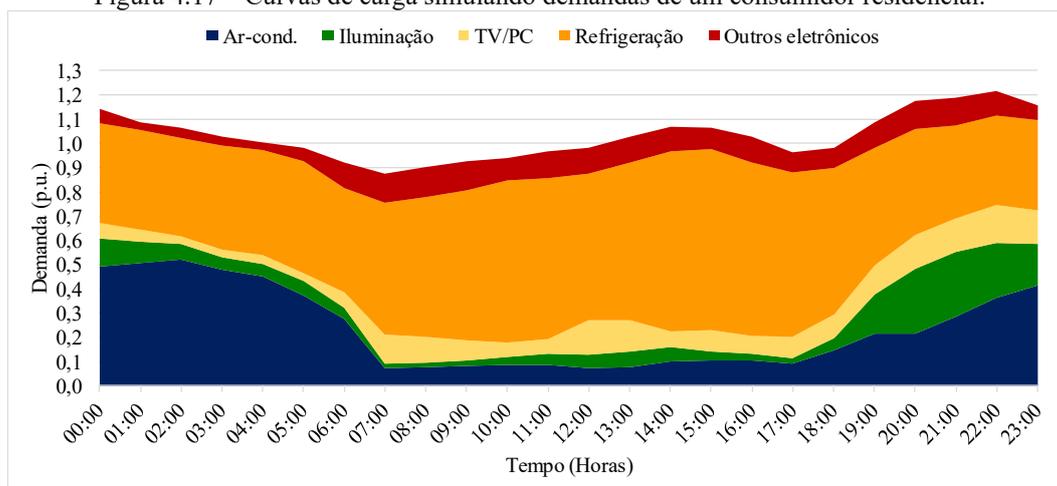


Adaptada de: Cavalcante, 2021.

### 4.3.2. Curva de carga

As curvas de demanda utilizadas nas simulações foram adaptadas de Cavalcante (2021), incorporando as componentes harmônicas das cargas, apresentadas na Tabela 4.1. A curva de demanda residencial da região Norte foi adotada como referência para a simulação das cargas. Considerou-se o uso de cargas de iluminação prioritariamente no período noturno, com uma presença menos intensa ao longo do dia. O uso de eletrodomésticos e eletroeletrônicos se intensifica no início do dia, durando até o fim da noite. A demanda por equipamentos de refrigeração é mais intensa durante o dia, ao contrário dos condicionadores de ar, que são mais exigidos durante a noite e madrugada. A Figura 4.17 ilustra a curva de carga utilizada nas simulações.

Figura 4.17 – Curvas de carga simulando demandas de um consumidor residencial.



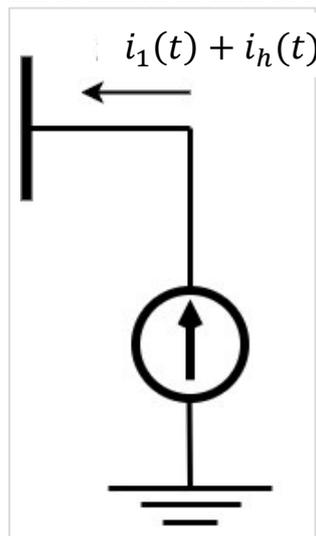
Adaptada de: Cavalcante, 2021.

### 4.3.3. Fonte de corrente harmônica

Segundo Karadeniz *et al.* (2022), cargas que introduzem conteúdo harmônico na rede e SFCR podem ser incorporadas aos algoritmos de análise de harmônicos no domínio da frequência usando fontes de correntes harmônicas.

Para obtenção do circuito equivalente da fonte de corrente harmônica é necessária a realização de medições dos valores das fases ( $\beta_h$ ) e amplitudes ( $I_h$ ) das componentes harmônicas de corrente injetadas na rede, considerando uma condição de tensão senoidal nominal da rede. Logo, os elementos conectados à rede são representados como fontes de corrente constante para cada componente harmônica. A fonte de corrente harmônica não leva em conta a dependência que os harmônicos possuem com a tensão da rede. Na Figura 4.18 está ilustrada a representação do circuito da fonte de corrente harmônica.

Figura 4. 18 – Modelo do circuito de fonte de corrente harmônica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3.4. Sistema IEEE de 33 barras

O sistema *IEEE* de 33 barras foi escolhido para testar a metodologia apresentada por já ser consagrado na literatura para a realização de estudos de sistemas de distribuição. Entretanto, para a utilização deste sistema, foi necessário aplicar algumas condições de contorno. Uma das condições de contorno consistiu em considerar cada barra como sendo uma unidade prossumidora. Logo, nesse sistema de barras foi possível a conexão de 33 prossumidores, permitindo um cenário em que houve interações de múltiplos inversores. A seguir são apresentadas as principais condições de contorno empregadas:

- Adequação dos parâmetros do sistema para operar nos valores padrão em baixa tensão. Na barra 1 foi conectado um transformador de 112,5 kVA, para realizar o rebaixamento da tensão de 13,8 kV para 220 V entre fases;
- Cada barra foi considerada como uma unidade prosumidora trifásica equilibrada;
- O valor da demanda das cargas em cada barra foi escolhido de maneira aleatória, de modo que a menor tensão ao longo das linhas fosse de 0,95 p.u.;
- O FP das cargas permaneceu fixo em 0,92 para todas as cargas em todos os cenários;
- A potência dos sistemas fotovoltaicos foi distribuída de maneira proporcional à carga da barra em que foi conectado;
- Considerou-se os FDI dos inversores fotovoltaicos iguais a 1;
- Os três modelos de inversores foram distribuídos entre as barras de maneira aleatória, atendendo à situação de que cada modelo representa 1/3 do total de sistemas conectados.

Na Figura 4.19 está apresentado o diagrama adaptado do sistema *IEEE* de 33 barras para o presente estudo, de acordo com as condições de contorno apresentadas anteriormente.



#### ***4.3.5. Sistema de distribuição isolado apresentado em Cavalcante (2021)***

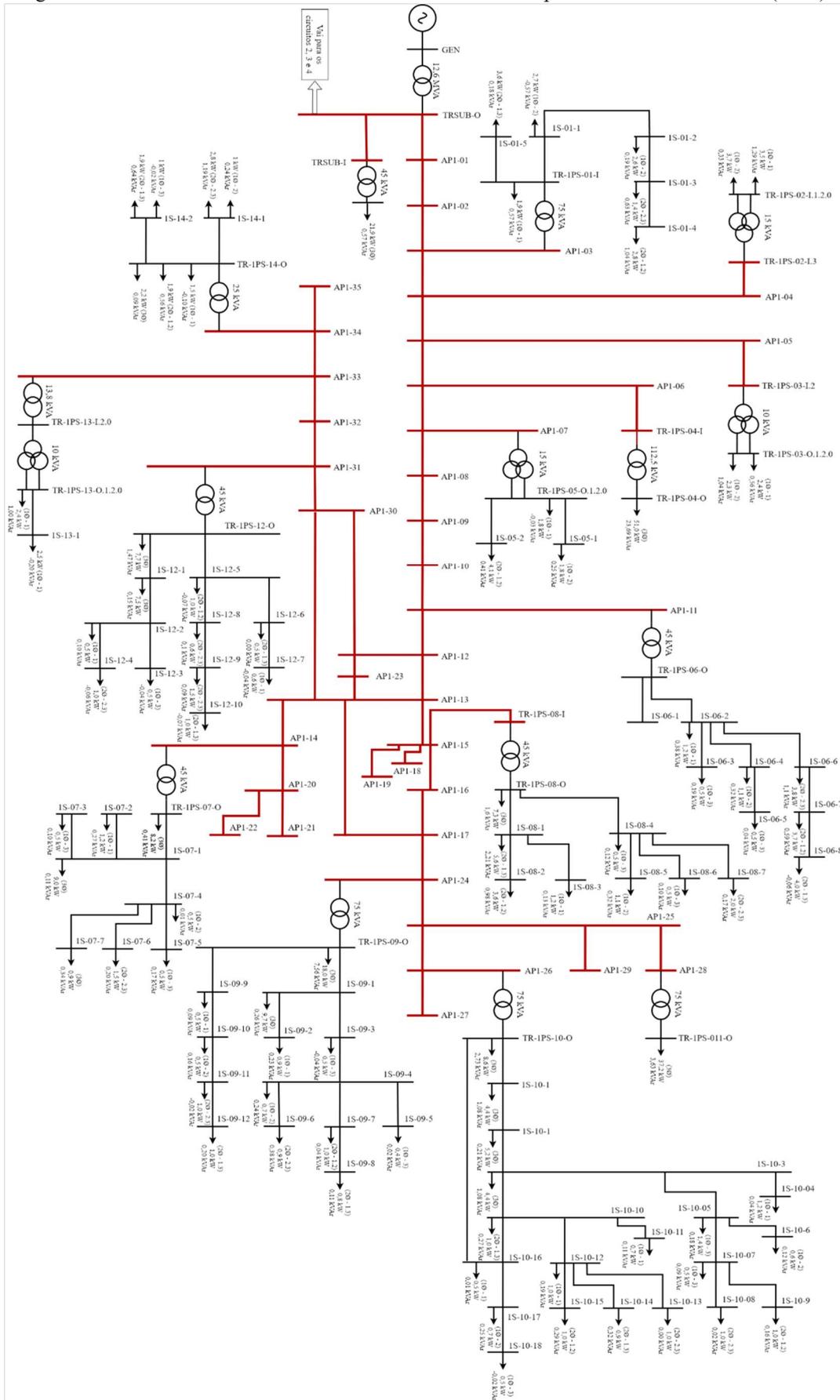
Diferentemente do estudo do sistema *IEEE* de 33 barras, neste circuito considerou-se as conexões de cargas e SFCR monofásicos, bifásicos e trifásicos, incluindo cargas desequilibradas. Neste circuito são dadas as potências ativas e reativas, não havendo a necessidade de estipular um valor para o FP. A análise concentrou-se exclusivamente no circuito 1. A seguir, são apresentadas as condições de contorno utilizadas:

- Cada barra com carga foi considerada como uma unidade prosumidora, podendo conter cargas monofásicas ou bifásicas;
- A potência dos sistemas fotovoltaicos foi distribuída de maneira proporcional à carga da barra em que foi conectada;
- Considerou-se o FDI dos SFCR igual a 1;
- Os três modelos de inversores foram distribuídos entre as barras de maneira aleatória sem que houvesse uma divisão proporcional em quantidade entre eles.

Na figura 4.20 é apresentado o diagrama do circuito 1 do sistema elétrico apresentado em Cavalcante (2021). No Anexo A, uma descrição mais detalhada do sistema isolado é fornecida.

No Capítulo 5 estão apresentados os resultados oriundos da aplicação da metodologia descrita neste capítulo, bem como os comentários, interpretações e análises acerca desses resultados.

Figura 4.20– Características do circuito 1 do sistema elétrico apresentado em Cavalcante (2021).



Adaptado de: Cavalcante, 2021.

## 5. RESULTADOS OBTIDOS NA ETAPA DE SIMULAÇÃO COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Nesse capítulo apresentam-se os resultados da aplicação da metodologia proposta. Inicialmente, são destacados os resultados obtidos com o sistema *IEEE* de 33 barras. Posteriormente, são apresentados os resultados com o sistema isolado apresentado em Cavalcante (2021).

### 5.1. Resultados obtidos com o sistema *IEEE* de 33 barras

Iniciou-se com o fluxo de potência, onde a penetração de FV foi de 0%, visando ajustar as cargas. O ajuste da demanda de cargas em cada barra é realizado de forma a garantir que a tensão mínima não ultrapassará 0,95 p.u ao longo das linhas, conforme ilustrado na Figura 5.1. Esse nível de tensão apresentado na figura foi atingido às 20 h. Destaca-se que, nessa situação, a barra 18 alcança aproximadamente 0,95 p.u. Para facilitar a identificação, os ramos principal e secundários do sistema *IEEE* são representados em cores distintas na Figura 5.1. A cor azul indica as barras do ramo principal, as cores amarela, verde e vermelha indicam os barramentos dos ramos secundários.

Figura 5.1 – Nível de tensão nas barras para as 20 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em seguida se inicia a etapa de acréscimo e decréscimo de penetração fotovoltaica na rede até se atingir um nível de penetração máximo sem que haja violação dos parâmetros da rede. Nessa etapa é realizado o estudo de fluxo de potência no modo diário. Considerando as condições de contorno apresentadas, se atingiu o nível máximo de penetração fotovoltaico de aproximadamente 214% da potência das cargas, sem que

houvesse violação dos parâmetros da rede. Para esse nível de penetração se constatou que as 11 h o transformador atingiu 99,5% da sua capacidade máxima. Portanto, a capacidade do transformador limitou a penetração de SFCR. Para esse nível de penetração de geração fotovoltaica, a CH calculada foi de 161,17%. Na figura 5.2 estão apresentadas as tensões nas barras para as 11 h.

Figura 5.2 – Nível de tensão nas barras para as 11 h com 161,17% de penetração fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

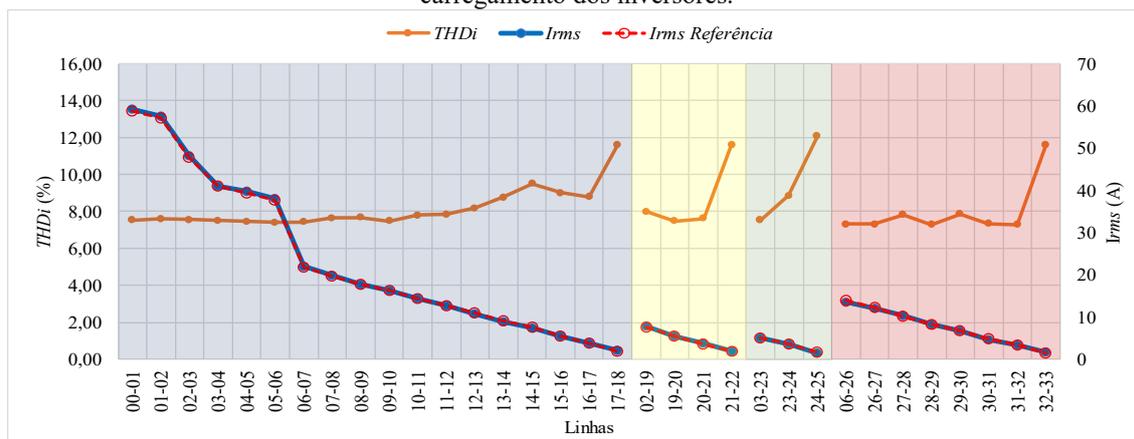
Após definido a CH, foram coletados os dados das correntes demandas pelas cargas e injetadas pelos SFCR, juntamente com as fases das tensões nas barras ao longo de um dia de operação dos SFCR. Esses dados serviram de referência para o ajuste das fontes de corrente na etapa seguinte.

Posteriormente, para a realização do fluxo de harmônicos, foram efetuados os ajustes das fontes de correntes harmônicas. Esses ajustes foram feitos tanto para a corrente dos SFCR quanto para a corrente das cargas. Na Figura 5.3, apresentam-se as correntes *rms* de referência, obtidas no estudo de fluxo de potência, juntamente com as correntes ajustadas usando o modelo de fonte de corrente harmônica. O erro médio entre as duas correntes foi de 1%.

Esses ajustes foram aplicados para cada cenário simulado, sendo o cenário das 17 h apresentado na Figura 5.3, onde os inversores operam com um carregamento de 10%. Nesta figura também estão apresentados os valores da  $THD_i$  calculados pelos modelos, referente as correntes que circulam nas linhas entre as barras.

De acordo com o modelo, individualmente, para um carregamento de 10%, os inversores 1, 2 e 3 possuem  $THD_i$  de 11,61%; 12,07%; e 7,18%, respectivamente. Porém, a corrente resultante da soma de todos os inversores conectados na rede apresentou  $THD_i$  igual a 7,53%.

Figura 5.3 –  $THD_i$  e corrente  $rms$  dos inversores que circula nas linhas na situação de 10% de carregamento dos inversores.

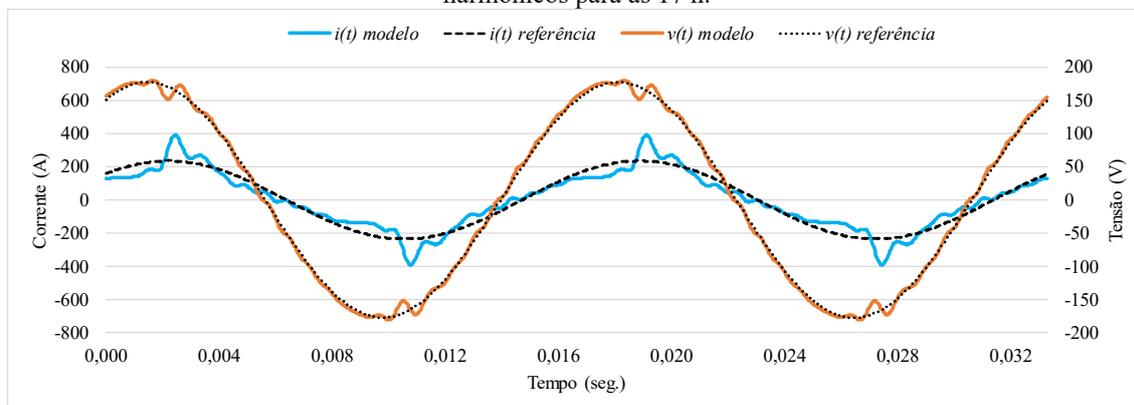


Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao avaliarmos apenas operação dos SFCR na rede, é possível observar na Figura 5.3 que a interação das componentes harmônicas dos inversores para baixo carregamento gera uma corrente resultante com  $THD_i$  próximo do valor de distorção do Inversor 3, o qual possui a menor distorção na corrente para carregamentos próximos de 10%. Esse é um indicativo que ocorre uma atenuação das componentes harmônicas na corrente resultante.

De forma semelhante, é feito o ajuste das correntes das cargas. O erro entre o valor de referência obtido no estudo de fluxo de potência com o valor ajustado no modelo foi de 0,31%. Após realizado o ajuste das correntes, foi feito o estudo de fluxo de harmônicos considerando dos SFCR e as cargas. Na Figura 5.4 é apresentado o comparativo entre as formas de onda na saída do transformador, obtidas através do estudo de fluxo de potência ( $v(t)_{referência}$  e  $i(t)_{referência}$ ) em relação ao resultado obtido através da metodologia proposta para a análise de fluxo de harmônicos ( $v(t)_{modelo}$  e  $i(t)_{modelo}$ ).

Figura 5.4 – Comparativo entre as formas de onda de referência e as obtidas a parti do estudo de fluxo de harmônicos para as 17 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 5.1 está apresentado o comparativo entre os resultados obtidos a partir o fluxo de potência com os obtidos a partir do estudo de fluxo de harmônicos.

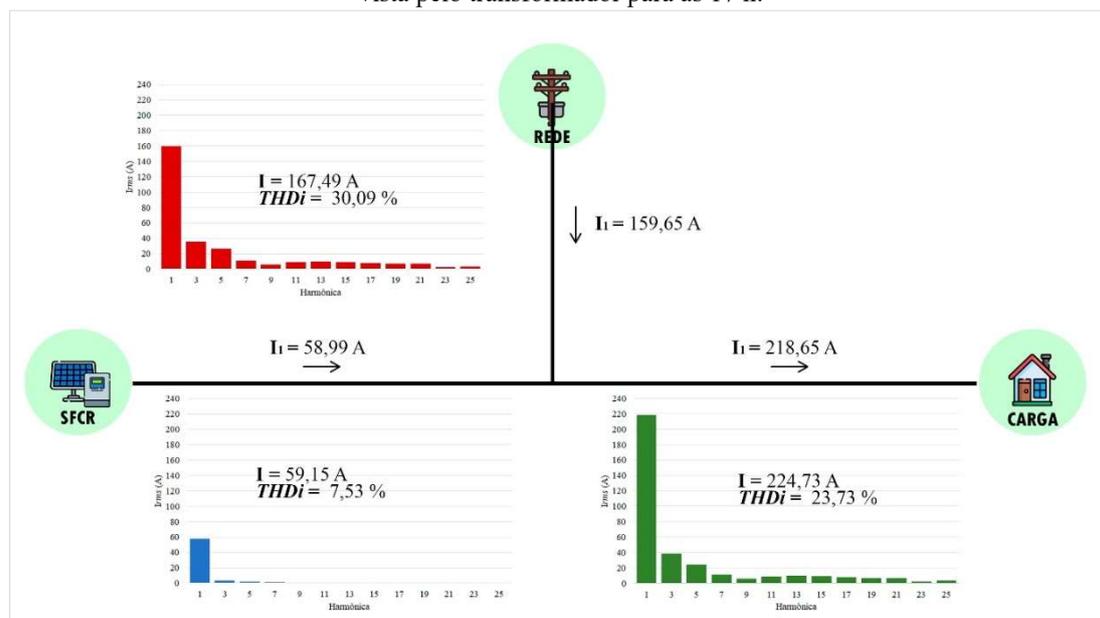
Tabela 5.1 – Comparativo entre os resultados obtidos a partir o fluxo de potência com os obtidos a partir do estudo de fluxo de harmônicos para as 17 h.

	$I_{rms}$	$THD_i$ (%)	$V_{rms}$ (V)	$THD_v$ (%)	FPdesl	FPdist	S (kVA)
Referência	160,16	-	125,09	-	0,93	-	20,03
Modelo	167,49	31,72	126,28	0,25	0,93	0,95	21,15

Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 5.5 está apresentada a representação simplificada da rede. Nela foi representada a soma da demanda de todas as cargas, de todos os inversores e a corrente vista pelo transformador. Nessa figura observa-se que mesmo com o  $THD_i$  dos inversores em 7,53% e o das cargas em 23,73%, a corrente resultante, vista pelo transformador, apresentou  $THD_i$  de 31,72%. Isso ocorreu pois, de acordo com o espectro de amplitude apresentado na Figura 5.5, além da componente fundamental, a carga também demanda componentes múltiplas da fundamental. Já o inversor, com um carregamento de 10%, contribui para o atendimento de uma parcela da componente fundamental da carga, cabendo à rede atender o restante, incluindo as componentes múltiplas da fundamental. Ou seja, a corrente que circulou na rede possuiu uma componente fundamental menor que a demandada pela carga. Portanto, de acordo com a Equação 1.16, a  $THD_i$  da corrente da rede acabou sendo maior que o da carga.

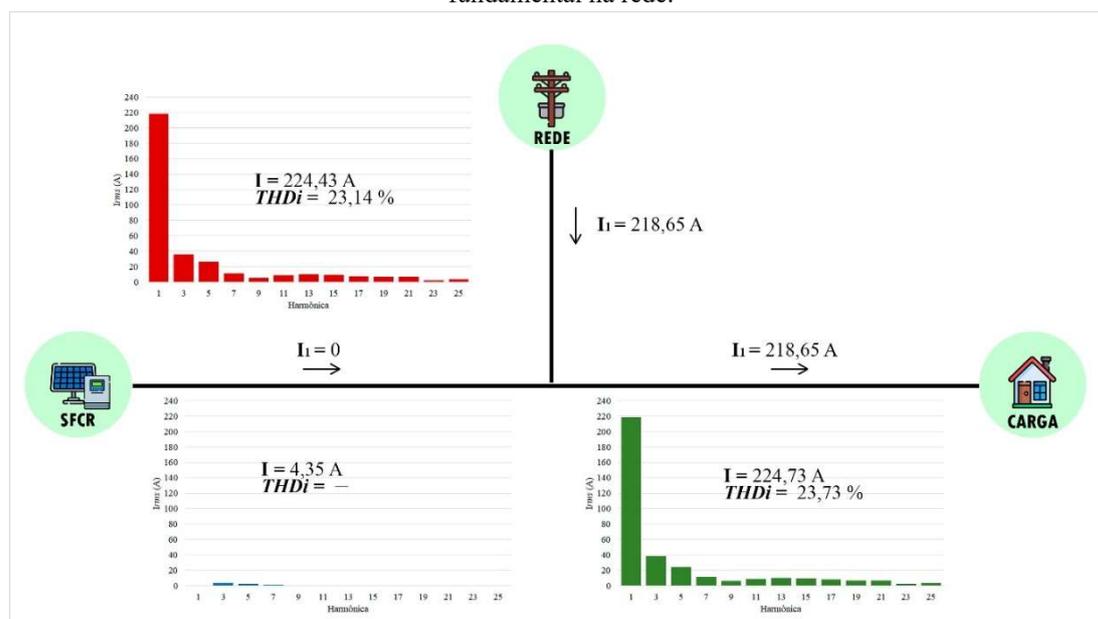
Figura 5.5 – Representação da soma da demanda de todas as cargas, de todos os inversores e a corrente vista pelo transformador para as 17 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Entretanto, a corrente resultante dos inversores com carregamento de 10% possui um  $THD_i$  de 7,53%, indicando que essa corrente contém componentes harmônicas. Para tentar entender o impacto dessas componentes harmônicas na corrente resultante dos inversores, foi considerado um cenário em que os inversores não injetam componente fundamental, apenas as componentes harmônicas. O resultado desse cenário está apresentado na Figura 5.6.

Figura 5.6 – Representação do cenário das 17 h em que os inversores não injetam a componente fundamental na rede.



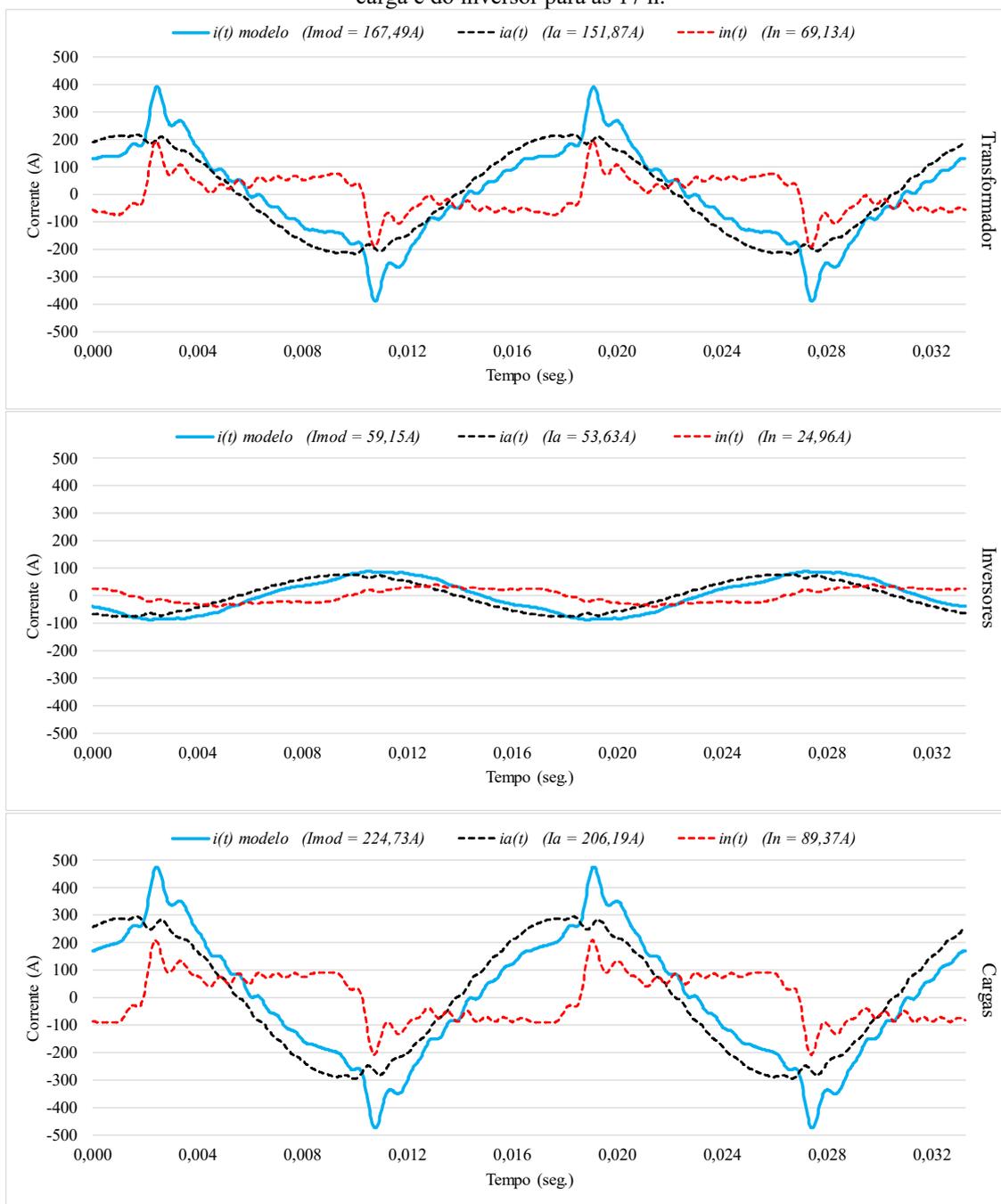
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 5.6 é possível observar que toda a demanda de componente fundamental da carga (218,65 A) foi atendida pela rede. Entretanto, observa-se que a  $THD_i$  vista pelo transformador (23,14%) foi menor que o das cargas (23,73%), sugerindo que a interação entre as correntes das cargas e dos inversores gera uma atenuação componentes harmônicas. Isso significa dizer que, na situação apresentada na Figura 5.5, embora a  $THD_i$  de 30,09% vista pelo transformador sendo maior que a  $THD_i$  de 23,73% demandada pelas cargas, a quantidade de componentes harmônicas demandadas pela carga é menor que a que circula na rede. Isso ocorre devido a redução da componente fundamental que circula na rede.

Para melhor avaliar a situação apresentada nas Figuras 5.5 e 5.6, dividiu-se as correntes elétricas em suas parcelas ativa e não ativa. Na Figura 5.7, estão apresentadas as formas de onda da corrente da rede (vista pelo transformador), da corrente dos inversores e da corrente das cargas, juntamente com suas parcelas de corrente ativa e não

ativa. Os valores das correntes *rms*, dos respectivos sinais, estão apresentados nas legendas. Para essa situação é possível observar que a corrente não ativa vista pelo transformador (69,13 A) é menor que a corrente não ativa demandada pelas cargas (89,37 A). Portanto, a corrente não ativa produzida pelos inversores (24,96 A) contribui para atender a demanda de corrente não ativa da carga. Na tabela 5.3 estão apresentados os valores *rms* das correntes dos inversores, das cargas e a vista pelo transformador, juntamente com suas parcelas ativa e não ativa, para o cenário apresentado na Figura 5.7.

Figura 5.7 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original do transformador, da carga e do inversor para as 17 h.

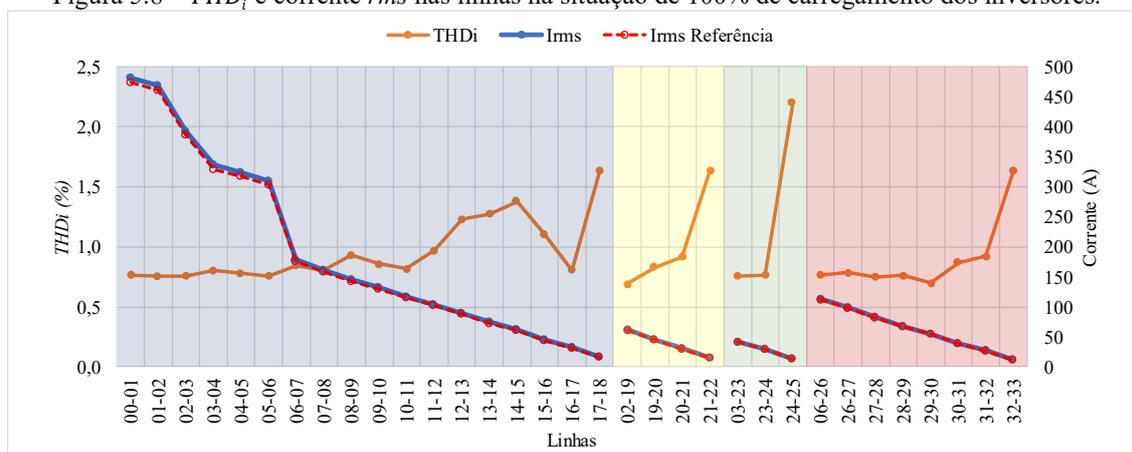


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o objetivo de verificar o comportamento da circulação de harmônicos no período de carregamento máximo dos SFCR, na Figura 5.8 está apresentado o ajuste das correntes dos SFCR para o cenário das 11 h, onde os inversores operaram com um carregamento de 100%. Nesta figura também estão apresentados os valores das  $THD_i$  das correntes das linhas entre as barras, obtidas a partir do modelo.

De acordo com o modelo, individualmente, para um carregamento de 100%, os inversores 1, 2 e 3 possuem  $THD_i$  de 1,63%; 2,20%; e 1,56%, respectivamente. Porém, a corrente resultante da soma de todos os inversores conectados na rede apresentou  $THD_i$  igual a 0,76%. O erro entre os valores das correntes de referência e as obtidas pelo modelo foi de 1.69%.

Figura 5.8 –  $THD_i$  e corrente  $rms$  nas linhas na situação de 100% de carregamento dos inversores.

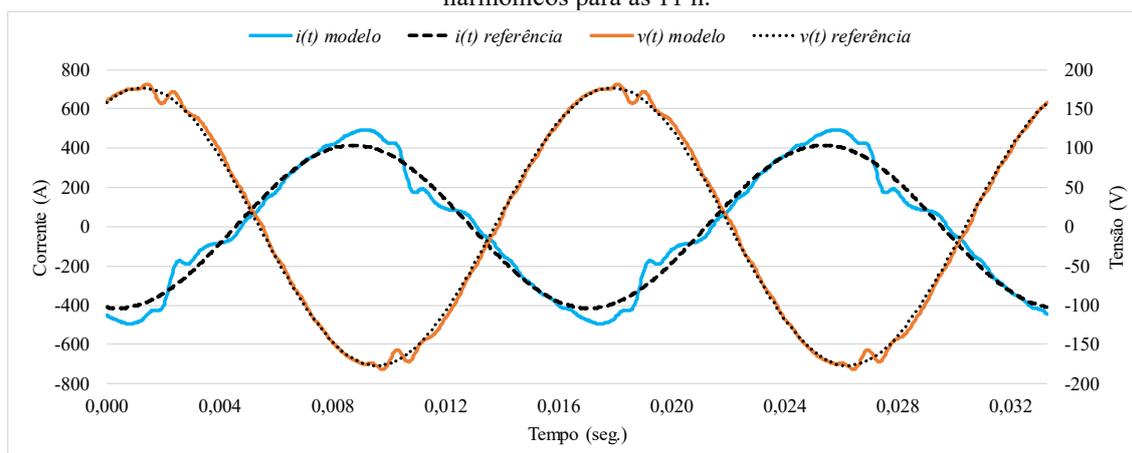


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a situação de carregamentos mais elevados, próximos de 100%, apresentados na Figura 5.8, a  $THD_i$  que chega no transformador foi inferior ao valor individual de cada inversor, o que sugere que a interação entre as correntes dos inversores modelados sofre atenuação de harmônicos.

De forma semelhante, foi feito o ajuste das correntes das cargas para esse cenário. O erro entre o valor de referência obtido no estudo de fluxo de potência com o valor ajustado foi de 0,28%. Após realizado o ajuste das correntes, foi feito o estudo de fluxo de harmônicos considerando os SFCR e as cargas. A Figura 5.9 ilustra o comparativo entre as formas de onda na saída do transformador, obtidas através do estudo de fluxo de potência em relação ao resultado obtido através da metodologia proposta para a análise de fluxo de harmônicos.

Figura 5.9 – Comparativo entre as formas de onda de referência e as obtidas a parti do estudo de fluxo de harmônicos para as 11 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 5.2 está apresentado o comparativo entre os resultados obtidos a partir o fluxo de potência com os obtidos a parti do estudo de fluxo de harmônicos. Notou-se que o FP de deslocamento, que é calculado a partir da componente fundamental, dado pela Equação 1.34, obtidos em ambos os estudos são iguais. Isso ocorre, pois, as componentes fundamentais do estudo de fluxo de harmônicos tiveram seus ângulos ajustadas de acordo com os valores obtidos no estudo de fluxo de potência. Isso implica que para as mesmas condições de tensão, a transferência de potência ativa desta corrente será menor que uma corrente de mesmo valor *rms* que não possui componentes harmônicas. Ou seja, para que a corrente possa transferir a mesma potência ativa de uma corrente sem distorção, necessitaria aumentar seu valor *rms*, aumentando as perdas no sistema.

Tabela 5.2 – Comparativo entre os resultados obtidos a partir o fluxo de potência com os obtidos a parti do estudo de fluxo de harmônicos para as 11 h.

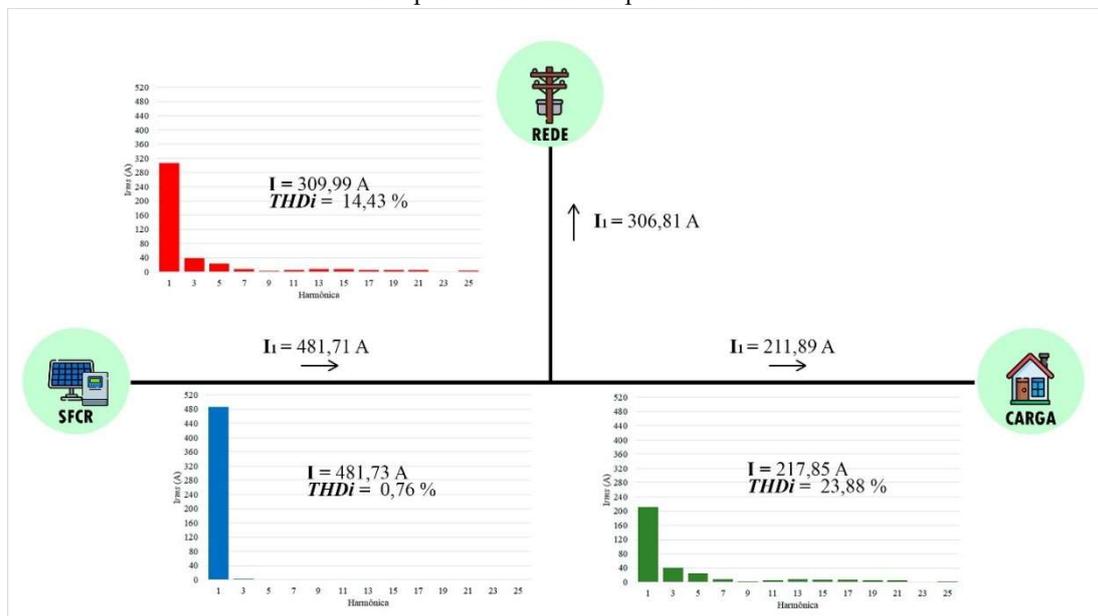
	<i>I</i> <sub>rms</sub>	<i>THD</i> <sub><i>i</i></sub> (%)	<i>V</i> <sub>rms</sub> (V)	<i>THD</i> <sub><i>v</i></sub> (%)	FPdesl	Fpdist	S (kVA)
Referência	293,51	-	125,02	-	0,95	-	36,69
Modelo	309,99	14,43	126,26	3,16	0,95	0,99	39,14

Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 5.10 ilustra a representação simplificada da rede, nela foi representada a soma das demandas de todas as cargas, de todos os inversores e a corrente da rede (vista pelo transformador). Nessa figura observa-se que mesmo com *THD*<sub>*i*</sub> dos inversores em 0,76% e das cargas em 23,88%, a *THD*<sub>*i*</sub> da corrente vista pelo transformador foi de 14,43%. Portanto, embora a rede continue atendendo a demanda das componentes harmônicas da carga, a injeção de componente fundamental na rede pelos inversores foi muito superior à demandada pelas cargas. Nessa situação ocorreu uma inversão do fluxo

de corrente fundamental, que foi superior, em módulo, a corrente demandada pela carga, resultando em uma  $THD_i$  da rede menor.

Figura 5.10 – Representação da soma da demanda de todas as cargas, de todos os inversores e a corrente vista pelo transformador para as 11 h.

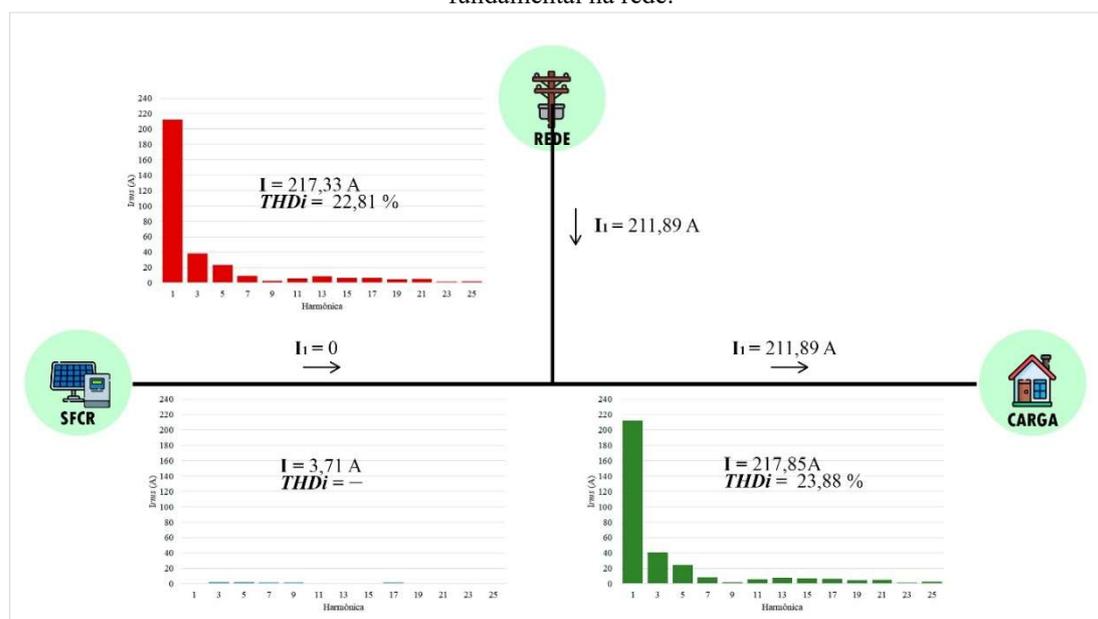


Fonte: Elaborado pelo autor.

Da mesma forma como apresentado na Figura 5.6, para melhor entender o impacto das componentes harmônicas da corrente resultante dos inversores, foi considerado um cenário em que os inversores não injetam a componente fundamental, apenas as componentes múltiplas da fundamental. O resultado desse cenário está apresentado na Figura 5.11.

Na Figura 5.11 nota-se que toda a demanda de componente fundamental da carga foi atendida pela rede. Entretanto, observa-se que a  $THD_i$  vista pelo transformador foi menor que o das cargas, sugerindo que a interação entre as correntes das cargas e dos inversores gera uma atenuação componentes harmônicas que circulam na rede. Isso significa dizer que, na situação apresentada na Figura 5.10, a quantidade de componentes harmônicas demandadas pela carga foi menor que a que circula na rede.

Figura 5.11 – Representação do cenário das 11 h em que os inversores não injetam a componente fundamental na rede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para melhor avaliar a situação apresentada nas Figuras 5.10 e 5.11, dividiu-se as correntes elétricas em suas parcelas ativa e não ativa. Na Figura 5.12, estão apresentadas as formas de onda da corrente da rede (vista pelo transformador), da corrente dos inversores e das cargas, juntamente com suas parcelas de corrente ativa e não ativa. Os valores das correntes *rms*, dos respectivos sinais, estão apresentados nas legendas.

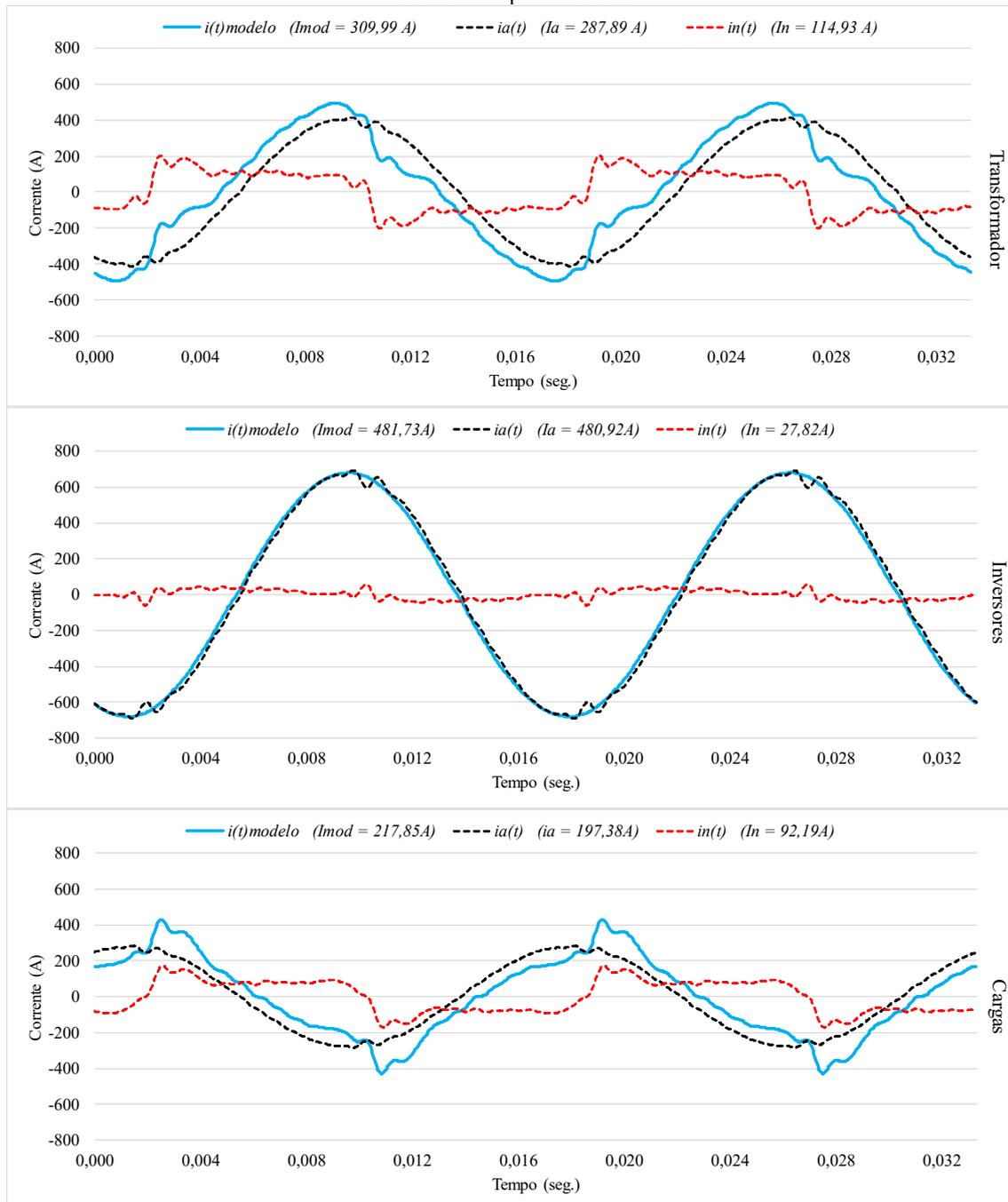
Diferente do que ocorreu para o cenário das 17 h (carregamento dos inversores em 10%), no cenário das 11 h (carregamento dos inversores em 100%) a corrente não ativa vista pelo transformador (114,93 A) foi maior que a corrente não ativa demandada pelas cargas (92,19 A). Portanto, a corrente não ativa produzida pelos inversores (27,82 A) contribui para aumentar a corrente não ativa que circula na rede.

Na figura 5.12 também é possível notar que a corrente ativa produzida pelo inversor (480,92 A) foi muito maior que a corrente ativa demandada pela carga (197,38 A), resultando em uma corrente ativa vista pelo transformador maior que o da carga (287,89 A). Na Figura 5.12 observa-se que a corrente vista pelo transformador está em fase com a corrente dos inversores, indicando que para essa situação ocorreu uma reversão no fluxo da corrente.

Na tabela 5.3 estão apresentados os valores *rms* das correntes dos inversores, das cargas e a da rede (vista pelo transformador), juntamente com suas parcelas ativa e não ativa, para o cenário das 17 h (carregamento dos inversores em 10%) apresentado na

Figura 5.7 e para o cenário das 11h (carregamento dos inversores em 100%) apresentado na Figura 5.12.

Figura 5.12 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original do transformador, da carga e do inversor para as 11 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em se tratando da corrente dos inversores, na tabela 5.3 nota-se que o carregamento dos inversores tem um impacto maior na corrente ativa dos inversores que na corrente não ativa. Esse mesmo resultado foi observado nos estudos experimentais realizados por de Parijós Junior (2022). Nesse estudo se constatou que a corrente não

ativa dos inversores avaliados não variou de maneira significativa com o carregamento dos inversores. Diferente do que ocorreu com a corrente ativa, que variou de maneira proporcional ao carregamento.

Tabela 5.3 – Valores *rms* das correntes dos inversores, das cargas e a vista pelo transformador, juntamente com suas parcelas ativa e não ativa.

	Cenário das 11h (carregamento dos inversores = 100%)			Cenário das 17h (carregamento dos inversores = 10%)		
	I (A)	Ia (A)	In (A)	I (A)	Ia (A)	In (A)
Transformador	309,99	287,89	114,93	167,49	151,87	69,13
Inversores	481,73	480,92	27,82	59,15	53,63	24,96
Cargas	217,85	197,38	92,19	224,73	206,19	89,37

Comparando as correntes obtidas a partido modelo e as obtidas a partir do estudo de fluxo de potência convencional, apresentadas nas Tabelas 5.1 e 5.2, se observou que as correntes obtidas a partir da aplicação do modelo foram superiores as correntes obtidas pelo fluxo de potência convencional. Dessa forma, a corrente máxima obtida pelo estudo de fluxo de harmônicos ultrapassou a capacidade do transformador, sendo necessário recalcular a CH da rede. Portanto, sem que houvesse violação da capacidade do transformador, a nova CH calculada foi de 157,95%. O resultado de CH encontrado a partir do fluxo de harmônicos foi 2% menor que o encontrado utilizando o fluxo de potência convencional.

## 5.2. Resultados obtidos com o sistema isolado de Cavalcante (2021)

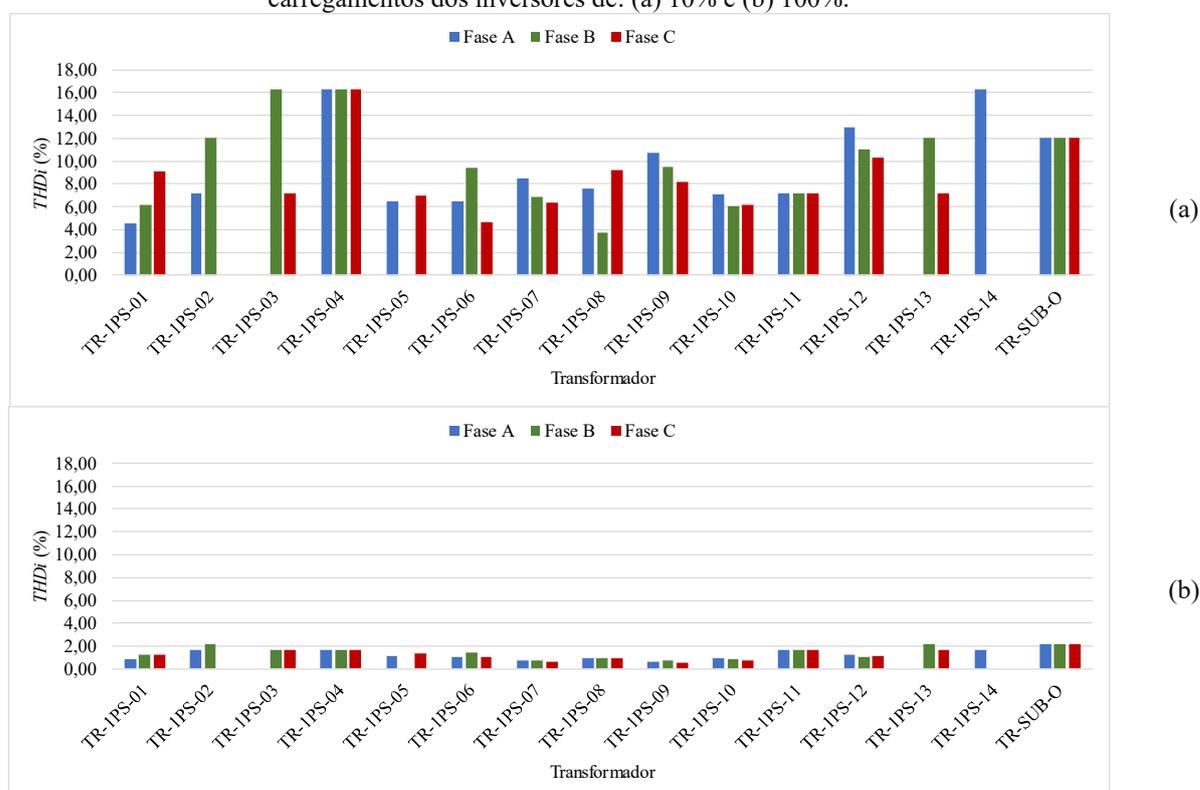
Para este caso, como as cargas já foram pré-estabelecidas, se iniciou a etapa de acréscimo de penetração fotovoltaica na rede até se atingir um nível de penetração máximo sem que houvesse violação dos parâmetros da rede. Nessa etapa foi realizado o estudo de fluxo de potência no modo diário. Considerando as condições de contorno apresentadas, se atingiu o nível máximo de penetração fotovoltaico de aproximadamente 259% da potência das cargas, sem que houvesse violação dos parâmetros da rede. Para esse nível de penetração se constatou que às 11 h o barramento 1S-08-03 atingiu a tensão de 1,05 p.u. Portanto, a tensão nesse barramento limitou a penetração de SFCR. Para esse nível de penetração de geração fotovoltaica, a CH calculada foi de 23,03%.

Após definido o nível de penetração fotovoltaico na rede, foram coletados os dados das correntes demandas pelas cargas e injetadas pelos SFCR, juntamente com as fases das tensões nas barras ao longo de um dia de operação dos SFCR.

Em seguida, foram efetuados os ajustes das fontes de corrente harmônica que simulam a corrente injetada pelos SFCR e a demandada pelas cargas. A média do erro entre as correntes obtidas no estudo de fluxo de potência e o ajustado nas fontes de corrente harmônica foi inferior a 2%.

O estudo de fluxo de harmônicos foi inicialmente realizado considerando apenas a operação dos SFCR, desconsiderando as cargas. Na Figura 5.13, estão ilustrados os valores das  $THD_i$  das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para as condições de carregamentos dos inversores iguais a 10% e 100%. Como essa rede possui cargas desequilibradas, notou-se que as  $THD_i$  não foram iguais entre as fases.

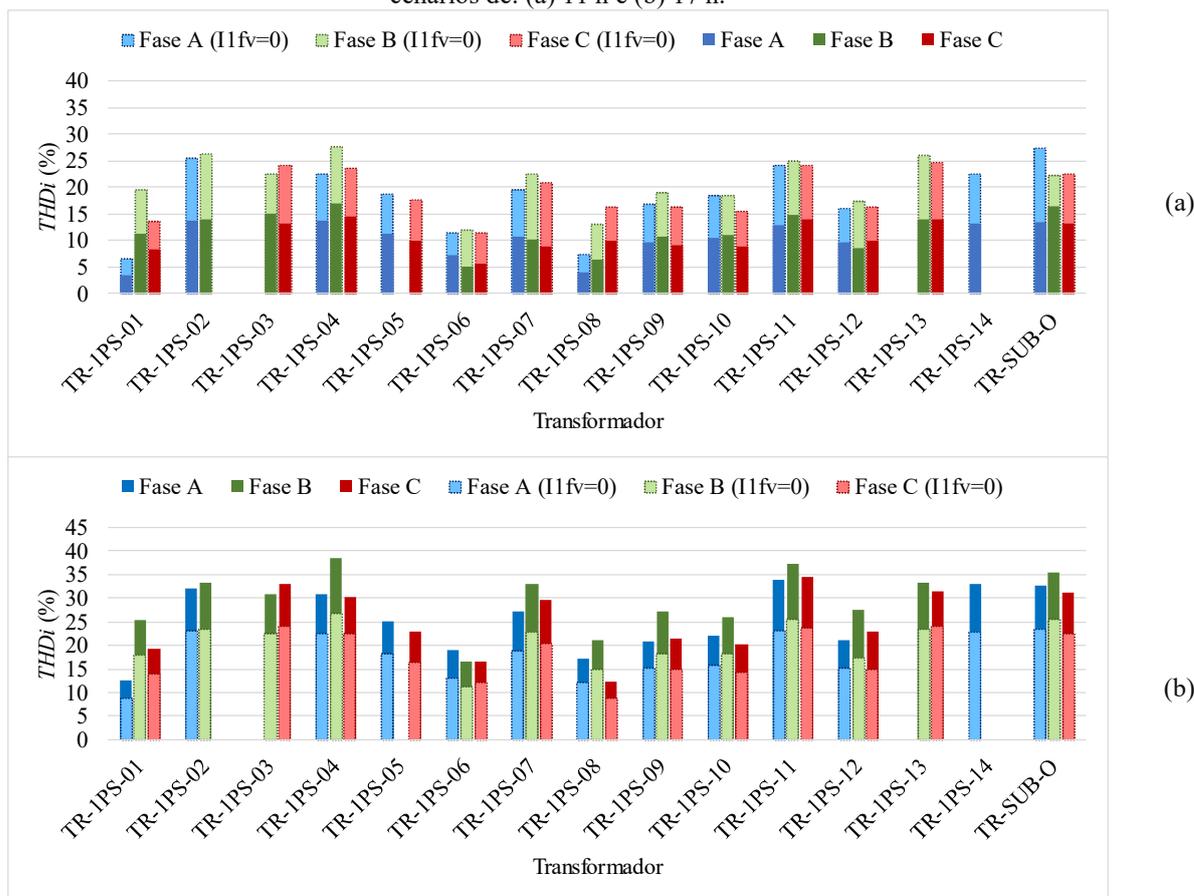
Figura 5.13 –  $THD_i$  das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para carregamentos dos inversores de: (a) 10% e (b) 100%.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em seguida, foi feito o estudo de fluxo de harmônicos considerando os SFCR e as cargas. Na Figura 5.14 estão ilustrados os valores da  $THD_i$  das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para dois cenários, às 17 h e às 11 h. Nessas mesmas figuras também está exibido o cenário considerando que os inversores apenas injetaram as componentes harmônicas, similar as situações apresentadas nas Figuras 5.6 e 5.11. O objetivo foi o de verificar qual seria o nível da  $THD_i$  vista pelos transformadores.

Figura 5.14 –  $THD_i$  das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para os cenários de: (a) 11 h e (b) 17 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

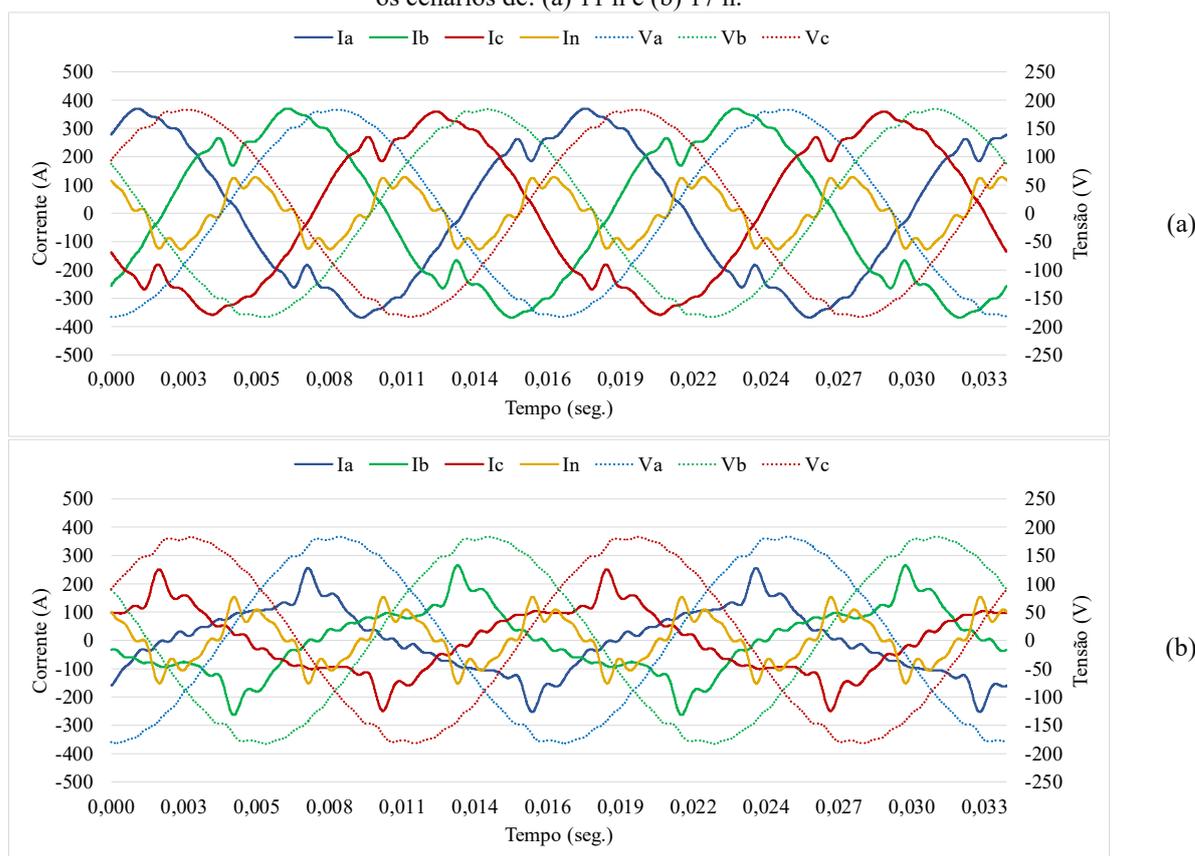
Na Figura 5.14 (a) observa-se que a  $THD_i$  para o cenário em que o inversor não injeta a componentes fundamental foi maior. Da mesma forma como observado na Figura 5.11, o que correu foi uma atenuação da circulação de componentes harmônicas e a injeção de componente fundamental na rede foi superior a demandada pela carga, gerando um fluxo reverso de corrente.

Na Figura 5.14 (b) nota-se uma situação similar a apresentada nas Figura 5.5 e 5.6. O inversor acabou atendendo uma parcela da componente fundamental da carga, cabendo a rede atender o restante, incluindo as componentes múltiplas da fundamental. Considerando o cenário em que o inversor injetou apenas as componentes harmônicas, a rede acabou tendo que atender a componente fundamental na íntegra, aumentando sua circulação na rede que, pela Equação 1.16, resulta em uma  $THD_i$  menor para esse cenário.

Ao se introduzir as cargas, comparando as Figuras 5.13 e 5.14, nota-se que o nível de distorção da corrente que circularam na rede aumentou, sugerindo que as correntes das cargas foram as que mais contribuíram para a circulação de componente harmônicas na rede.

Na Figura 5.15 estão ilustradas as formas de onda das correntes e tensões no lado de baixa do transformador TR-1PS-04, para os cenários de 11 h e 17 h, obtidas através do estudo de fluxo de harmônicos. Na Tabela 5.4 estão apresentados os valores *rms* das correntes para os dois cenários, juntamente com suas respectivas  $THD_i$ . Esse transformador foi escolhido por apresentar os maiores valores de  $THD_i$ .

Figura 5.15 – Formas de onda das correntes e tensões no lado de baixa do transformador TR-1PS-04, para os cenários de: (a) 11 h e (b) 17 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

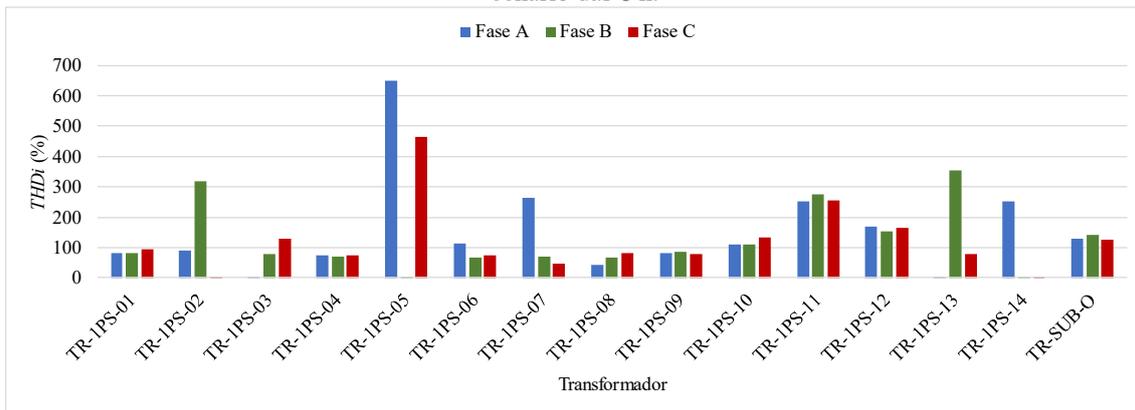
Tabela 5.4 – Corrente e  $THD_i$  das fases para os cenários das 17 h e 11 h.

	Cenário das 11 h				Cenário das 17 h			
	240,56	241,70	240,79	85,54	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro
I (A)	13,71	16,88	14,41	-	110,47	113,13	110,25	81,72
$THD_i$ (%)	240,56	241,70	240,79	85,54	30,92	38,61	30,21	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

A seguir, na Figura 5.16, está ilustrado a  $THD_i$  para o cenário das 8:00 horas. Nesse cenário a corrente *rms* demandada pelas cargas foi aproximadamente igual a produzida pelos SFCR. Para este cenário, o carregamento dos inversores foi de 35%. Para esta situação foi possível observar que a  $THD_i$  da corrente no secundário do transformador foi elevada, chegando a valores superiores a 600%.

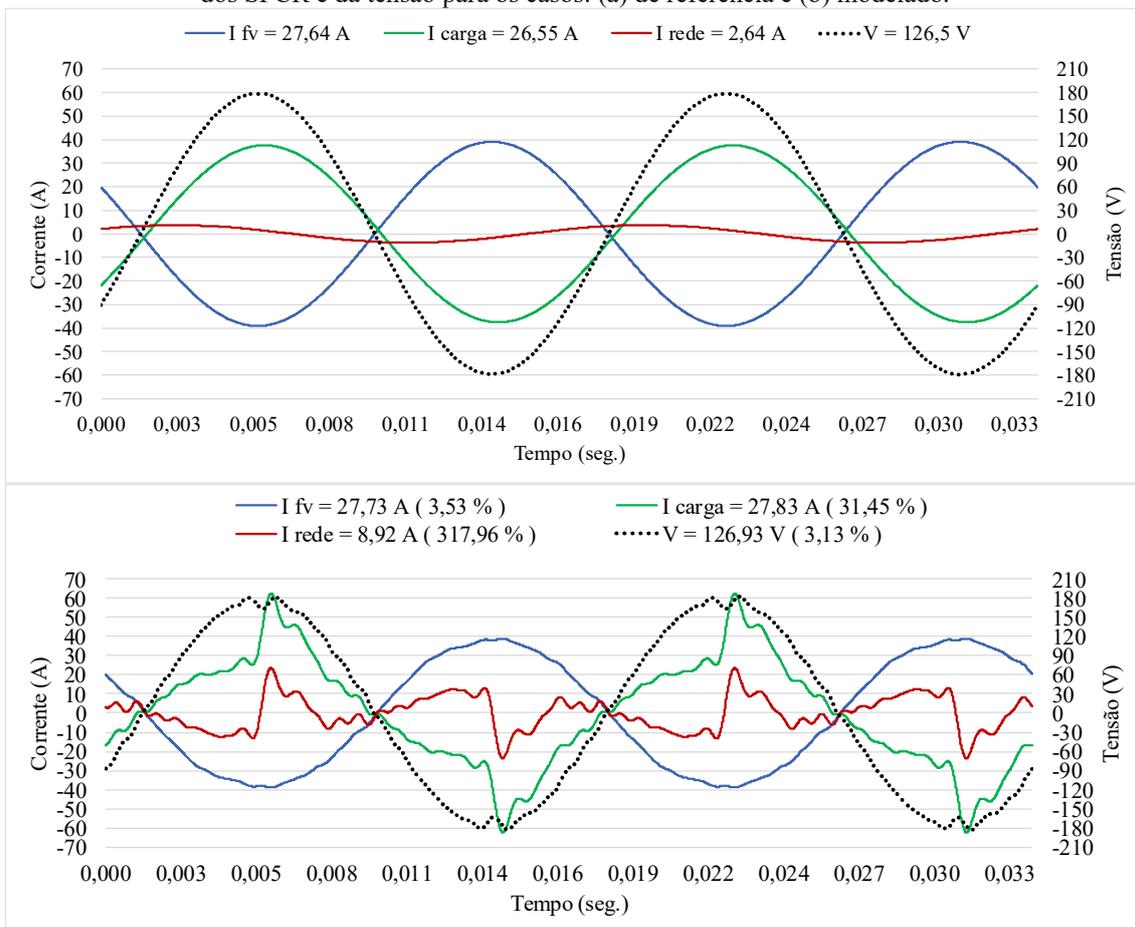
Figura 5.16 –  $THD_i$  das correntes que circulam no lado de baixa nos transformadores da rede para o cenário das 8 h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para entender o ocorrido na Figura 5.16, a Figura 5.17 ilustra as formas de onda da corrente demandada pela carga, a injetada pelo inversor e a corrente resultante vista pela rede, bem como seus respectivos  $THD_i$ , na fase B da barra TR-1PS-02 para o cenário das 8 h, considerando o caso referência e o obtido através do modelo.

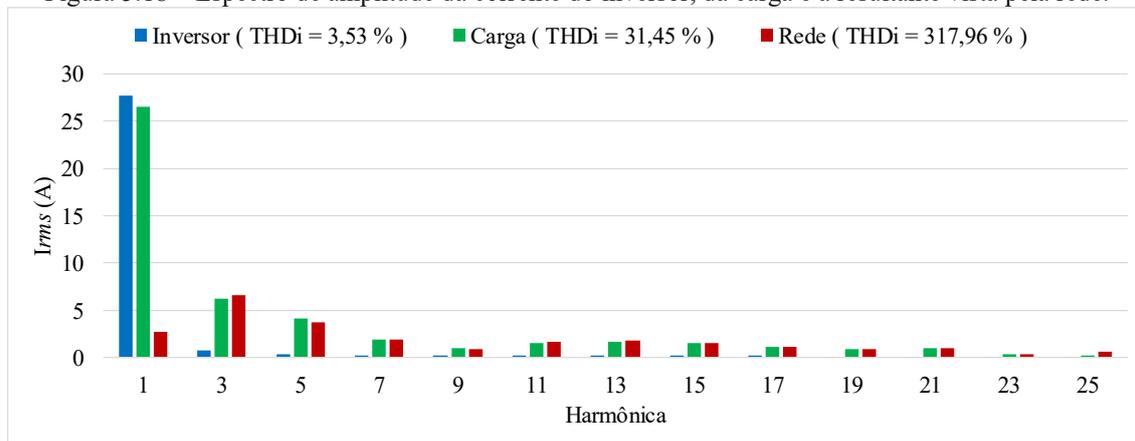
Figura 5.17 – Formas de onda, correntes  $rms$  e  $THD$  das correntes da rede, da carga, da saída do inversor dos SFCR e da tensão para os casos: (a) de referência e (b) modelado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 5.17, de forma similar as simulações para o sistema *IEEE* de 33 barras, observa-se que a corrente que circula na rede encontrada no estudo de fluxo de harmônicos foi maior que a encontrada a parti do fluxo de potência convencional. Atribui-se o elevado valor da  $THD_i$  da corrente da rede, apresentado na figura 5.17 (b), ao comportamento não linear da carga, a qual teve a sua demanda da componente fundamental da corrente atendida quase totalmente pelo inversor, cabendo à rede atender as demais componentes múltiplas da fundamental. Isto causou a redução da componente fundamental da corrente resultante, vista pela rede que, pela Equação 1.16, fez com que a  $THD_i$  se elevasse. Isto fica evidente ao se observar a Figura 5.18, onde está apresentado o espectro de amplitude das componentes harmônicas das correntes ilustradas na Figura 5.17(b).

Figura 5.18 – Espectro de amplitude da corrente do inversor, da carga e a resultante vista pela rede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 5.5, são apresentados os valores de FP de deslocamento e de distorção na fase B da barra TR-1PS-02 para o cenário das 8 h. Nela se observar que o modelo foi ajustado de acordo com o FP de deslocamento.

Tabela 5.5 – FPdesl. e FPdist. na fase B da barra TR-1PS-02 para o cenário das 8 h.

	FP <sub>desl.</sub>	FP <sub>dist.</sub>
Referência	0,45	1
Modelo	0,45	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao ajustar a amplitude das correntes das fontes harmônicas em função do FP de deslocamento, mantendo o valor *rms*, implica que a componente fundamental da corrente do modelo de harmônicos terá uma amplitude menor que a corrente de referência obtida pelo fluxo de potência convencional. Portanto, para as mesmas condições de tensão, a

transferência de potência ativa de uma corrente com distorção será menor que uma corrente de mesmo valor  $rms$  e  $FP_{desl.}$  que não possui distorção. Ou seja, para que a corrente possa transferir a mesma potência ativa de uma corrente sem distorção, necessitaria aumentar seu valor  $rms$ , aumentando as perdas no sistema.

Para melhor avaliar a situação apresentada nas Figuras 5.17, dividiu-se as correntes elétricas em suas parcelas ativa e não ativa. Na Figura 5.19, estão apresentadas as formas de onda da corrente da rede, dos inversores e das cargas, juntamente com suas parcelas de corrente ativa e não ativa. Os valores das correntes  $rms$ , dos respectivos sinais, estão apresentados nas legendas.

Nesse cenário se observou que a corrente não ativa demandada pela carga (8,77 A) foi atendida que que na sua totalidade pela rede (8,92 A). A corrente não ativa produzida pelos inversores (27,82 A) contribui para aumentar a corrente não ativa que circula na rede.

Na figura 5.19 também se nota que a corrente ativa demandada da rede é de aproximadamente zero, pois a corrente ativa demandada pela carga (26,41 A) foi atendida pela corrente ativa produzida pelo inversor (27,71 A), resultando em uma corrente ativa vista pelo transformador maior que o da carga (287,89 A).

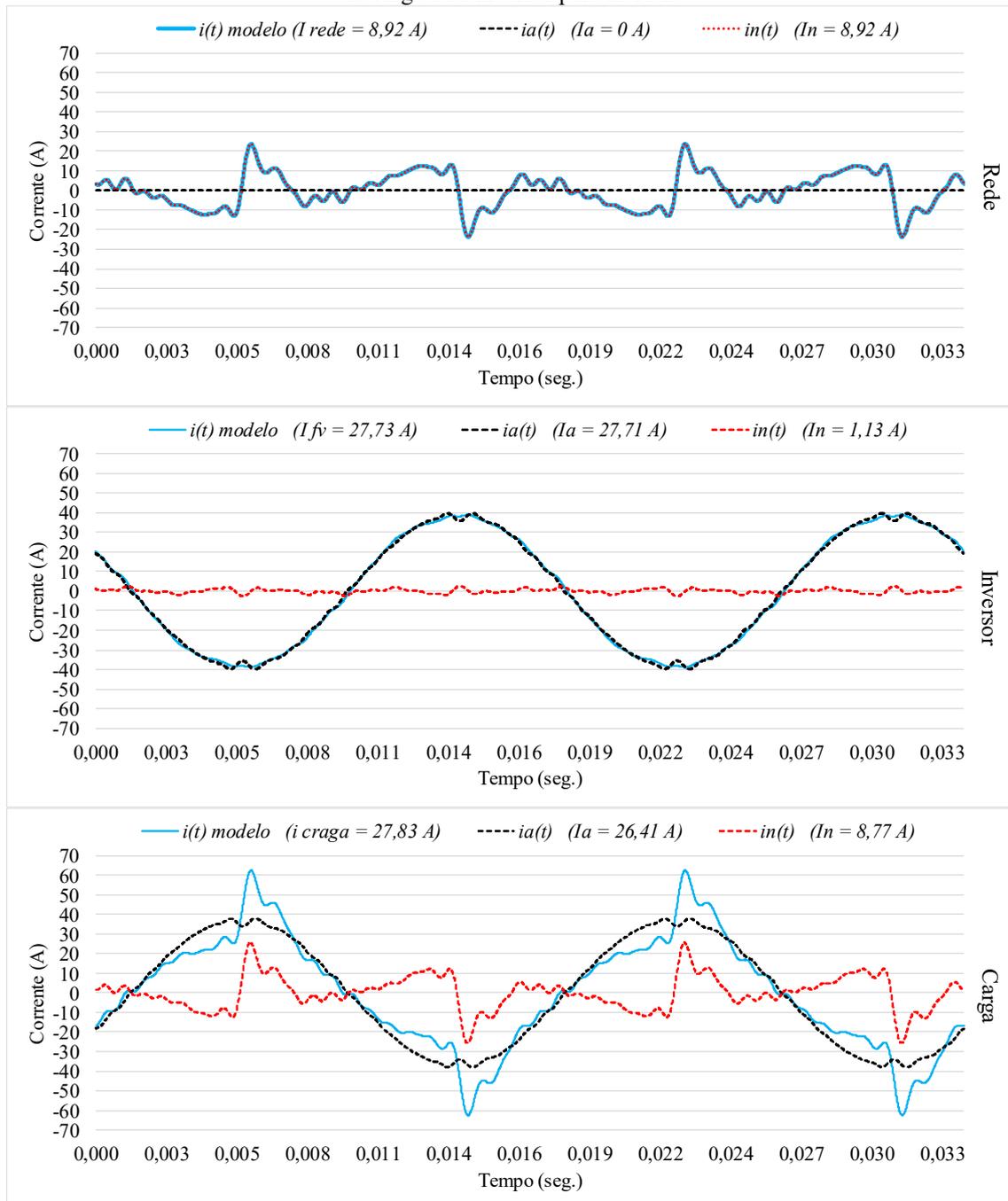
Na Figura 5.19 se observa que a corrente  $i(t)$  da rede é composta apenas pela componente não ativa  $i_n(t)$ , justificando  $THD_i$  de 317,96% encontrado para esse cenário. Nessa mesma figura também se constata que a maior parte da corrente  $i(t)$  do inversor é composta de componente ativa  $i_a(t)$ , justificando o seu baixo  $THD_i$  de 3,53%.

De forma similar ao ocorrido no sistema *IEEE* de 33 barras, se observou que as correntes obtidas a partir da aplicação do modelo foram superiores as correntes obtidas pelo fluxo de potência convencional. Dessa forma, a tensão no barramento 1S-08-03 obtida pelo estudo de fluxo de harmônicos ultrapassou o valor máximo permitido de 1,05 p.u., chegando a 1,06 p.u., sendo necessário recalcular a CH da rede. Portanto, sem que houvesse violações de tensão, a nova CH calculada foi de 18,42%. O resultado de CH encontrado a partir do fluxo de harmônicos foi 20,02% menor que o encontrado utilizando o fluxo de potência convencional. Esse nível de penetração representa um total de 0,134 MW de inversores instalados no circuito 1 do sistema apresentado em Cavalcante (2021).

No estudo de fluxo de potência conduzido por Cavalcante (2021), considerando todos os quatro circuitos, de acordo com a estratégia de distribuição dos SFCR adotada pelo autor, foi constatado que o nível de tensão não excede 1,05 p.u. para uma penetração distribuída de até 1 MW de potência de inversores fotovoltaicos na rede. No entanto,

ressalta-se que esse estudo não abrange a influência dos harmônicos. Portanto, os resultados apresentados no presente estudo sugerem que o nível de penetração mencionado por Cavalcante (2021) possa ser menor, caso a circulação de componentes harmônicas na rede seja considerada.

Figura 5.19 – Parcelas de corrente ativa, não ativa e a forma de onda original do transformador, da carga e do inversor para as 11 h.



No sistema analisado por Cavalcante (2021), atualmente opera um sistema fotovoltaico centralizado, com uma potência total de inversores de 3,3 MW e geradores de 4,04 MWp. Esta potência de inversores é mais de três vezes maior do que o valor

simulado no estudo mencionado. Este sistema fotovoltaico centralizado está conectado à rede próximo a uma Usina Termoeletrica (UTE) que alimenta a rede isolada. Entretanto, é importante destacar que vários estudos (Ali; Mahmoud; Lehtonen, 2021 e Chathurangi *et al.*, 2021) concluem que, nos casos em que os sistemas fotovoltaicos são conectados próximos à geração, ou no início dos circuitos, seus impactos nos níveis de tensão da rede são reduzidos. Esse impacto é mais expressivo em situações em que os sistemas fotovoltaicos estão conectados em locais mais distantes da barra de geração.

Portanto, em situações em que os sistemas fotovoltaicos são conectados próximos à barra de geração, observa-se uma maior capacidade de penetração em comparação com a conexão distribuída, sem violação nos níveis de tensão. Assim, a conexão de um sistema fotovoltaico concentrado próximo à barra de geração teria menos impacto nos níveis de tensão da rede do que sistemas fotovoltaicos distribuídos ao longo da rede.

### 5.3. Comentários a partir dos resultados obtidos

Para o sistema apresentado em Cavalcante (2021), o aumento da penetração de geração fotovoltaica, sem planejamento, pode causar a violação do nível máximo de tensão. Esta violação durante o período de geração pode causar sucessivas desconexões dos inversores. Isto poderia gerar flutuação do nível de tensão da rede, aumentando com a entrada dos inversores e reduzindo com suas desconexões.

A partir dos resultados obtidos, para se encontrar a CH para os dois sistemas, é possível notar que o *IEEE* de 33 barras é um sistema mais robusto que o sistema isolado. Isto se reflete no nível de penetração de geração fotovoltaica permitida, sem que houvesse violação dos parâmetros de nível de tensão, capacidade do transformador e carregamento dos condutores.

Para o sistema *IEEE* de 33 barras, a potência de inversor instalada por cada prosumidor foi de aproximadamente 214% em relação à carga instalada, enquanto a do sistema isolado, apresentado em Cavalcante (2021), essa proporção foi de aproximadamente de 259%. De um modo geral, os projetos comerciais de SFCR são feitos para atender ao consumo total do consumidor, o que resulta numa potência de inversor superior à demanda instantânea durante a operação do inversor. Portanto, esse percentual é condizente com os SFCR residenciais.

Para aumentar o nível de penetração no sistema *IEEE* de 33 barras é necessário substituir o transformador, uma vez que sua capacidade máxima já foi atingida. No caso

do sistema isolado, uma possibilidade seria ajustar o *tap* dos transformadores em conjunto com o reforço da rede, acrescentando mais condutores em paralelo, para reduzir a queda de tensão nos trechos de interesse. Outra solução seria a utilização de transformadores com comutação de *tap* sob carga.

As fases das formas de onda do modelo de corrente harmônica foram ajustadas de acordo com o  $FP_{desl.}$  de referência, obtido no estudo de fluxo de potência. Ao ajustar a amplitude das correntes do modelo de harmônicos, mantendo o valor *rms*. Isso implica que a componente fundamental da corrente do modelo terá uma amplitude menor que a corrente de referência. Portanto, para as mesmas condições de tensão, a transferência de potência ativa desta corrente será menor que uma corrente de mesmo valor *rms* e  $FP_{desl.}$  que não possui componentes harmônicas. Ou seja, para que a corrente possa transferir a mesma potência ativa de uma corrente sem distorção, necessitaria aumentar seu valor *rms*, aumentando as perdas no sistema.

Nota-se que a corrente total na rede foi mais elevada no estudo das componentes harmônicas em comparação ao estudo de fluxo de potência. Isso ocorre devido à consideração apenas das componentes fundamentais no estudo convencional de fluxo de potência. No estudo de fluxo de harmônicos são consideradas as distorções harmônicas, podendo haver a soma destas componentes, enquanto a componente fundamental tende a reduzir nessa interação entre geração fotovoltaica e demanda da carga. Esta redução acontece à medida que a potência ativa injetada pelo inversor se aproxima da potência ativa demanda pela carga, como apresentado em de Parijós Junior (2022). Isso ocorre pois o ângulo de defasamento entre as componentes fundamentais da corrente da carga e do inversor foi de aproximadamente 180 graus, enquanto as componentes de ordens superiores estariam em fase.

## CONCLUSÃO

Durante a revisão bibliográfica sobre o tema, observou-se a escassez de estudos que abordam a Capacidade de Hospedagem (CH) de sistemas fotovoltaicos na rede, considerando a fase das componentes harmônicas individuais. Nos poucos estudos encontrados, nota-se a utilização de um modelo único para simular a penetração dos SFCR. A metodologia proposta supera essa limitação, implementando diferentes modelos de inversores, com características distintas. Além disso, possibilita a conexão de múltiplos alimentadores, ampliando a simulação para redes de distribuição mais complexas.

Com base nos resultados obtidos, a metodologia demonstrou ser eficaz no estudo de fluxo de harmônicos, reproduzindo com uma boa precisão as formas de onda das correntes dos inversores. Ao empregar dados de monitoramento, é possível aprimorar a precisão dos modelos, incluindo mais componentes harmônicas além das componentes ímpares até a 25ª ordem, utilizadas neste estudo. Portanto, uma sugestão para estudo futuro é monitorar mais equipamentos eletrônicos com o objetivo de aprimorar o banco de dados que alimenta o modelo de harmônicos.

Além disso, essa metodologia demonstrou ser promissora ao avaliar de forma detalhada o impacto da geração distribuída fotovoltaica na curva de carga de redes de distribuição. Ela permite a análise das componentes ativa e não-ativa das correntes na rede, simulando as formas de onda da corrente e tensão. A aplicação de técnicas inteligentes, como sistemas fuzzy, pode contribuir ainda mais para a precisão desses modelos. Portanto, uma sugestão de estudos futuros é aprimorar o modelo e a metodologia do cálculo da CH da rede por meio da implementação de técnicas avançadas.

Este estudo aponta que estudos de fluxo de potência convencionais não são suficientes para mensurar com precisão a intensidade das correntes circulantes na rede. Portanto, o estudo de harmônicos não pode ser negligenciado, principalmente em redes fracas ou que já operam próximo do limite operacional permitido. Isso fica evidente ao comparar os resultados derivados do fluxo de potência com os do fluxo de harmônicos, apresentados nesse trabalho. Portanto, avaliando os dados apresentados nesse estudo, para redes menos robustas, e dado o cenário nacional de crescimento de instalação na rede dos SFCR, o nível de penetração de geração fotovoltaica acaba se tornando um ponto de atenção, que deve ser monitorado pelo operador da rede com mais cautela.

Analisando os resultados apresentados em Cavalcante (2021) e comparando com os obtidos nesse estudo, fica evidente que, se o objetivo for aumentar a penetração de fotovoltaico em redes menos robustas sem introduzir problemas relacionados ao nível de tensão, uma solução é introduzir essa geração próxima a barra de geração. Entretanto, é necessário avaliar como é o comportamento da circulação de harmônicos para essa situação.

Outro ponto importante a ser destacado está relacionado a  $THD_i$  vista pelo operador da rede. Os resultados apresentados neste estudo apontam que a operação dos sistemas fotovoltaicos de maneira distribuída contribui para que a  $THD_i$  vista pelo operador da rede seja maior que o da carga em algumas situações. Entretanto é importante ressaltar que isso ocorre devido a redução da circulação da componente fundamental na rede, sem que haja o aumento da circulação de componentes harmônicas, como observado na Figura 5.18. O que ocorre é que os SFCR atendem uma parcela da componente fundamental da carga, cabendo a rede atender o restante da parcela de componente fundamentas e as harmônicas.

O estudo sugere que a operação dos inversores contribui para que haja uma atenuação de conteúdo harmônico na rede, uma vez que parte do conteúdo harmônico demandado pelas cargas é atendido localmente, o que não seria possível no caso de sistemas centralizados. Portanto, uma sugestão para estudo futuro é realizar a avaliação comparativa de fluxo de harmônicos entre os modelos de conexão centralizado e distribuído, em uma rede menos robusta.

## REFERÊNCIAS

ALI A, MAHMOUD K, LEHTONEN M. Maximizing Hosting Capacity of Uncertain Photovoltaics by Coordinated Management of OLTC, VAr Sources and Stochastic EVs. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2021, v. 127, n° 106627. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106627>

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2021). Resolução Normativa ANEEL n° 956, de 7 de dezembro de 2021.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2018). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODOST. Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, revisão 10.

ANURANGI R O, ASANKA S R, UPULI J. Effects of high levels of harmonic penetration in distribution networks with photovoltaic inverters. **2017 IEEE international conference on industrial and information systems (ICIIS)**, 2017. <https://doi.org/10.1109/ICIINFS.2017.8300335>

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

BALCI M E, OZTURK D, KARACASU O, HOCAOGLU M H. Experimental verification of harmonic load models. **2008 43rd International Universities Power Engineering Conference**, 2008. [10.1109/UPEC.2008.4651607](https://doi.org/10.1109/UPEC.2008.4651607)

BARUTCU I C, KARATEPE E, BOZTEPEA M. Impact of harmonic limits on PV penetration levels in unbalanced distribution networks considering load and irradiance uncertainty. **Electrical Power & Energy Systems**, 2020, v. 118, n° 105780. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105780>

BAYRAM I S, USTUN T S. A survey on behind the meter energy management systems in smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017, v. 72, pp. 1208-1232. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.034>

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. **2014 5th International Renewable Energy Congress (IREC)**, 2014. <https://doi.org/10.1109/IREC.2014.6826946>

BOLLEN M H J, HÄGER M. Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. **In Proceedings of the 1st International Conference on Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources**, 2004 <https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A981522&dswid=-7530>

BOLLEN M H J, HÄGER M. Hosting Capacity of the Power Grid for Renewable Electricity Production and New Large Consumption Equipment. **Energies**, 2017, v. 10. <https://doi.org/10.3390/en10091325>

CAMILO A F M, PIRES V F, RUI CASTRO R, ALMEIDA M E. The impact of harmonics compensation ancillary services of photovoltaic microgeneration in low voltage distribution networks. **Sustainable Cities and Society**, 2018, v. 39, pp. 449–458. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.03.016>

CAPITANESCU F, OCHOA L F; MARGOSSIAN H, HATZIARGYRIOU N K. Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2015, v. 30, n° 1. 10.1109/TPWRS.2014.2320895

CARRETERO-HERNANDEZ A, ARTIGAO E, MARTIN-MARTINEZ S, ALVAREZ-ORTEGA C, OCHOA-GIMENEZ M, GOMEZ-LAZARO E. Comparison of harmonic emission in LV side of a large grid connected PV power plant. **Electric Power Systems Research**, 2023, v. 223, n° 109586. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109586>

CAVALCANTE R L. *Impacto da inserção de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em sistemas isolados atendidos a diesel*. Tese de doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Pará, Belém, 2021.

CHATHURANGI D, JAYATUNGA U, PERERA S, AGALGAONKAR A P, SIYAMBALAPITIYA T. Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-VAr and Volt-Watt control strategies. **Renewable Energy**, 2021, v. 177, pp. 1063-1075. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.037>

CHATHURANGI D, JAYATUNGA U, PERERA S, AGALGAONKAR A P, SIYAMBALAPITIYA T. A nomographic tool to assess solar PV hosting capacity constrained by voltage rise in low-voltage distribution networks. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2022, v. 134, n° 107409. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107409>

CHICCO G, SCHLABBACH J, SPERTINO F. Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations. **Solar Energy**, 2009, v. 83(7), pp. 1026-1039. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.01.005>

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ). CONVÊNIO ICMS Nº 68, DE 12 DE MAIO DE 2022. **CONFAZ**, Brasília, DF, 12 de maio de 2022. [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2022/CV068\\_22](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2022/CV068_22)

CRESCENTINI M, MARCHESI M, ROMANI A, TARTAGNI M, TRAVERSO P R. Bandwidth limits in Hall effect-based current sensors. **ACTA IMEKO**, 2017, v. 6 (4), pp.17-24. [http://dx.doi.org/10.21014/acta\\_imeko.v6i4.478](http://dx.doi.org/10.21014/acta_imeko.v6i4.478)

CUNDEVA S, MATESKA A K, BOLLEN M H J. Hosting capacity of LV residential grid for uncoordinated EV charging. **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, 2018. 10.1109/ICHQP.2018.8378892

DE PARIJÓS JUNIOR I R, GALHARDO M A B, COSTA T O, PINHO J T, WILLIAMSON S, MACÊDO W N. Influence of photovoltaic microgeneration on the

- demand profile and its effects on the grid power quality. **Electric Power Systems Research**, 2023, v. 214, n° 108935. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108935>
- DENG Z, ROTARU M D, SYKULSKI J K. Harmonic Analysis of LV Distribution Networks with High PV Penetration. **2017 7th International Conference on Modern Power Systems (MPS)**, 2017. <https://doi.org/10.1109/MPS.2017.7974392>
- ELKHOLY A. Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, 2019, v. 183, pp. 315-326. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.009>
- GRADY W M, GILLESKIE R J. Harmonics and how they relate to power factor. **EPRI Proceeding of the Power Quality Issues & Oppertunities Conference**, 1993.
- HARIRI, A., NEWAZ, A., FARUQUE, M.O. Open-source python-OpenDSS interface for hybrid simulation of PV impact studies. **IET Genertion, Transmission & Distribution**, 2017, v. 11 (12), pp. 3125–3133. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1572>
- HARTVIGSSON E, ODENBERGER M, CHEN P, NYHOLM E. Estimating national and local low-voltage grid capacity for residential solar photovoltaic in Sweden, UK and Germany. **Renewable Energy**, 2021, v. 171, pp. 915-926. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.073>
- HASHEMI S, ØSTERGAARD J. Efficient Control of Energy Storage for Increasing the PV Hosting Capacity of LV Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2018, v. 9, n° 3. **10.1109/TSG.2016.2609892**
- INFIELD D G, ONIONS P, SIMMONS A D, SMITH G A. Power Quality from Multiple Grid-Connected Single-Phase Inverters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2004, v. 19(4), pp. 1983-1989. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.829950>
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Renewables 2022 Analysis and forecast to 2027. **IEA**, January 2023a. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2023. **IEA**, October 2023b. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Renewables 2023 Analysis and forecast to 2028. **IEA**, January 2024. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Power Generation Costs in 2022**. Abu Dabi, 2023. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- ISMAEL S M, ALEEM S H E A, ABDELAZIZ A Y, ZOBAA A F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable energy**, 2019, v. 130, pp. 1002-1020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>

- JAMAL T, URMEE T, CALAIS M, SHAFIULLAH GM, CARTER C. Technical challenges of PV deployment into remote Australian electricity networks: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017, v. 77, pp. 1309-1325. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.080>
- 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**, 2006, p. 311–321.
- 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.
- KARADENIZ A, OZTURK O, KOKSOY A, ATSEVER M B, BALCI M E, HOCAOGLU M H. Accuracy assessment of frequency-domain models for harmonic analysis of residential type photovoltaic-distributed generation units. **Solar Energy**, 2022, v. 233, pp. 182–195. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.12.057>
- KAZEMI-ROBATI E, SEPASIAN M S, HAFEZI H, ARASTEH H. PV-hosting-capacity enhancement and power-quality improvement through multiobjective reconfiguration of harmonic-polluted distribution systems. **Electrical Power and Energy Systems**, 2022, v. 140, n°107972. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107972>
- KHADKIKAR V, VARMA R K, SEETHAPATHY R, CHANDRA A, ZEINELDIN H. Impact of Distributed Generation Penetration on Grid Current Harmonics Considering Nonlinear Loads. **2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)**, 2012, pp. 608-614. <https://doi.org/10.1109/PEDG.2012.6254065>
- KOIRALA A, ACKER T V, D’HULST R, HERTEM D V. Hosting capacity of photovoltaic systems in low voltage distribution systems: A benchmark of deterministic and stochastic approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2022, v. 155, n° 111899. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111899>
- KLATT M, MEYER J, SCHEGNER P, LAKENBRINK C. Characterization of supraharmmonic emission caused by small photovoltaic inverters. **Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower)**, 2016.
- MACÊDO, W. N., & ZILLES, R. (2009). Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. **Energy for Sustainable Development**, 2009, v. 13(3), pp. 202–211. doi:10.1016/j.esd.2009.08.001
- MCBEE K D. Transformer Aging Due to High Penetrations of PV, EV Charging, and Energy Storage Applications. **2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)**, 2017. <https://doi.org/10.1109/GreenTech.2017.30>
- MULENGA E, BOLLEN M H J. Impact of Service and Feeder Cable Upgrade on Hosting Capacity for Single Phase Connected Photovoltaics. **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, 2018. 10.1109/ICHQP.2018.8378861

- MULENGA E, BOLLEN M H J, ETHERDEN N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **Electrical Power & Energy Systems**, 2020, v. 115, n° 105445. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105445>
- NAVARRO-ESPINOSA A, OCHOA L F. Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements. **2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**, 2015. 10.1109/ISGT.2015.7131856
- OCHOA L F, DENT C J; HARRISON G P. Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2010, v. 25, n° 1. 10.1109/TPWRS.2009.2031223
- PARIHAR S S, MALIK N. Analysing the impact of optimally allocated solar PV-based DG in harmonics polluted distribution network. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 2022, v. 49, n° 101784. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101784>
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>
- PEREIRA H A, MATA G L E, XAVIER L S, CUPERTINO A F. Flexible harmonic current compensation strategy applied in single and three-phase photovoltaic inverters. **Electrical Power & Energy Systems**, 2019, v. 104, pp. 358-369. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.07.017>
- PINTO A, ZILLES R. Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil. **Renewable energy**, 2014, v. 62, pp. 47-52. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.045>
- RAMADHANI U H, FACHRIZAL R, SHEPERO M, MUNKHAMMAR J, WIDÉN J. Probabilistic load flow analysis of electric vehicle smart charging in unbalanced LV distribution systems with residential photovoltaic generation. **Sustainable Cities and Society**, 2021, v. 72. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103043>
- RUF H. Limitations for the feed-in power of residential photovoltaic systems in Germany – An overview of the regulatory framework. **Solar Energy**, 2018, v. 159, pp. 588-600. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.072>
- RUIZ-RODRIGUEZ F J, HERNANDEZ J C, JURADO F. Iterative harmonic load flow by using the point-estimate method and complex affine arithmetic for radial distribution systems with photovoltaic uncertainties. **Electrical Power & Energy Systems**, 2020, v. 118, n° 105765. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105765>
- 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**, 2017, v. 11(8), pp. 2130-2137.  
<https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1440>

SEME S, LUKAC N, STUMBERGER B, HADZISELIMOVIC M. Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks. **Energy**, 2017, v. 134, pp. 1261-1266.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.088>

SCHWANZ D, BUSATTO T, BOLLEN M, LARSSON A. A stochastic study of harmonic voltage distortion considering single-phase photovoltaic inverters. **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**

SINHA A, JANA K C, DAS M K. An inclusive review on different multi-level inverter topologies, their modulation and control strategies for a grid connected photo-voltaic system. **Solar Energy**, 2018, v. 170, pp. 633–657.  
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.001>

SINVULA R, ABO-AL-EZ K M, KAHN M T. Harmonic Source Detection Methods: A Systematic Literature Review. **IEEE Access**, 2019, v. 7, pp. 74283-74299.  
 10.1109/ACCESS.2019.2921149

TRAN Q T, TRUONG A V, LE P M. Reduction of harmonics in grid-connected inverters using variable switching frequency. **Electrical Power & Energy Systems**, 2016, v. 82, pp. 242-251. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.027>

THUNBERG E, SODER L. A Norton approach to distribution network modeling for harmonic studies. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1999, v. 14 (1), pp. 272–277. 10.1109/61.736738

Vinayagam A, Aziz A, Balasubramaniam PM, Chandran J, Veerasamy V, Gargoom A. Harmonics assessment and mitigation in a photovoltaic integrated Network. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, 2019, v. 20, n° 100264.  
<https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100264>

WANG Y, WANG X, LI S, MA X, CHEN Y, LIU S. Optimization model for harmonic mitigation based on PV-ESS collaboration in small distribution systems. **Applied Energy**, 2024, v. 356, n° 122410. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122410>

XIE X, PENG F, ZHANG Y. A data-driven probabilistic harmonic power flow approach in power distribution systems with PV generations. **Applied Energy**, 2022, v. 321, n° 119331. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119331>

XU X, LI J, XU Z, ZHAO J, LAI C S. Enhancing photovoltaic hosting capacity—A stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks. **Applied Energy**, 2019, v. 238, pp. 952–962.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.135>

YANG S, LEI Q, PENG F Z, QIAN Z. A Robust Control Scheme for Grid-Connected Voltage-Source Inverters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2011, v. 58, pp. 202-212. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2045998>

YUAN J, WENG Y, TAN C. Determining maximum hosting capacity for PV systems in distribution grids. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2022, v. 135, n° 107342. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107342>

YEGANE M S O, SARVI M. An improved harmonic injection PWM-frequency modulated triangular carrier method with multiobjective optimizations for inverters. **Electric Power Systems Research**, 2018, v. 160, pp. 372–380. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.03.011>

ZHU D, JAIN A K, BROADWATER R, BRUNA F. Feeder Voltage Profile Design for Energy Conservation and PV Hosting Capacity Enhancement. **Electric Power Systems Research**, 2018, v. 164, pp. 263-271. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.08.006>

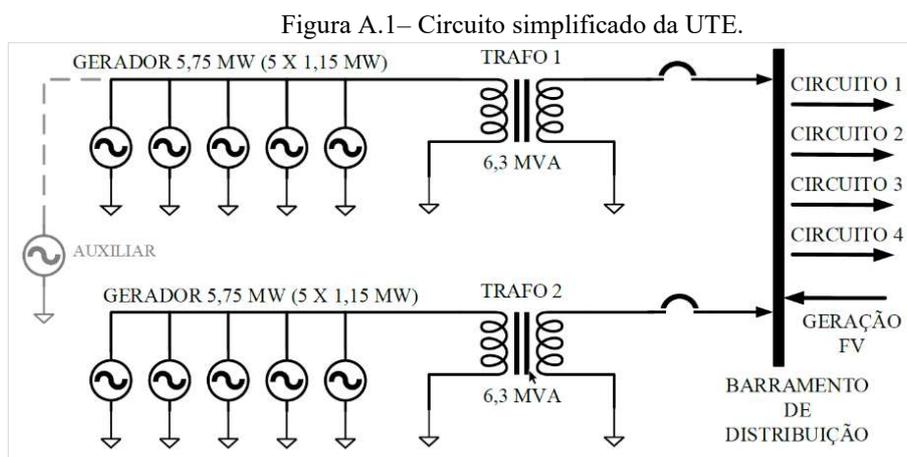
## APÊNDICE A

### Descrição do sistema

A seguir são apresentadas: a composição simplificada da usina termoeletrica e do sistema fotovoltaico, a distribuição física dos circuitos e a rede elétrica de distribuição alimentada pelo sistema.

### A termoeletrica

De forma simplificada, a UTE é composta por onze GGD de 1,15 MW cada (dez geradores principais e um gerador auxiliar) conectados à dois transformadores de 6,3 MVA. Cada transformador está ligado a cinco ou seis GGD. Por fim, os dois transformadores são conectados à um barramento de distribuição principal de energia, conforme mostra a Figura A.1.



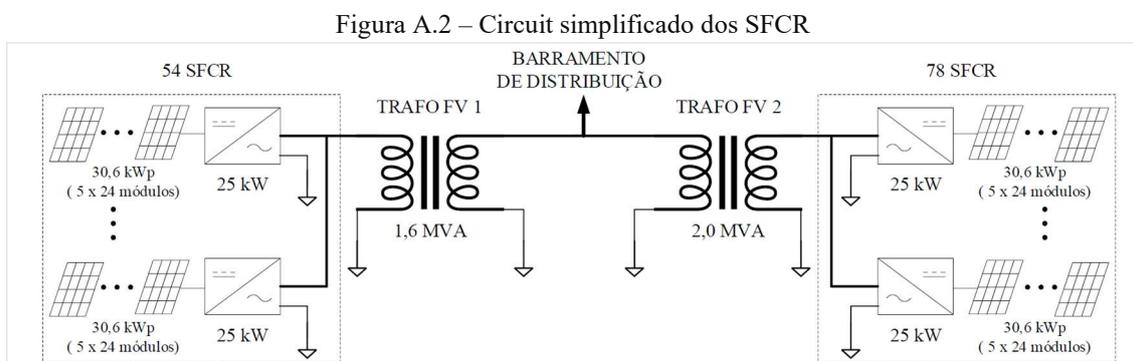
Fonte: Cavalcante, 2021.

Vale ressaltar que um barramento de distribuição de 13,8 kV é responsável pela interligação entre a termoeletrica, os circuitos principais de distribuição da cidade e o circuito de geração fotovoltaica.

### Geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica considerada no estudo de caso é proveniente de dois circuitos principais instalados próximos a subestação e conectados ao barramento de distribuição. O primeiro circuito é composto por um transformador de 1,6 MVA e nele são conectados 54

SFCR. Já o segundo é formado por um transformador de 2,0 MVA e possui 78 SFCR conectados a ele. A Figura A.2 mostra uma representação simplificada da geração fotovoltaica.

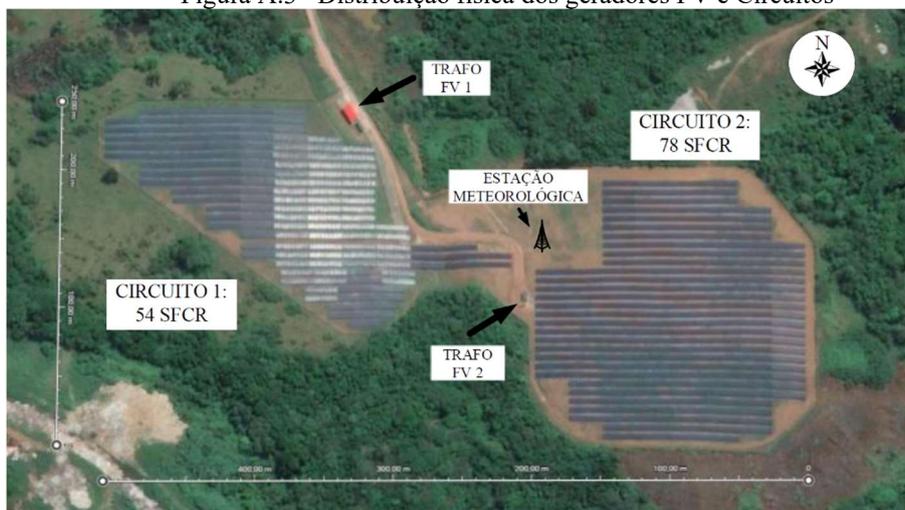


Fonte: Cavalcante, 2021.

Conforme observa-se na Figura A.2, todos os SFCR possuem a mesma configuração: um inversor de 25 kW e um gerador fotovoltaico de 30,6 kWp (5 *strings* de 24 módulos de 255 Wp). Com isso, os 132 SFCR totalizam 4,04 MWp de capacidade instalada de geração e 3,3 MW de capacidade de inversão, resultando em um FDI de aproximadamente 81,7 %.

Os geradores fotovoltaicos foram instalados em um terreno acidentado, o que impossibilita uma inclinação homogênea para os mesmos. Na Figura A.3 observa-se a distribuição física dos geradores onde as irregularidades do terreno são perfeitamente visíveis. Nela é possível observar também a disposição dos dois circuitos que compõem a geração fotovoltaica. Destaca-se, também, os dois blocos de geradores fotovoltaicos, a estação meteorológica e as duas estações de transformação (representadas como TRAFÓ FV 1 e 2).

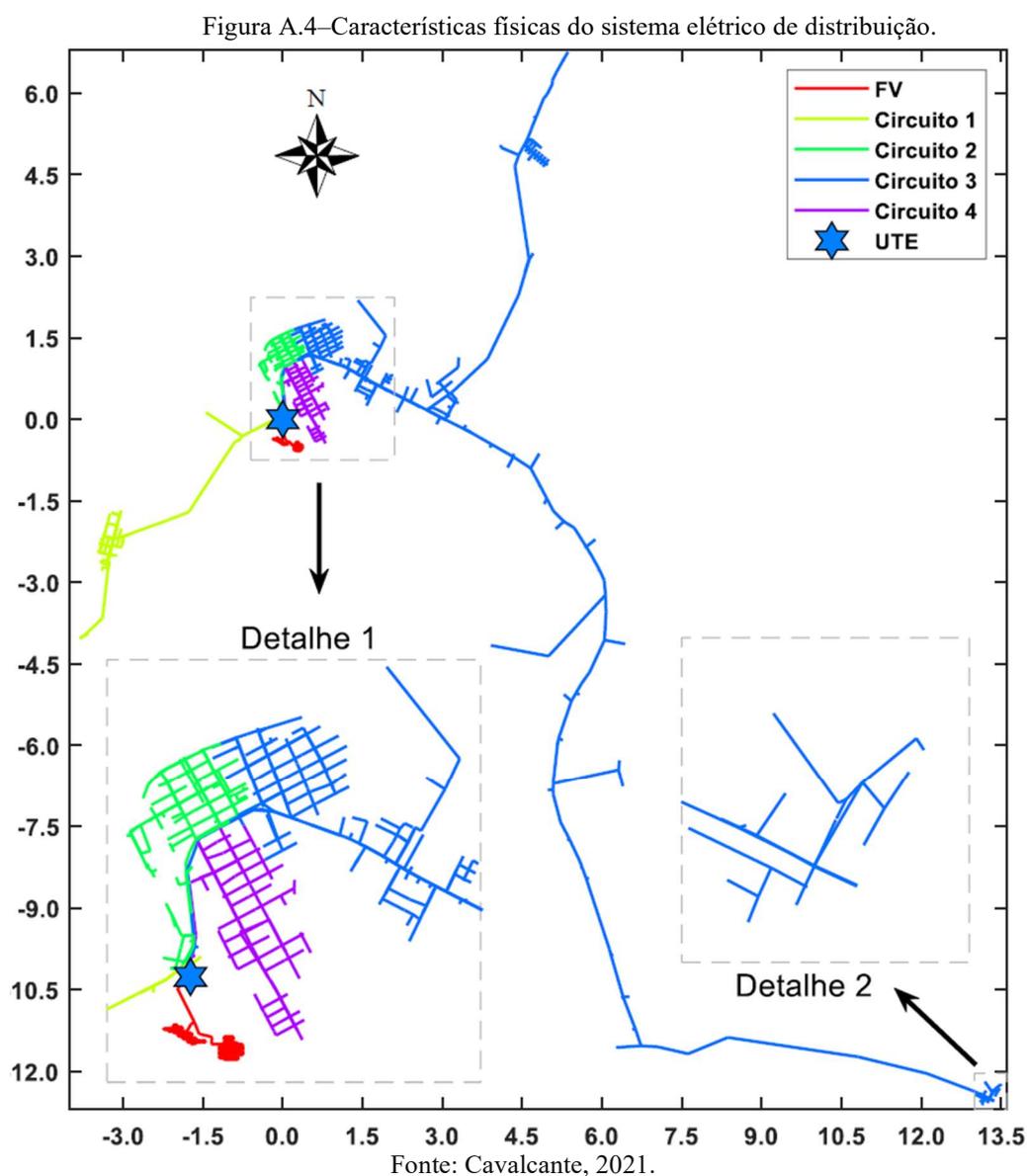
Figura A.3– Distribuição física dos geradores FV e Circuitos



Fonte: Cavalcante, 2021.

## Caracterização da rede de distribuição

A rede elétrica de distribuição do município é composta por quatro circuitos principais. A Figura A.4 mostra a distribuição dos 4 circuitos na rede, a subestação de energia e o sistema fotovoltaico. O Detalhe 1 apresentado na imagem mostra a disposição física do centro urbano do município, a termoeletrica e o sistema fotovoltaico. O Detalhe 2 mostra a localidade mais distante alimentada pela UTE. Os eixos estão referenciados em quilômetros e a origem está localizada na UTE. Já os detalhes 1 e 2 estão sem escala.



Observa-se que o *Circuito 1* é responsável por alimentar um local/bairro disposto a esquerda da subestação. Neste circuito, de acordo com os dados, a maior distância desta rede é de 6,18 km. O *Circuito 2* é responsável por alimentar uma parte central da cidade, e a maior

distância deste circuito em relação a subestação é de 2,4 km; o *Circuito 3* fica responsável por alimentar parte superior do centro da cidade e alimenta também as áreas mais distantes do município. Neste circuito a maior distância registrada com relação a subestação foi de 25,3 km (Detalhe 2), a partir de agora denominado “fim da rede”; o *Circuito 4* fica responsável por alimentar a parte sul do centro da cidade e a maior distância do circuito é de 2,3 km; por fim, o circuito denominado FV representa os dois circuitos fotovoltaicos (Figura A.3) e a maior distância registrada para eles foi de aproximadamente 1,45 km.

## ANEXO A

Nesse anexo, apresentam-se os modelos desenvolvidos para a corrente de saída dos inversores utilizados na pesquisa. Os modelos incluem equações para as amplitudes ( $I_h$ ) e o ângulo de defasagem entra a corrente e a tensão ( $\theta_h$ ) para as componentes fundamentais e componentes harmônicas ímpares até a 25ª ordem, em função do carregamento dos inversores ( $x$ ). A montagem da forma de onda foi feita de acordo com a Equação A.1.

$$i(t)_{modelo} = i_1(t) + i_3(t) + i_5(t) + i_7(t) + i_9(t) + i_{11}(t) + i_{13}(t) + \dots \\ \dots + i_{15}(t) + i_{17}(t) + i_{19}(t) + i_{21}(t) + i_{23}(t) + i_{25}(t) \quad (A.1)$$

onde,

$$\begin{aligned} i_1(t) &= I_1 \cos(120\pi t - \theta_1 + \alpha_1) \\ i_3(t) &= I_3 \cos(360\pi t - \theta_3 + \alpha_3) \\ i_5(t) &= I_5 \cos(600\pi t - \theta_5 + \alpha_5) \\ i_7(t) &= I_7 \cos(840\pi t - \theta_7 + \alpha_7) \\ i_9(t) &= I_9 \cos(1080\pi t - \theta_9 + \alpha_9) \\ i_{11}(t) &= I_{11} \cos(1320\pi t - \theta_{11} + \alpha_{11}) \\ i_{13}(t) &= I_{13} \cos(1560\pi t - \theta_{13} + \alpha_{13}) \\ i_{15}(t) &= I_{15} \cos(1800\pi t - \theta_{15} + \alpha_{15}) \\ i_{17}(t) &= I_{17} \cos(2040\pi t - \theta_{17} + \alpha_{17}) \\ i_{19}(t) &= I_{19} \cos(2280\pi t - \theta_{19} + \alpha_{19}) \\ i_{21}(t) &= I_{21} \cos(2520\pi t - \theta_{21} + \alpha_{21}) \\ i_{23}(t) &= I_{23} \cos(2760\pi t - \theta_{23} + \alpha_{23}) \\ i_{25}(t) &= I_{25} \cos(3000\pi t - \theta_{25} + \alpha_{25}) \end{aligned}$$

Os valores dos ângulos ( $\alpha_1$  até  $\alpha_{25}$ ) das fases das componentes harmônicas da tensão, que devem ser substituídos nas equações das correntes, são os valores de referência coletados na etapa de fluxo de potência convencional.

A seguir são apresentadas as equações das amplitudes ( $I_1$  até  $I_{25}$ ) e dos defasamentos ( $\theta_1$  até  $\theta_{25}$ ), em função do carregamento dos inversores ( $x$ ). Para alguns componentes harmônicas, foram elaboradas duas equações: uma utilizada até 20% do carregamento do inversor e outra para carregamentos superiores a 20%. Essa subdivisão visou otimizar o ajuste das equações aos valores medidos. Ressalta-se que, o valor de carregamento ( $x$ ) que se deseja simular deve estar na forma decimal.

## 1. Inversor PHB

### 1.1. Amplitude

#### *1ª Harmônica*

- $I_1 = 12,923x + 0,4022$

#### *3ª Harmônica*

- $I_3 = 57,151x^3 - 21,95x^2 + 2,1294x + 0,1066$

#### *5ª Harmônica*

- $I_{5(\text{até } 20\%)} = 620,48x^4 - 246,29x^3 + 26,074x^2 - 0,4047x + 0,0583$

- $I_{5(\text{acima de } 20\%)} = 0,1533x - 0,0119$

#### *7ª Harmônica*

- $I_7 = 0,0814x + 0,0225$

#### *9ª Harmônica*

- $I_9 = -0,0092x + 0,0541$

#### *11ª Harmônica*

- $I_{11} = -0,0526x + 0,0554$

#### *13ª Harmônica*

- $I_{13} = 0,0006x + 0,0332$

#### *15ª Harmônica*

- $I_{15} = -0,0002x + 0,0209$

#### *17ª Harmônica*

- $I_{17} = 0,0087 + 0,0227$

#### *19ª Harmônica*

- $I_{19} = 0,0098x + 0,018$

#### *21ª Harmônica*

- $I_{21} = 0,0026x + 0,0134$

#### *23ª Harmônica*

- $I_{23} = -0,0065x + 0,0199$

#### *25ª Harmônica*

- $I_{25} = -0,0019x + 0,018$

## 1.2. Fase

### **1ª Harmônica**

- $\theta_{1(\text{até } 20\%)} = -964,95x^2 + 464,92x - 72,036$
- $\theta_{1(\text{acima de } 20\%)} = 18,706x - 16,673$

### **3ª Harmônica**

- $\theta_3 = -306,89x^2 + 466,89x - 181,86$

### **5ª Harmônica**

- $\theta_{5(\text{até } 20\%)} = -1702,7x^2 + 604,89x - 82,993$
- $\theta_{5(\text{acima de } 20\%)} = 32602x^5 - 70729x^4 + 54259x^3 - 16114x^2 + 665,95x + 170,18$

### **7ª Harmônica**

- $\theta_7 = -215,79x^2 + 276,81x - 125,00$

### **9ª Harmônica**

- $\theta_9 = 209,41x - 20,232$

### **11ª Harmônica**

- $\theta_{11} = 76,004x + 159,01$

### **13ª Harmônica**

- $\theta_{13} = 118,27x + 4,786$

### **15ª Harmônica**

- $\theta_{15} = 116,71x + 174,22$

### **17ª Harmônica**

- $\theta_{17} = 13,181x + 76,12$

### **19ª Harmônica**

- $\theta_{19} = 40,135x + 202,95$

### **21ª Harmônica**

- $\theta_{21} = -15,254x + 85,643$

### **23ª Harmônica**

- $\theta_{23} = 64,014x + 159,43$

### **25ª Harmônica**

- $\theta_{25} = 56,305x - 16,465$

## 2. Inversor SMA

### 2.1. Amplitude

#### *1ª Harmônica*

- $I_1 = 5,3081x + 0,0595$

#### *3ª Harmônica*

- $I_{3(\text{até } 20\%)} = -51,231x^3 + 16,203x^2 - 1,3077x + 0,0686$

- $I_{3(\text{acima de } 20\%)} = 0,073x^2 - 0,0637x + 0,0626$

#### *5ª Harmônica*

- $I_{5(\text{até } 20\%)} = -1153,9x^4 + 596,36x^3 - 106,31x^2 + 7,5439x - 0,136$

- $I_{5(\text{acima de } 20\%)} = -0,0741x^2 + 0,0962x + 0,0342$

#### *7ª Harmônica*

- $I_{7(\text{até } 20\%)} = -48,255x^3 + 14,404x^2 - 1,0713x + 0,0393$

- $I_{7(\text{acima de } 20\%)} = 0,0526x^2 - 0,0111x + 0,0166$

#### *9ª Harmônica*

- $I_9 = 0,017x + 0,0163$

#### *11ª Harmônica*

- $I_{11} = 0,0162x + 0,011$

#### *13ª Harmônica*

- $I_{13} = 0,0162x + 0,011$

#### *15ª Harmônica*

- $I_{15} = 0,0196x + 0,0065$

#### *17ª Harmônica*

- $I_{17} = 0,0158x + 0,0083$

#### *19ª Harmônica*

- $I_{19} = 0,0102x + 0,0062$

#### *21ª Harmônica*

- $I_{21} = 0,0069x + 0,0056$

#### *23ª Harmônica*

- $I_{23} = -0,002x + 0,01$

#### *25ª Harmônica*

- $I_{25} = 0,003x + 0,0116$

## 2.2. Fase

### **1ª Harmônica**

- $\theta_{1(\text{até } 20\%)} = -3748,4x^2 + 1285x - 108,52$
- $\theta_{1(\text{acima de } 20\%)} = -4,0061x + 1,8378$

### **3ª Harmônica**

- $\theta_3 = 134,52x^2 - 161,05x + 208,69$

### **5ª Harmônica**

- $\theta_{5(\text{até } 20\%)} = -87378x^3 + 23275x^2 - 1215,2x - 78,519$
- $\theta_{5(\text{acima de } 20\%)} = -51,243x - 66,898$

### **7ª Harmônica**

- $\theta_7 = 93,325x - 51,379$

### **9ª Harmônica**

- $\theta_9 = 8418,8x^5 - 25820x^4 + 29265x^3 - 14613x^2 + 2723,6x - 119,16$

### **11ª Harmônica**

- $\theta_{11} = 18316x^5 - 49374x^4 + 49403x^3 - 21978x^2 + 3744,4x + 38,226$

### **13ª Harmônica**

- $\theta_{13} = -244,43x + 86,53$

### **15ª Harmônica**

- $\theta_{15} = 14949x^5 - 41996x^4 + 44089x^3 - 20748x^2 + 3709,7x + 61,519$

### **17ª Harmônica**

- $\theta_{17} = 20331x^5 - 44009x^4 + 31288x^3 - 7515,5x^2 + 157,65x + 190,81$

### **19ª Harmônica**

- $\theta_{19} = -163,01x + 257,04$

### **21ª Harmônica**

- $\theta_{21} = 39797x^5 - 89004x^4 + 68046x^3 - 20156x^2 + 1888,3x + 119,72$

### **23ª Harmônica**

- $\theta_{23} = 39797x^5 - 89004x^4 + 68046x^3 - 20156x^2 + 1888,3x + 119,72$

### **25ª Harmônica**

- $\theta_{25} = 8081,7x^5 - 24015x^4 + 27323x^3 - 13723x^2 + 2709x + 92,949$

### 3. Microinversor Enphase

#### 3.1. Amplitude

##### *1ª Harmônica*

- $I_1 = 3,7692x + 0,0736$

##### *3ª Harmônica*

- $I_{3(\text{até } 20\%)} = -0,051x^2 + 0,0515x + 0,0101$

- $I_{3(\text{acima de } 20\%)} = -0,6568x^4 + 1,9803x^3 - 2,0114x^2 + 0,7898x - 0,0801$

##### *5ª Harmônica*

- $I_5 = 0,0182x + 0,0213$

##### *7ª Harmônica*

- $I_7 = 0,005x + 0,0088$

##### *9ª Harmônica*

- $I_9 = 0,019x + 0,0086$

##### *11ª Harmônica*

- $I_{11} = 0,0101x + 0,0041$

##### *13ª Harmônica*

- $I_{13} = 0,029x + 0,0061$

##### *15ª Harmônica*

- $I_{15} = 0,0264x + 0,0048$

##### *17ª Harmônica*

- $I_{17} = 0,0298x + 0,0058$

##### *19ª Harmônica*

- $I_{19} = 0,0241x + 0,0019$

##### *21ª Harmônica*

- $I_{21} = 0,0047x + 0,0026$

##### *23ª Harmônica*

- $I_{23} = 0,0028x + 0,0029$

##### *25ª Harmônica*

- $I_{25} = 0,0065x + 0,0054$

### 3.2. Fase

#### **1ª Harmônica**

- $\theta_{1(\text{até } 20\%)} = -2264,3x^2 + 787,38x - 85,702$
- $\theta_{1(\text{acima de } 20\%)} = -26,044x^2 + 44,158x - 21,986$

#### **3ª Harmônica**

- $\theta_3 = 32555x^6 - 93611x^5 + 99442x^4 - 48217x^3 + 10890x^2 - 1054,9x + 220,39$

#### **5ª Harmônica**

- $\theta_5 = -111,83x^2 + 116,14x - 124,86$

#### **7ª Harmônica**

- $\theta_7 = -337,26x^3 + 404,22x^2 - 15,566x - 29,628$

#### **9ª Harmônica**

- $\theta_9 = 20,139x - 132,13$

#### **11ª Harmônica**

- $\theta_{11} = 121,19x - 36,358$

#### **13ª Harmônica**

- $\theta_{13} = 121,19x - 36,358$

#### **15ª Harmônica**

- $\theta_{15} = 52,997x - 38,507$

#### **17ª Harmônica**

- $\theta_{17} = -5,3049x + 172,12$

#### **19ª Harmônica**

- $\theta_{19} = -5,3049x + 172,12$

#### **21ª Harmônica**

- $\theta_{21} = 33,464x + 136,1$

#### **23ª Harmônica**

- $\theta_{23} = 32,068x + 205,06$

#### **25ª Harmônica**

- $\theta_{25} = -43,624 + 170,75$