

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RAFAELA DIZARÓ SILVEIRA

**ESTUDO COMPARATIVO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS DE  
SIMPLES E DUPLO ESTÁGIO OPERANDO COM CONDICIONAMENTO ATIVO  
DE POTÊNCIA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO

2017

RAFAELA DIZARÓ SILVEIRA

**ESTUDO COMPARATIVO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS DE  
SIMPLES E DUPLO ESTÁGIO OPERANDO COM CONDICIONAMENTO ATIVO  
DE POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva

CORNÉLIO PROCÓPIO

2017



**Universidade Tecnológica Federal do Paraná**  
**Campus Cornélio Procópio**  
**Departamento Acadêmico de Elétrica**  
**Curso de Engenharia Elétrica**



## **FOLHA DE APROVAÇÃO**

**Rafaela Dizaro Silveira**

**Estudo comparativo de sistemas fotovoltaicos trifásicos de simples e duplo estágio operando com condicionamento ativo de potência**

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 10:00hs do dia 08/06/2017 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

---

Prof(a). Dr(a). Sergio Augusto Oliveira da Silva - Presidente (Orientador)

---

Prof(a). Dr(a). Leonardo Poltronieri Sampaio - (Membro)

---

Prof(a). Dr(a). Rodrigo Augusto Modesto - (Membro)

A folha de aprovação assinada encontra-se na coordenação do curso.

Dedico este trabalho aos meus pais Rogério e Marisa.

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus pela vida, proteção e amparo nos momentos de dificuldade.

Ao meu orientador Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva pelos ensinamentos, incentivos, pelas orientações e oportunidades. Muito obrigado!

Ao Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio e ao Prof. Dr. Rodrigo Augusto Modesto, pelas sugestões e pela avaliação deste trabalho.

Aos docentes do curso de graduação em Engenharia Elétrica da UTFPR-CP por cumprirem com seus ofícios compartilhando de seus conhecimentos e experiências.

Aos integrantes do grupo de pesquisa do LEPQER pelas discussões pertinentes ao tema, em especial ao Danilo por todas as colaborações.

Aos colegas que de alguma forma contribuíram com o desenvolvimento do trabalho.

Aos meus amigos, por aliviarem os momentos de tensão e me proporcionar dias leves e divertidos.

Ao Rafael pelo companheirismo, paciência, amor e por estar ao meu lado em todos os momentos.

Ao Edivaldo e à Shirlene por todo carinho, torcida e apoio.

E um agradecimento especial aos meu pais, Rogério e Marisa, e às minhas irmãs Ruana e Raíssa, por entenderem a minha ausência e por não pouparem esforços para garantir que meu sonho tornasse possível.

“Deus não escolhe os capacitados, capacita os escolhidos. Fazer ou não fazer algo só depende de nossa vontade e perseverança.”

(Albert Einstein)

## RESUMO

SILVEIRA, Rafaela Dizaró. **Estudo comparativo de sistemas fotovoltaicos trifásicos de simples e duplo estágio operando com condicionamento ativo de potência.** 2017. 113f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2017.

Este trabalho apresenta um estudo comparativo de quatro diferentes topologias de sistemas fotovoltaicos trifásicos conectados à rede elétrica com simples e duplo estágio de conversão de energia, implementados em sistemas elétricos trifásicos a quatro-fios. Simultaneamente, tais topologias são projetadas para operar como filtro ativo de potência paralelo ou seja, realizar o condicionamento ativo de potência atuando na supressão de correntes harmônicas e compensação de potência reativa de cargas conectadas aos sistemas. A primeira topologia, denominada neste trabalho PV-FAPP-1E-C, é implementada utilizando três inversores monofásicos *full-bridge* conectados à um barramento de tensão comum, envolvendo assim um único estágio de conversão de energia. A segunda, PV-FAPP-2E-C, é implementada de forma similar à topologia anterior porém, o estágio de elevação de tensão, composto por um conversor *boost*, é incluído no sistema e posteriormente conectado à rede elétrica por interface dos inversores. Já a terceira topologia, chamada PV-FAPP-1E-I, também utiliza três inversores *full-bridge* no entanto, cada um é conectado à um barramento de tensão independente sendo assim, esta topologia envolve único estágio de conversão de energia. Por último, a topologia PV-FAPP-2E-I, apresenta duplo estágio de conversão de energia, similar à topologia PV-FAPP-2E-C porém, cada inversor é conectado à um barramento de tensão independente. Todas as topologias empregam a estratégia de controle independente por fase, de forma que um sistema trifásico a quatro-fios possa ser tratado como três sistemas monofásicos assim, as correntes de cada fase pode ser controlada individualmente. Para garantir que os sistemas fotovoltaicos operem em sua máxima potência, é empregado o algoritmo de MPPT P&O, enquanto que as correntes de referência são obtidas através do algoritmo baseado no sistema de eixos de referência síncrona. Os desempenhos das topologias são avaliados através de simulações computacionais. Além disso, uma análise comparativa entre as topologias é apresentada considerando os aspectos de desempenho, rendimento e custo. Dessa forma, por meio desta análise, é possível determinar qual das quatro topologias é mais indicada em termos de custo e aplicabilidade.

**Palavras Chave:** Condicionamento de Potência; Filtro Ativo de Potência Paralelo; Inversores *Full-Bridge*; Sistemas Fotovoltaicos.

## ABSTRACT

SILVEIRA, Rafaela Dizaró. **Comparative study of three-phase grid-connected photovoltaic systems for single and double stages with active power conditioning**. 2017. 113f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2017.

This work presents a comparative study involving four different topologies of three-phase grid-connected photovoltaic systems for single and double stages, which are implemented in three-phase four-wire electrical systems. Simultaneously, these topologies are designed to operate as shunt active power filter performing the active conditioning, suppressing load harmonic currents and compensating reactive power. The first topology, named in this work PV-FAPP-1E-C, is implemented using three single phase *full-bridge* inverters sharing a common DC-bus voltage, thus it involves a single stage of energy conversion. The second, PV-FAPP-2E-C, is implemented in a similar way to the previous topology, but now the DC-DC stage, by a *boost* converter, is included resulting in a double stage system. The third topology, called PV-FAPP-1E-I, also uses three single-phase *full-bridge* inverters, but each inverter is connected to an independent DC-bus voltage, so this topology involves a single stage of energy conversion. Finally, the PV-FAPP-2E-I topology presents a double stage, similar to the PV-FAPP-2E-C topology, but each inverter has an independent DC-bus voltage. All topologies employ the independent control strategy meaning that a three-phase four-wire system can be treated as three single-phase systems, so the currents of each phase can be controlled individually. To ensure that photovoltaic systems operate at their maximum power point, the MPPT P&O algorithm is employed, while the reference currents are obtained through the algorithm based on the synchronous reference frame. The performances of the topologies are evaluated through computational simulations. In addition, a comparative analysis among the topologies is presented considering the aspects of performance, yield and cost. Thus, through this analysis, it is possible to determine which of the four topologies is most indicated in terms of cost and applicability.

**Keywords:** Power Conditioning; Shunt Active Power Filter; Full-Bridge Inverters; Photovoltaic Systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da capacidade de geração de energia fotovoltaica global, de 2005 a 2015.....	18
Figura 1.2 – Célula fotovoltaica.....	21
Figura 1.3 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.....	21
Figura 1.4 – Curva característica I-V.....	23
Figura 1.5 – Curva característica P-V.....	23
Figura 1.6 – Curva I-V para variações de radiação solar.....	24
Figura 1.7 – Curva I-V para variações de temperatura.....	24
Figura 1.8 – Configuração de simples estágio.....	25
Figura 1.9 – Configuração de duplo estágio.....	25
Figura 1.10 – Princípio de funcionamento de um FAPP.....	32
Figura 2.1 – Sistema PV-FAPP de simples estágio com barramento CC compartilhado....	38
Figura 2.2 – Sistema PV-FAPP de duplo estágio com barramento CC compartilhado....	39
Figura 2.3 – Sistema PV-FAPP de simples estágio com barramento CC independente... 40	40
Figura 2.4 – Sistema PV-FAPP de duplo estágio com barramento CC independente..... 41	41
Figura 3.1 – Circuitos monofásicos dos inversores <i>full-bridge</i> : (a) Topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C; (b) Topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I.....	44
Figura 3.2 – Figura 3.2 – Circuitos equivalentes por fase dos inversores <i>full-bridge</i> : (a) Topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C; (b) Topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I.....	44
Figura 3.3 – Etapa 1 de operação do inversor <i>full-bridge</i> : ( $0 < t < dT_s$ ) .....	45
Figura 3.4 – Etapa 2 de operação do inversor <i>full-bridge</i> : ( $dT_s < t < T_s$ ).....	45
Figura 3.5 – Modelo do conversor <i>boost</i> .....	52
Figura 3.6 – Primeira etapa de funcionamento do conversor <i>boost</i> , $S_b$ conduzindo.....	52
Figura 3.7 – Segunda etapa de funcionamento do conversor <i>boost</i> , $S_b$ bloqueada.....	53
Figura 4.1 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C: (a) Algoritmos monofásicos baseados no método SRF; (b) Controle do da tensão no barramento CC.....	58
Figura 4.2 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I: (a) Algoritmos monofásicos baseados no método SRF; (b) Controle do da tensão no barramento CC.....	59

Figura 4.3 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-1E-C: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.....	62
Figura 4.4 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-1E-I: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.....	62
Figura 4.5 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-2E-C: (a) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC; (b) Controle multi-malhas do conversor CC-CC <i>boost</i> .....	64
Figura 4.6 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-2E-C: (a) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC; (b) Controle multi-malhas do conversor CC-CC <i>boost</i> .....	65
Figura 5.1 – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ) no modo PV-FAPP: (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) Topologia PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.....	81
Figura 5.2 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) (modo PV-FAPP): (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C.....	83
Figura 5.3 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-1E-I (modo PV-FAPP: (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.....	83
Figura 5.4 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-2E-I (modo PV-FAPP): (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.....	84
Figura 5.5 – Tensões nos barramentos CC das estruturas (modo PV-FAPP): (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.....	85
Figura 5.6 – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ) no modo FAPP: (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) Topologia PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.....	86
Figura 5.7 – Tensões nos barramentos CC das estruturas (modo FAPP): (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.....	88

Figura 5.8 – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ) no modo PV: (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) Topologia PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.....	89
Figura 5.9 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) (modo PV) : (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C.....	90
Figura 5.10 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-1E-I (modo PV): (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’ .....	91
Figura 5.11 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-2E-I (modo PV): (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’ .....	92
Figura 5.12 – Tensões nos barramentos CC das estruturas (modo PV): (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.....	93
Figura 5.13 – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ), considerando ajustes nos parâmetros de projeto dos controladores de tensão dos barramentos CC: (a) Topologia PV-FAPP-1E-I; (b) Topologia PV-FAPP-2E-I.....	94
Figura 5.14 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-1E-C.....	95
Figura 5.15 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-2E-C.....	95
Figura 5.16 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-1E-I: (a) Fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.....	95
Figura 5.17 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-2E-I: (a) Fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.....	96

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Materiais utilizados em células fotovoltaicas.....	21
Tabela 1.2 – Faixas de operação do Fator de Potência para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	28
Tabela 1.3 – Tempo de respostas às condições anormais de tensão.....	28
Tabela 1.4 – Limites de distorção harmônica de tensão.....	30
Tabela 1.5 – Limite da distorção harmônica em de tensão. (IEEE, 2014).....	31
Tabela 1.6 – Limites de distorção das harmônicas de correntes em % de $I_L$ (IEEE, 2014)..	31
Tabela 4.1 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de corrente dos inversores.....	67
Tabela 4.2 – Ganhos dos controladores PI de corrente dos inversores.....	69
Tabela 4.3 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de tensão dos barramentos CC.....	69
Tabela 4.4 – Ganhos dos controladores PI de tensão dos barramentos CC.....	70
Tabela 4.5 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha interna de corrente do <i>boost</i> .....	72
Tabela 4.6 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor <i>boost</i> .....	73
Tabela 4.7 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha externa de tensão do <i>boost</i> .....	75
Tabela 4.8 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor <i>boost</i> .....	76
Tabela 5.1 – Dados das cargas utilizadas nas topologias de PV-FAPPs.....	80
Tabela 5.2 – Parâmetros de simulação das topologias PV-FAPPs.....	80
Tabela 5.3 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação PV-FAPP.....	81
Tabela 5.4 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação FAPP.....	87
Tabela 5.5 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação PV.....	90
Tabela 5.6 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação PV para as topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I .....	94
Tabela 5.7 – Distorção Harmônica Total das correntes da rede elétrica obtidas para as topologias de PV-FAPP de acordo com seus respectivos modos de operação.....	98

Tabela 5.8 – Rendimentos obtidos para as topologias PV-FAPP.....	99
Tabela 5.9 – Custos dos componentes utilizados nas topologias PV-FAPP.....	100
Tabela 5.10 – Custos dos componentes e dos arranjos PV utilizados nas topologias PV-FAPP.....	101

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
DHT	Distorção Harmônica Total
FAPP	Filtro Ativo de Potência Paralelo
FP	Fator de Potência
FPB	Filtro Passa Baixa
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	<i>Photovoltaic</i>
PV-FAPP-1E-C	Topologia PV-FAPP de Um Estágio e Barramento CC Comum
PV-FAPP-2E-C	Topologia PV-FAPP de Dois Estágios e Barramento CC Comum
PV-FAPP-1E-C	Topologia PV-FAPP de Um Estágio e Barramento CC Independente
PV-FAPP-1E-C	Topologia PV-FAPP de Dois Estágios e Barramento CC Independente
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>

SRF            *Synchronous Reference Frame*

STC            *Standard Test Conditions*

## Sumário

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO GERAL</b> .....	18
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO .....	18
1.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA .....	20
1.2.1 Painel Fotovoltaico: Geração da Energia Fotovoltaica .....	20
1.2.2 Configurações de Sistemas Fotovoltaicos .....	24
1.3 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA E HARMÔNICOS .....	26
1.3.1 Norma Brasileira para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.....	27
1.3.2 Normas e Recomendações Relacionadas à QEE e aos Harmônicos .....	29
1.4 FILTRO ATIVO DE POTÊNCIA PARALELO.....	32
1.5 PROBLEMÁTICA .....	33
1.6 JUSTIFICATIVA .....	34
1.7 OBJETIVOS .....	35
1.7.1 Objetivo Geral .....	35
1.7.2 Objetivos Específicos .....	35
1.8 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	36
<b>CAPÍTULO 2 - TOPOLOGIAS EM ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OPERANDO COMO FAPP</b> .....	37
2.1 SISTEMA PV-FAPP DE SIMPLES ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (PV-FAPP-1E-C) .....	38
2.2 SISTEMA PV-FAPP DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (PV-FAPP-2E-C).....	39
2.3 SISTEMA PV-FAPP DE SIMPLES ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE (PV-FAPP-1E-I) .....	40
2.4 SISTEMA PV-FAPP DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE (PV-FAPP-2E-I) .....	41
2.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO .....	42
<b>CAPÍTULO 3 – MODELAGEM MATEMÁTICA DOS SISTEMAS PV-FAPPs</b> .....	43
3.1 MODELAGEM DA PLANTA DE CORRENTE DO INVERSOR <i>FULL-BRIDGE</i> .....	43
3.2 MODELAGEM DA PLANTA DE TENSÃO DO INVERSOR <i>FULL-BRIDGE</i> .....	47
3.2.1 Dimensionamento do Capacitor do Barramento de Tensão .....	51
3.3 MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i> .....	51
3.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO .....	56
<b>CAPÍTULO 4 – SISTEMA DE CONTROLE</b> .....	57

4.1 ALGORITMOS DE GERAÇÃO DAS CORRENTES DE REFERÊNCIA.....	57
4.2 MALHAS DE CONTROLE: CORRENTE DOS INVERSORES <i>FULL-BRIDGE</i> , CONTROLE DA TENSÃO NOS BARRAMENTOS CC E CONVERSORES CC-CC <i>BOOST</i> .....	61
4.3 PROJETO DOS CONTROLADORES .....	65
4.3.1 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle de Corrente dos Inversores .....	67
4.3.2 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Tensão dos barramentos CC.....	70
4.3.2 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle do Conversor <i>Boost</i> .....	72
4.3.2.1 <i>Controlador PI da Malha Interna de Corrente</i> .....	73
4.3.2.2 <i>Controlador PI da Malha Externa de Tensão</i> .....	76
4.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO .....	78
<b>CAPÍTULO 5 – RESULTADOS DE SIMULAÇÃO</b> .....	79
5.1 MODOS DE OPERAÇÃO DOS SISTEMAS PV-FAPP .....	79
5.1.1 Modo de Operação PV-FAPP.....	81
5.1.2 Modo de Operação FAPP .....	86
5.1.3 Modo de Operação PV .....	88
5.2 ANÁLISE COMPARATIVA DAS TOPOLOGIAS PV-FAPP.....	97
5.2.1 Análise do Desempenho das Topologias PV-FAPP.....	97
5.2.2 Análise de Custo das Topologias PV-FAPP .....	100
5.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO .....	102
<b>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES FINAIS</b> .....	103
6.1 CONCLUSÕES .....	103
6.2 TRABALHOS FUTUROS .....	104
6.3 TRABALHO PUBLICADO.....	104
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	105
<b>APÊNDICE A – SISTEMA DE SINCRONISMO PLL</b> .....	109
<b>APÊNDICE B – TÉCNICA DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA P&amp;O</b> .....	110
<b>APÊNDICE C – UNIDADE DE GERAÇÃO DA ENERGIA: ARRANJOS FOTOVOLTAICOS</b> .....	112

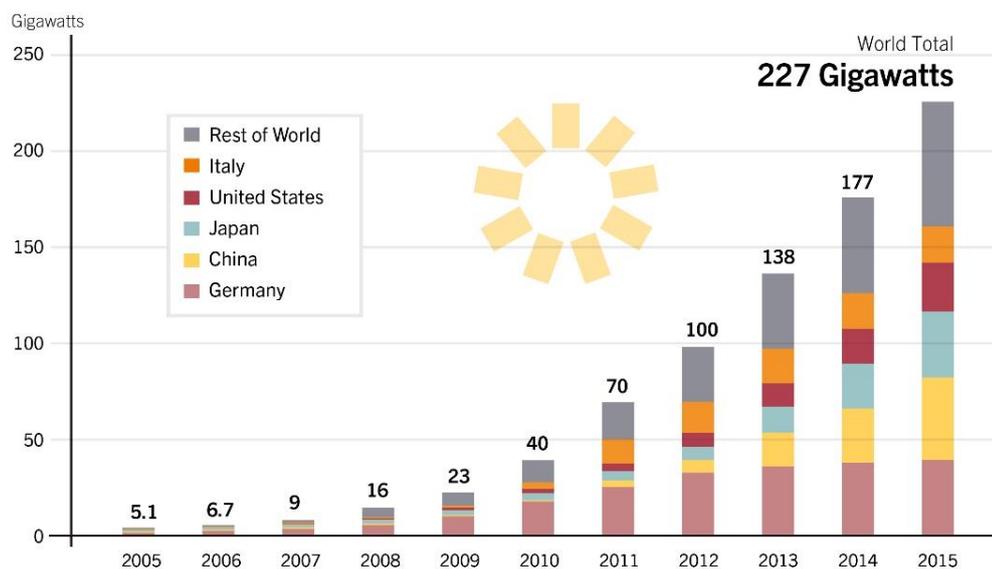
## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO GERAL

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Na última década, uma tendência mundial se desencadeou em busca por fontes de energia que sejam alternativas às fontes de energia de origem de combustíveis fósseis, em decorrência do esgotamento das reservas energéticas disponíveis, da preocupação com o meio ambiente e que possam atender ao aumento progressivo da demanda de energia elétrica (BARRETO, 2014; BRITO et al., 2012; SCHONARDIE, 2011). Desse modo, têm sido desenvolvidas pesquisas sobre os principais aspectos das tecnologias de geração de energias renováveis, as quais apresentam baixos impactos ambientais e são provenientes de fontes inesgotáveis (OLIVEIRA, 2016).

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica tem ganhado destaque por ser considerada uma energia limpa, com baixa degradação ecológica e tecnicamente viável (BARRETO, 2014). Dados fornecidos pela REN21 2016 (*Renewables 2016 Global Status Report*), apresentados na Figura 1.1, mostram a evolução da capacidade de geração fotovoltaica instalada em diferentes regiões do mundo desde o ano de 2005 até o ano de 2015. Isto sugere, para os próximos anos, um aumento significativo em investimentos e participação da energia solar na matriz energética de vários países.

**Figura 1.1 – Evolução da capacidade de geração de energia fotovoltaica global, de 2005 a 2015.**



Fonte: REN21, 2016.

A produção direta de energia elétrica através da energia proveniente do sol é realizada a partir de painéis fotovoltaicos (*Photovoltaic* – PV), que junto com equipamentos eletrônicos constituem os sistemas fotovoltaicos. Estes, podem ser identificados como sistemas autônomos, geralmente instalados em locais isolados, ou sistemas conectados à rede elétrica. O interesse nos sistemas conectados à rede elétrica tem sido proeminente devido a possibilidade de complementar o sistema elétrico de distribuição ao qual estão conectados (GEHRING; LOPES; DALMOLIN, 2015).

A energia elétrica oriunda dos painéis fotovoltaicos é gerada em corrente contínua (CC), neste caso, é necessário converter essa energia em corrente alternada (CA) para que esta seja devidamente injetada na rede elétrica. O processo de conversão de energia pode ser realizado de duas maneiras, sendo elas: conversão de duplo estágio ou conversão de simples estágio. Na conversão de energia de duplo estágio, o primeiro estágio, CC-CC, é usado para elevação da tensão proveniente dos painéis fotovoltaicos, enquanto que o segundo estágio, CC-CA, é usado para conectar o sistema fotovoltaico à rede elétrica (SCHONARDIE, 2011; CAMPANHOL; SILVA; SAMPAIO, 2014). Já na conversão de simples estágio, a energia é injetada diretamente na rede elétrica através de uma única conversão, CC-CA (SILVA et al., 2015).

Apesar das vantagens, a tecnologia fotovoltaica possui dificuldades de implantação relativas ao custo elevado e à baixa eficiência da conversão de energia (BARRRETO, 2014; BRITO et al., 2012; SCHONARDIE, 2011). Dessa forma, é importante que estudos relacionados às estruturas de sistemas fotovoltaicos e estratégias de controle sejam desenvolvidos a fim de maximizar o aproveitamento da energia gerada por esses sistemas alocado ao menor custo (BRITO et al., 2013; OLIVEIRA, 2015).

Os equipamentos eletrônicos, utilizados no condicionamento da energia dos sistemas fotovoltaicos, devem atender requisitos de segurança e satisfazer critérios de qualidade de energia, de modo que a conexão dos sistemas PV não prejudique o desempenho do sistema elétrico. Ainda, cuidados adicionais são necessários quando há conexão de cargas não-lineares ao sistema elétrico. Pois, tais tipos de cargas, drenam da rede elétrica correntes com componentes harmônicas, as quais podem causar distorções na tensão do PAC (Ponto de Acoplamento Comum) da rede de alimentação do sistema, afetando assim a qualidade de energia elétrica (QEE) (AKAGI, 1996; CAMPANHOL, 2012; NETO et al., 2004).

Nestes casos, uma das soluções para reduzir a defluência das correntes drenadas pelas cargas não-lineares, é o emprego de filtros ativos de potência paralelos (FAPPs). Estes atuam na supressão de harmônicos de corrente bem como na compensação da potência reativa da carga

(SILVA, 2001). Além disso, em diversas aplicações, os sistemas PV podem ser projetados para operar como FAPP. Ou seja, a energia ativa proveniente do sistema PV é injetada na rede elétrica e as correntes harmônicas e/ou componentes reativas advindas da conexão de cargas ao sistema elétrico, são compensadas (CAMPANHOL; SILVA; SAMPAIO, 2014; MIÑAMBRES-MARCOS et al., 2012; SCHONARDIE, 2011; SILVA et al., 2015).

## 1.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

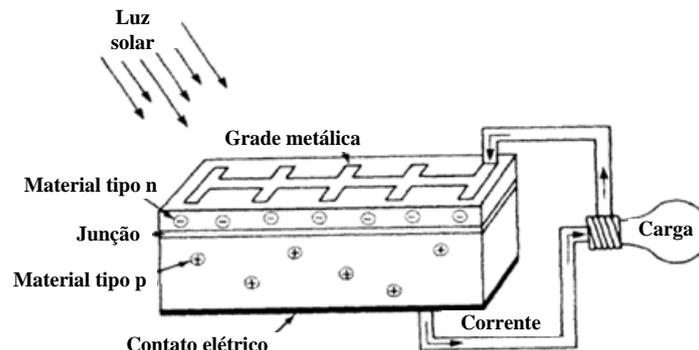
Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, é composto por três partes principais: geração da energia fotovoltaica, condicionamento da energia e conexão com a rede elétrica. A geração da energia fotovoltaica é responsabilidade do arranjo de painéis fotovoltaicos, posteriormente, essa energia é condicionada através de equipamentos eletrônicos como conversores e inversores de potência e, por fim, a energia é injetada diretamente na rede elétrica.

### 1.2.1 Painel Fotovoltaico: Geração da Energia Fotovoltaica

Um painel fotovoltaico, é constituído por várias células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas são dispositivos de material semicondutor que converte a energia incidente do sol em energia elétrica. Os elementos semicondutores, podem formar uma junção p-n como é ilustrado na Figura 1.2. Quando há incidência de luz solar, os elétrons do lado p são excitados e atravessam a linha da junção p-n sendo impedidos de retornarem por uma barreira criada na junção. Assim, os elétrons se acumulam no lado n, tornando-o um polo negativo enquanto que o lado p um polo positivo. Quando os polos são interligados através de um condutor, há passagem de corrente elétrica (SOLENERG, 2014).

O tipo de material da célula fotovoltaica está relacionado à sua eficiência. A Tabela 1.1 apresenta os principais materiais utilizados em células fotovoltaicas de acordo com (PORTAL SOLAR, 2015).

**Figura 1.2 – Célula Fotovoltaica.**



Fonte: Solenerg, 2014.

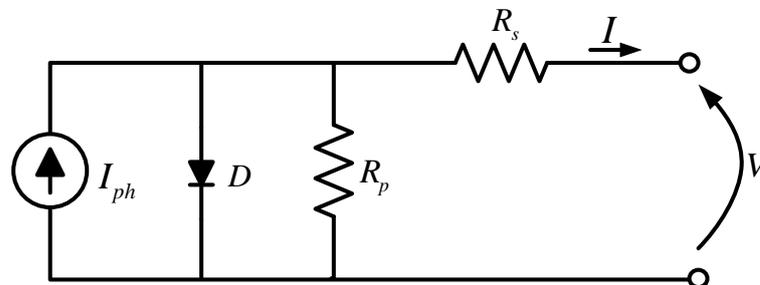
**Tabela 1.1 – Materiais utilizados em células fotovoltaicas.**

Tipo do material	Eficiência [%]
Monocristalino	14 – 21
Policristalino	13 – 16,5
Filme fino	7 – 13
Silício Amorfo	6 – 9

Fonte: Portal Solar, 2015.

Segundo (CASARO; MARTINS, 2008), o funcionamento de uma célula fotovoltaica pode ser determinado através do seu circuito elétrico equivalente, representado na Figura 1.3, considerando suas características não ideais através das resistências série e paralela.

**Figura 1.3 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.**



Fonte: Adaptado de Casaro; Martins, 2008.

A corrente gerada pela célula fotovoltaica representada no circuito anterior, pode ser obtida através da equação (1.1).

$$I = I_{ph} - I_r \left[ e^{q \left( \frac{V + IR_s}{nkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1.1)$$

Onde:

$V, I$  - Tensão e corrente nos terminais de saída da célula fotovoltaica;

$I_{ph}$  - Fotocorrente;

$I_r$  - Corrente de saturação reversa da célula;

$R_s, R_p$  - Resistências série e paralela do circuito equivalente;

$q$  - Carga do elétron,  $1,6 * 10^{-19}$  C;

$n$  - Fator de idealidade da junção p-n;

$k$  - Constante de Boltzmann,  $1,38 * 10^{-23}$  J/K;

$T$  - Temperatura ambiente, K.

Considerando que a célula fotovoltaica é submetida à parâmetros de condições climáticas de radiação solar e temperatura, o valor da fotocorrente  $I_{ph}$  pode ser influenciado por tais parâmetros conforme mostrado em (1.2). Sendo que  $I_r$  e  $I_{rr}$  são obtidas por (1.3) e (1.4) respectivamente.

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_r)] \left( \frac{G}{1000} \right) \quad (1.2)$$

$$I_r = I_{rr} \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\left[ \left( \frac{qE_g}{nk} \right) \left( \frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (1.3)$$

$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\frac{qV_{oc}}{\eta k T_r}} - 1} \quad (1.3)$$

Onde:

$I_{sc}$  - Corrente de curto-circuito por célula;

$V_{oc}$  - Tensão de circuito aberto por célula;

$\alpha$  - Coeficiente de temperatura de  $I_{sc}$ ;

$T_r$  - Temperatura de referência, 298 K;

$I_{rr}$  - Corrente de saturação reversa de referência;

$G$  - Radiação solar,  $\text{W/m}^2$ ;

$E_G$  - Energia da banda proibida,  $1,1\text{eV}$ .

A equação (1.1) não possui solução algébrica, dessa forma, para encontrar a corrente de saída da célula fotovoltaica, é usado um método numérico de Newton Raphson como apresentado em (CASARO; MARTINS, 2008).

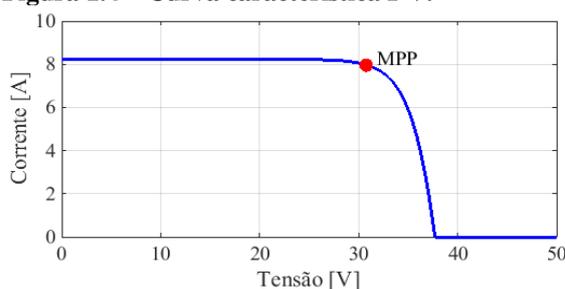
Aplicando o Método de Newton Raphson, obtém-se as equações (1.5) e (1.6).

$$f(I) = I_{ph} - I - I_r \left[ e^{q\left(\frac{V+IR_s}{nkT}\right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1.4)$$

$$f'(I) = -1 - I_r e^{q\left(\frac{V+IR_s}{nkT}\right)} \frac{qR_s}{nkT} - \frac{R_s}{R_p} \quad (1.5)$$

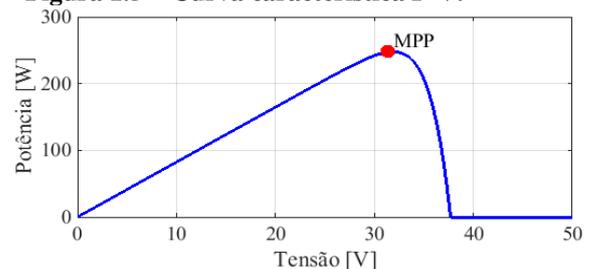
A solução das equações apresentadas, resultam nas curvas características I-V e P-V de uma célula fotovoltaica, as quais são mostradas nas Figuras 1.4 e 1.5 respectivamente. Estas curvas, são geradas sob condições padronizadas de teste (*Standard Teste Condition – STC*), com radiação solar igual a  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $25^\circ\text{C}$ , e ambas identificam o ponto de máxima potência (MPP - *Maximum Power Point*) do painel fotovoltaico.

**Figura 1.4 – Curva característica I-V.**



**Fonte: Autoria própria.**

**Figura 1.5 – Curva característica P-V.**



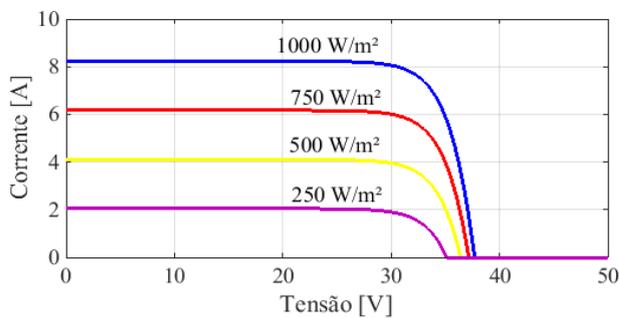
**Fonte: Autoria própria.**

O comportamento do ponto de MPP pode ser influenciado por fatores climáticos como a radiação solar e a temperatura, resultando em alterações da corrente e/ou tensão de saída da célula fotovoltaica (CASARO; MARTINS, 2008; BRITO et al., 2012; PANDIARAJAN; MUTHU, 2011). A Figura 1.6, por exemplo, apresenta variações de radiação solar e sua influência na curva I-V. Como pode ser visto a corrente é quase linearmente proporcional à radiação enquanto que a tensão é pouco modificada. Já a Figura 1.7 mostra o efeito da

temperatura, que pouco influencia na corrente gerada pelo painel, porém, a tensão é significativamente alterada.

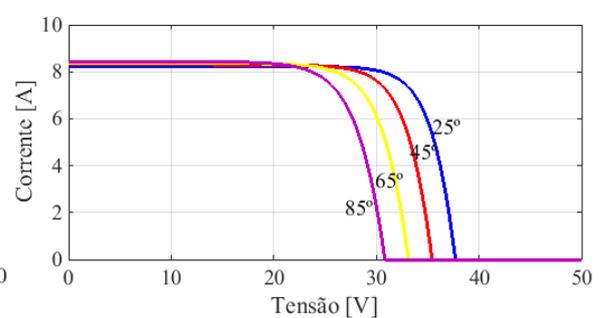
Sendo assim, para que o sistema esteja sempre operando em sua máxima eficiência, as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), podem ser empregadas. Ou seja, a principal função do MPPT é garantir a maximização da transferência de potência mesmo com as variações climáticas de radiação solar e temperatura (BARRETO, 2014; CEPEL, 2015).

**Figura 1.6 – Curva I-V para variações de radiação solar.**



**Fonte: Autoria própria.**

**Figura 1.7 – Curva I-V para variações de temperatura.**



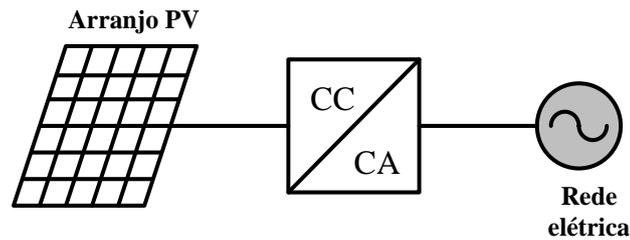
**Fonte: Autoria própria.**

### 1.2.2 Configurações de Sistemas Fotovoltaicos

Para que a energia proveniente do arranjo fotovoltaico seja injetada na rede elétrica, é necessário converter a energia CC, gerada pelos painéis, em energia CA. Esse estágio de conversão de energia pode ser realizado de duas maneiras: conversão de simples estágio ou conversão de duplo estágio.

Na configuração de simples estágio, CC-CA, como ilustra a Figura 1.8, um inversor é utilizado para realizar a interface de conexão entre o arranjo fotovoltaico e a rede elétrica (JAIN; AGARWAL, 2007; RODRIGUES; TEIXEIRA; BRAGA, 2003). Neste caso, o inversor é responsável pela execução do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência do arranjo PV, bem como pelo controle da corrente a ser injetada na rede elétrica. Para essas aplicações, tanto inversores de tensão VSI (*Voltage Source Inverter*) quanto inversores de corrente CSI (*Current Source Inverter*) podem ser utilizados. As vantagens desse tipo de configuração são, a utilização de poucos componentes, tamanho reduzido e diminuição das perdas no processamento da energia (JAIN; AGARWAL, 2007).

**Figura 1.8 – Configuração de simples estágio.**



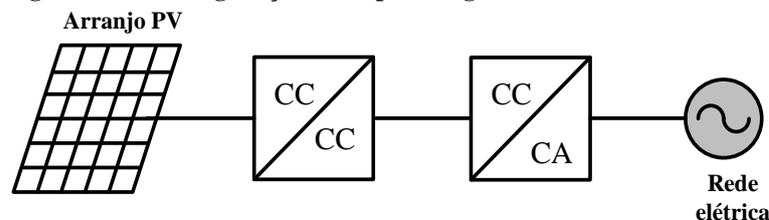
Fonte: Autoria própria

Já a configuração mostrada na Figura 1.9, representa um sistema com conversão de energia em dois estágios. Agora, um conversor elevador de tensão CC-CC compreende o primeiro estágio, o qual é responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência e adequação do nível da tensão de saída do arranjo PV, enquanto que um inversor representa o segundo estágio, CC-CA, sendo este encarregado pelo controle da corrente injetada na rede, bem como pelo controle de tensão do barramento CC (SILVA, et. al 2016).

A vantagem apresentada por esta configuração, é a possibilidade da elevação da tensão contínua, visto que a tensão nos terminais de saída de um arranjo fotovoltaico pode ser muito baixa (SAMPAIO, 2010). Também, há o desacoplamento do arranjo PV com o inversor, de modo que as funções de controle e execução do MPPT não é mais centralizado apenas no inversor, como o caso da topologia de simples estágio. Porém, algumas desvantagens podem ser citadas como maior número de componentes e possível redução da eficiência se comparada com a configuração de simples estágio (YONGLI; JIANGUO; DI, 2011).

Com relação à escolha do conversor CC-CC, esta deve estar atrelada às condições necessárias do sistema bem como da possibilidade de apresentar um bom rendimento.

**Figura 1.9 – Configuração de duplo estágio.**



Fonte: Autoria própria

### 1.3 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA E HARMÔNICOS

O acesso à energia elétrica representa conforto e qualidade de vida à toda população. Com o aumento da utilização de equipamentos que demandam eletricidade e os benefícios constatados com o serviço de disponibilidade de energia elétrica, é natural manifestar a preocupação da qualidade do produto fornecido aos consumidores (SCHONARDIE, 2011).

A qualidade de energia elétrica (QEE), está relacionada à continuidade do serviço, ou seja, o fornecimento de energia sem interrupções; e à qualidade do produto, que segundo Dugan et al. (2004), consiste em evitar qualquer problema de tensão, corrente ou nas variações de frequência da rede elétrica que resultem em falhas de equipamentos.

No entanto, para garantir uma boa qualidade de energia, é importante manter prudência na interação entre consumidores e concessionárias de energia elétrica. Enquanto que as concessionárias garantem a disponibilidade de energia, a responsabilidade dos consumidores é conferida à sua interferência no ponto de acoplamento comum (PAC) do sistema elétrico (BACON, 2015).

Um sistema fotovoltaico a ser conectado à rede elétrica de distribuição, por exemplo, deve cumprir os requisitos de qualidade e segurança, de modo a não prejudicar o desempenho do sistema elétrico, tal que na presença de uma condição anormal de operação, o sistema fotovoltaico deva cessar seu fornecimento de energia à rede elétrica.

Por outro lado, no que tange à ocorrência de problemas no PAC, estes também podem estar elencados às distorções de tensão resultantes da circulação de correntes harmônicas drenadas da rede elétrica por conta de conexão de cargas não-lineares. Tais cargas têm sido cada vez mais utilizadas por consumidores, principalmente depois da evolução dos equipamentos eletrônicos, e suas características contribuem com a degradação da QEE (SILVA, 2001; STONES; COLLINSON, 2001).

Dessa forma, o estabelecimento de normas, recomendações ou diretrizes que abordam as condições para interface de conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, bem como parâmetros e limites relacionados à QEE, tem permitido analisar quantitativamente os distúrbios que podem estar presentes na rede elétrica, e orientar consumidores e concessionárias de energia.

### 1.3.1 Norma Brasileira para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

A qualidade da energia elétrica fornecida através de um sistema fotovoltaico, à rede elétrica de distribuição e/ou à cargas locais em corrente alternada, deve ser mantida nos devidos padrões, de modo a não causar falhas de operação no sistema elétrico. Ou seja, deve haver compatibilidade entre o sistema fotovoltaico e a interface de conexão. No Brasil, a Norma Brasileira NBR 16149 de 2013 da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), estabelece recomendações para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica e seus requisitos. A seguir, são descritos os principais itens abordados na NBR 16149.

- 1) Compatibilidade com a Rede Elétrica:
  - a) Tensão e frequência: A tensão e a frequência do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a rede elétrica local.
  - b) Faixa operacional de tensão: A faixa operacional de tensão do sistema fotovoltaico é determinada para garantir proteção visto que, normalmente controla-se a corrente injetada na rede elétrica e não há regulação da tensão. O sistema fotovoltaico deve operar com tensão entre  $80\% \leq V \leq 110\%$  com relação à tensão nominal do sistema elétrico.
  - c) Faixa operacional de frequência: O sistema fotovoltaico deve operar de forma sincronizada com a rede elétrica, dentro dos limites de frequência definidos entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Caso, a frequência da rede elétrica assuma valores abaixo de 57,5 Hz ou valores acima de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica dentro de 0,2s.
  - d) Proteção de injeção de componente CC na rede elétrica: Caso a injeção de componentes CC na rede elétrica ultrapassar 0,5% da corrente nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 1s.
  - e) Fator de potência: O valor do fator de potência do sistema elétrico, pode ser calculado a partir dos valores de potências ativa energia ativa (EA) e energia reativa (ER) como dado em (1.7).

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (1.7)$$

Quando a potência do sistema fotovoltaico a ser injetada na rede for maior que 20% da potência nominal do inversor, o sistema deve operar nas faixas de FP estabelecidos na Tabela 1.2

**Tabela 1.2 – Faixas de operação do Fator de Potência para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.**

Potência Nominal do Sistema PV ( $P_{PVn}$ )	Fator de Potência (FP)	Observação
$P_{PVn} \leq 3 \text{ KW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	-
$3 \text{ KW} < P_{PVn} \leq 6 \text{ KW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	Possibilidade de operar com FP ajustável em 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P_{PVn} > 6 \text{ KW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	Possibilidade de operar com FP ajustável em 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: Autoria própria.

## 2) Segurança Pessoal e Proteção do Sistema Fotovoltaico

- a) Perda da tensão da rede: Se a rede elétrica não estiver energizada por motivos de atuações contra faltas ou por manutenção, o sistema fotovoltaico deve cessar seu fornecimento de energia para prevenir o ilhamento.
- b) Variações de tensão: As variações de tensão e a desconexão do sistema fotovoltaico da rede elétrica, pode representar um ilhamento, se caracterizando por condições anormais de operação da rede elétrica. Neste caso, o sistema fotovoltaico deve atuar, e fornecer uma resposta ao sistema para garantir a segurança e evitar danos para a rede elétrica. A Tabela 1.3, mostra o tempo de desligamento do sistema fotovoltaico com relação às faixas de tensão de operação.

**Tabela 1.3 – Tempo de respostas às condições anormais de tensão.**

Tensão no ponto de acoplamento comum (% da tensão nominal $V_n$ )	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,2 s
$80\% < P_{PVn} \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,4 s

Fonte: Autoria própria.

- c) Proteção contra ilhamento: O sistema fotovoltaico deve interromper o fornecimento de energia à rede elétrica em até 2 s após a perda da rede (ilhamento).
- d) Reconexão: Após uma desconexão, devido condições anormais no sistema, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede, por um tempo de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de operação.

### 1.3.2 Normas e Recomendações Relacionadas à QEE e aos Harmônicos

O modulo 8 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no Brasil, apresenta a caracterização dos fenômenos, indicadores e recomendações relativas às perturbações de tensão na rede elétrica e define os padrões de conformidade no fornecimento de energia (ANEEL, 2017).

Com relação aos harmônicos de tensão ou corrente, estes podem ser definidos como sinais com componentes de frequências múltiplas da frequência fundamental. Além de causar distorções na tensão de alimentação do PAC, a circulação de componentes harmônicas no sistema elétrico pode acarretar falhas em equipamentos sensíveis, perdas de capacitores, aquecimento de motores e transformadores e redução do fator de potência (FP). Ainda, em sistemas trifásicos a quatro-fios, mesmo quando há cargas equilibradas conectadas à rede elétrica, harmônicos de ordem 3 e seus múltiplos circulam pelo condutor neutro, podendo resultar em sobreaquecimentos e exceder sua capacidade elétrica.

Para as distorções harmônicas, no modulo 8 do PRODIST são estabelecidos limites que correspondem ao valor máximo de distorção a ser observado no sistema de distribuição de acordo com sua tensão nominal. Os indicadores considerados são: distorção harmônica total de tensão ( $DTT\%$ ), distorção harmônica total de tensão para componentes múltiplas de 3 ( $DTT_3\%$ ), distorção harmônica total de tensão para componentes pares não múltiplas de 3 ( $DTT_p\%$ ) e distorção harmônica total de tensão para componentes ímpares não múltiplas de 3 ( $DTT_i\%$ ), os quais podem ser calculados respectivamente por (1.8), (1.9), (1.10) e (1.11), onde  $h$  é a ordem harmônica;  $h_{max}$  é a ordem harmônica máxima;  $h_3$  são as ordens harmônicas múltiplas de 3;  $h_p$  são as ordens harmônicas pares não múltiplas de 3;  $h_i$  são as ordens harmônicas ímpares não múltiplas de 3;  $V_h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  e  $V_1$  é a tensão fundamental.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.8)$$

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.9)$$

$$DTT_P\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.10)$$

$$DTT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.11)$$

Na Tabela 1.4, constam os limites das distorções harmônicas totais de tensão em porcentagem da tensão fundamental, considerando os valores dos indicadores  $DTT_P\%$  e  $DTT_I\%$  superados em 5% de 1008 leituras válidas.

**Tabela 1.4 – Limites de distorção harmônica de tensão.**

Indicador (superado em 5% de 1008 leituras válidas)	Tensão nominal		
	Vn < 1KV	1KV < Vn < 69KV	69KV < Vn < 230KV
$DTT\%$	10,0 %	8,0 %	5,0 %
$DTT_3\%$	6,5 %	5,0 %	3,0 %
$DTT_P\%$	7,5 %	2,0 %	1,0 %
$DTT_I\%$	6,5 %	6,0 %	4,0 %

Fonte: ANELL Prodlist, 2017.

Já o padrão americano, através da norma IEEE Std. 519-2014 elaborada pelo Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers*) tem a finalidade de estabelecer limites de harmônicos injetados na rede elétrica por consumidores e os referidos valores são medidos no PAC.

A Tabela 1.5 apresenta os limites máximos de distorção harmônica de tensão individual e total no PAC, relacionados com os níveis de tensão do barramento do sistema.

**Tabela 1.5 – Limite de distorção harmônica de tensão no PAC.**

Tensão no PAC	Harmônica individual (%)	Distorção Harmônica Total (THD) (%)
$V_s \leq 1,0 \text{ KV}$	5,0	8,0
$1,0 \text{ KV} \leq V_s \leq 69 \text{ KV}$	3,0	5,0
$69 \text{ KV} \leq V_s \leq 161 \text{ KV}$	1,5	2,5
$V_s > 161 \text{ KV}$	1,0	1,5

Fonte: IEEE Std. 519, 2014.

Para as distorções harmônicas de corrente, os limites são estabelecidos conforme o nível de tensão e também nível de curto-circuito do PAC. Quanto maior a corrente de curto-circuito ( $I_{CC}$ ) em relação à corrente de demanda da carga ( $I_L$ ), maior é o limite de distorção admissível. Porém, à medida que se eleva a tensão, menores são os limites aceitáveis (IEEE Std. 519-2014, 2014). Na Tabela 1.6 estão mostrados os limites de distorções harmônicas de corrente, com valores em porcentagem relacionado à  $I_L$  de acordo com o nível de tensão.

**Tabela 1.6 – Limites de distorção das harmônicas de correntes em % de  $I_L$  (IEEE, 2014).**

Ordem individual das harmônicas (harmônicas ímpares)						
120V $\leq V_s \leq 69\text{KV}$						
$I_{CC} / I_L$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
69 KV < $V_s \leq 161\text{KV}$						
< 20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
>1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0
$V_s > 161\text{KV}$						
< 25	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
$\geq 50$	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Fonte: Autoria própria.

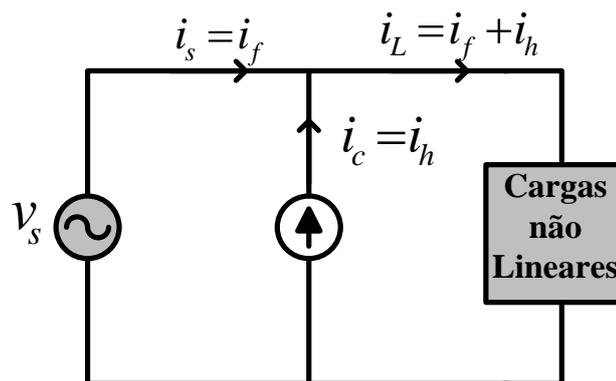
## 1.4 FILTRO ATIVO DE POTÊNCIA PARALELO

A fim de permanecer em conformidade com os critérios estabelecidos por normas e recomendações de qualidade de energia relacionados aos harmônicos, os filtros ativos de potência paralelos (FAPPs) têm sido amplamente empregados e se classificam como uma boa opção na mitigação dos problemas de correntes harmônicas que circulam pelo sistema elétrico (NETO et al., 2004; SILVA, 2001).

Os FAPPs são equipamentos eletrônicos capazes de atuar na supressão de correntes harmônicas e caso necessário, realizar compensação de reativos e desbalanços de carga (SINGH et al., 1999). Logo, para uma condição ideal de operação, as correntes da rede elétrica se tornam senoidais e em fase com suas respectivas tensões.

A Figura 1.10 mostra o princípio de funcionamento de um FAPP onde, a corrente da carga não-linear ( $i_L$ ) é composta por uma componente fundamental ( $i_{Lf}$ ) e por uma componente harmônica ( $i_{Lh}$ ). Em um sistema ideal, a corrente fornecida pela fonte ( $i_s$ ), deveria ser igual a componente fundamental da carga ( $i_{Lf}$ ). Portanto, o FAPP é responsável por fornecer uma corrente ( $i_c$ ), a qual deve ser igual às componentes harmônicas ( $i_{Lh}$ ) da carga de modo que ocorra o cancelamento.

Figura 1.10 – Princípio de funcionamento de um FAPP.



Fonte: Adaptado de Silva, 2001.

Para a aplicação de um FAPP, qualquer inversor bidirecional em corrente pode ser utilizado como por exemplo o inversor fonte de tensão (VSI) e o inversor fonte de corrente (CSI) (SINGH et al., 1999; AKAGI, 2005). O VSI possui um capacitor no barramento CC e deve ser conectado na rede por meio de um indutor de acoplamento de forma que este possa ser

controlado em corrente. Já o CSI possui um indutor no barramento CC operando naturalmente como fonte de corrente de forma a dispensar a utilização do indutor de acoplamento com a rede. Contudo, as topologias de inversores VSI são as mais utilizadas por possuírem menor custo, serem mais leves e expansíveis para as aplicações (FENILI, 2007).

## 1.5 PROBLEMÁTICA

A geração de energia elétrica a partir das fontes convencionais de energia, tais como aquelas baseadas em combustíveis fósseis, têm ocasionado problemas em níveis ecológicos, social e econômico. Dessa forma, os sistemas com geração de energia fotovoltaica se apresentam como uma alternativa frente à geração de energias tradicionais com a finalidade de minimizar esses problemas.

Porém, mesmo com os avanços tecnológicos, alguns fatores ainda limitam a expansão da aplicação de sistemas PV. Um deles se refere ao atual custo elevado dos painéis fotovoltaicos, bem como da interface da conversão de energia CC-CC e CC-CA. Outro problema é decorrente das variações de tensão e corrente de saída da célula fotovoltaica, as quais são influenciadas por condições climáticas de radiação solar e temperatura. Esses fatores estão diretamente relacionados à eficiência do sistema (BRITO et al., 2012).

Os sistemas fotovoltaicos são conectados na rede elétrica através de conversores de potência, que podem ser classificados em topologias de duplo estágio e topologias de simples estágio, sendo que, o uso de topologias de duplo estágio pode reduzir a eficiência do sistema pois, apresentam maiores perdas no processamento de energia (YONGLI; JIANGUO; DI, 2011).

Ainda, os conversores de potência devem satisfazer os critérios de segurança e qualidade de energia para não prejudicar o desempenho do sistema elétrico de distribuição porém, quando há a presença de cargas não-lineares no sistema elétrico, problemas de distorções harmônicas podem surgir e contribuir com a degradação da QEE e falhas em equipamentos elétricos.

Neste sentido, este trabalho tem o propósito de realizar um estudo comparativo de quatro topologias de sistemas fotovoltaicos com conversão de energia de simples e duplo estágio, aplicados à sistemas trifásicos a quatro-fios. Além disso, os sistemas atuam simultaneamente como FAPP de forma à melhorar a qualidade de energia no PAC quando

cargas não-lineares são conectadas ao sistema elétrico. As topologias estudadas neste trabalho, são denominadas a seguir:

- Sistema PV-FAPP trifásico de simples estágio com barramento CC compartilhado (PV-FAPP-1E-C);
- Sistema PV-FAPP trifásico de duplo estágio com barramento CC compartilhado (PV-FAPP-2E-C);
- Sistema PV-FAPP trifásico de simples estágio com barramento CC independente por fase (PV-FAPP-1E-I);
- Sistema PV-FAPP trifásico de duplo estágio com barramento CC independente por fase (PV-FAPP-2E-I).

Para a primeira topologia, sistema PV-FAPP-1E-C é utilizado apenas um estágio de conversão de energia, CC-CA, no qual é implementado uma técnica de MPPT diretamente sobre o controle do barramento CC do inversor. Neste caso, são empregados três inversores monofásicos do tipo ponte completa, ligados a um mesmo barramento de tensão compondo assim um único estágio de conversão de energia. A segunda, sistema PV-FAPP-2E-C é implementada de forma similar, porém, com o estágio de conversão CC-CC utilizando um conversor elevador de tensão *boost*, onde a técnica de MPPT é agora implementada neste conversor. A saída do conversor CC-CC é então ligada ao inversor monofásico, o qual é responsável pela conexão com a rede elétrica. Já a topologia PV-FAPP-1E-I, também pode ser controlada independentemente por fase, porém, cada inversor é conectado a um barramento de tensão independente. Por último, a topologia PV-FAPP-2E-I, é implementada com dois estágios de conversão de energia, similar à estrutura PV-FAPP-2E-C porém, cada inversor conectado a um barramento de tensão independente.

A partir disso, é realizada uma análise comparativa das topologias apresentadas, envolvendo aspectos de desempenho, rendimento e custo.

## 1.6 JUSTIFICATIVA

A contribuição desse trabalho se insere na realização de um estudo comparativo de sistemas fotovoltaicos com topologias de conversão de energia em único estágio e em dois estágios. Simultaneamente, os sistemas operam como FAPP, atuando na supressão de conteúdos harmônicos de corrente e compensação de reativos da carga de modo à atender os critérios estabelecidos por normas e recomendações de qualidade de energia.

Os sistemas propostos, utilizam um cenário de geração de energia fotovoltaica, a qual possui grande apelo ambiental e se caracteriza como uma fonte de energia inesgotável, reduzindo assim, os problemas causados pelas fontes de energias convencionais. Algoritmos de MPPT serão implementados a fim de maximizar a eficiência dos painéis fotovoltaicos, reduzindo suas limitações.

Visto que, as topologias que utilizam duplo estágio de conversão de energia possuem menor eficiência em relação às topologias de simples estágio, o presente estudo, permite analisar o desempenho e a eficiência de cada topologia de conversão de energia, aplicada a dois tipos de configurações, sistemas com barramento de tensão CC compartilhado entre as fases e sistemas com barramento de tensão CC independente por fase.

Concomitantemente, os sistemas contribuirão com a melhoria da QEE. Os problemas de QEE relacionados aos harmônicos de corrente, poderão ser minimizados uma vez que, os sistemas operam como FAPP. Além do mais, ainda é possível realizar a compensação de potência reativa melhorando o fator de potência.

Portanto, este trabalho ressalta a importância do estudo relacionado a geração de energia fotovoltaica associado à melhoria da qualidade de energia elétrica no PAC, através da análise e comparação das topologias apresentadas de acordo com o seus desempenhos, eficiências e o custos.

## 1.7 OBJETIVOS

### 1.7.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral, estudar, projetar e implementar via simulações computacionais quatro topologias de sistemas PV-FAPP aplicados a sistemas trifásicos a quatro-fios, de forma a comparar seus desempenhos, rendimentos e custos.

### 1.7.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Estudar os conceitos relacionados aos sistemas fotovoltaicos;
- Estudar as configurações de simples e duplo estágios para sistemas PV;

- Estudar a técnica de MPPT P&O;
- Estudar os conceitos relacionados à QEE, bem como as normas e recomendações para os harmônicos de corrente e tensão;
- Estudar os sistemas de geração de correntes de referência de compensação baseado no eixo de referência síncrono;
- Implementar via simulações computacionais cada uma das topologias de sistemas PV-FAPP;
- Avaliar e comparar os resultados obtidos das topologias em estudo.

## 1.8 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em seis capítulos.

No Capítulo 2, são apresentadas as topologias de sistemas PV-FAPP estudadas neste trabalho, elucidando as características construtivas de cada topologia bem como os princípios de funcionamento das mesmas.

No Capítulo 3, é realizado a modelagem matemática dos circuitos que compõem as topologias PV-FAPP estudadas, considerando as diferenças e particularidades de cada uma delas.

No Capítulo 4, é descrito o sistema de controle aplicado à cada topologia PV-FAPP, o qual é composto pela geração das correntes de referência a serem sintetizadas pelos inversores, controle da corrente nos inversores, controle da tensão dos barramentos CC e quando pertinente, controle do conversor *boost*. Também, é apresentado a metodologia de projeto, e o projeto dos controladores implementados nas estruturas.

No Capítulo 5, é apresentado os resultados obtidos a partir de simulações computacionais como também as análises relativas à comparação das topologias em estudo.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho.

## CAPÍTULO 2 - TOPOLOGIAS EM ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OPERANDO COMO FAPP

Os tipos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica que operam simultaneamente com o condicionamento ativo de potência, são implementados para complementar o sistema elétrico de distribuição e, quando necessário, atuar na melhoria da QEE em relação à supressão de correntes harmônicas e compensação de potência reativa (SCHONARDIE, 2011; SILVA et al. 2016;). Esses sistemas, denominados neste trabalho como PV-FAPP, podem estar configurados em duplo estágio de conversão de energia, ou seja CC-CC e CC-CA, ou apenas um estágio, CC-CA conectado diretamente à rede elétrica, podendo ser aplicados à sistemas elétricos monofásicos e trifásicos.

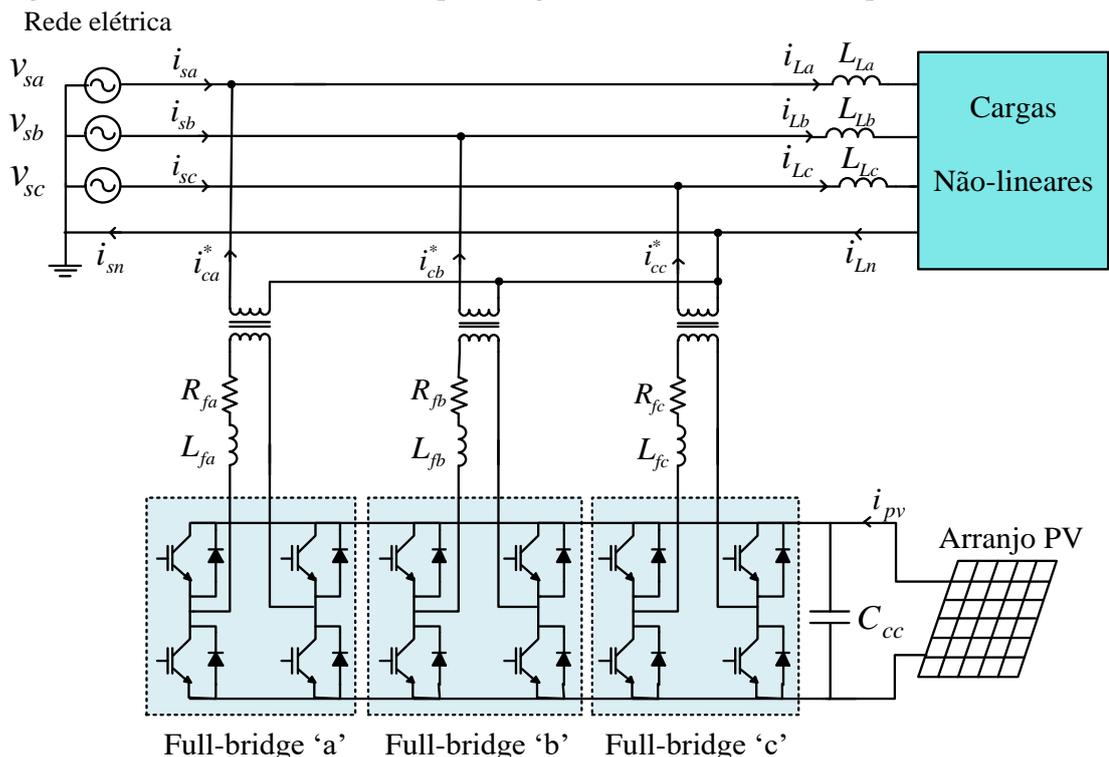
Em (PATNAIK; PANDA, 2013) foi proposto um estudo comparativo de topologias implementadas com inversores *full-bridge* aplicados em sistemas trifásicos a quatro-fios porém, operando apenas como FAPP. Já em (CAMPANHOL; SILVA; SAMPAIO, 2014) é apresentado um sistema fotovoltaico atuando como FAPP, também utilizando inversores *full-bridge* em sistemas trifásicos a quatro-fios contudo, o estudo envolve apenas uma topologia em operação com um único estágio de conversão de energia. Ainda, em (YONGLI; JIANGUO; DI, 2011) foi desenvolvido um estudo de topologias de sistemas fotovoltaicos de conversão de energia por simples e duplo estágios, no entanto, os sistemas não são projetados para atuar na melhoria da qualidade de energia.

Neste trabalho, é realizado um estudo comparativo de quatro topologias de sistemas PV-FAPP utilizando inversores *full-bridge* aplicados em sistemas trifásicos a quatro-fios. Além disso, as topologias são consideradas para duplo e simples estágio de conversão da energia proveniente de um arranjo fotovoltaico. Portanto, a partir deste estudo, os desempenhos estático e dinâmico das estruturas são avaliados, fornecendo uma análise de suas vantagens, limitações, aspectos construtivos, eficiência, e custo. A seguir, neste capítulo, são descritas as topologias de PV-FAPPs em estudo, as quais são classificadas de acordo com o número de estágios de conversão de energia e quanto à configuração do barramento de tensão dos inversores.

## 2.1 SISTEMA PV-FAPP DE SIMPLES ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (PV-FAPP-1E-C)

A Figura 2.1 apresenta a primeira topologia em estudo, chamada neste trabalho, PV-FAPP-1E-C. Esta estrutura é implementada utilizando três inversores monofásicos *full-bridge*, um capacitor no barramento de tensão CC, três indutores como filtros de acoplamento, e também requerem o uso de três transformadores para garantir isolamento galvânica. Nota-se que, a interface de conexão entre os inversores *full-bridge* e a rede elétrica, é realizada através dos transformadores, sendo que a utilização destes, é obrigatória nesta topologia de forma a evitar curto-circuito entre as fases da rede elétrica. Observa-se também, que o sistema de geração de energia fotovoltaica, é representado por um único arranjo PV, o qual é conectado diretamente ao barramento CC dos inversores envolvendo assim, apenas um estágio de conversão de energia. A máxima potência disponibilizada pelo arranjo PV é extraída implementando uma técnica de MPPT diretamente sobre o controle do barramento CC dos inversores. Além disso, os algoritmos de geração das correntes de referência, bem como as estratégias de controle, são implementadas de forma independente por fase ou seja, o sistema trifásico a quatro-fios é tratado como três sistemas monofásicos independentes.

**Figura 2.1 – Sistema PV-FAPP de simples estágio com barramento CC compartilhado.**

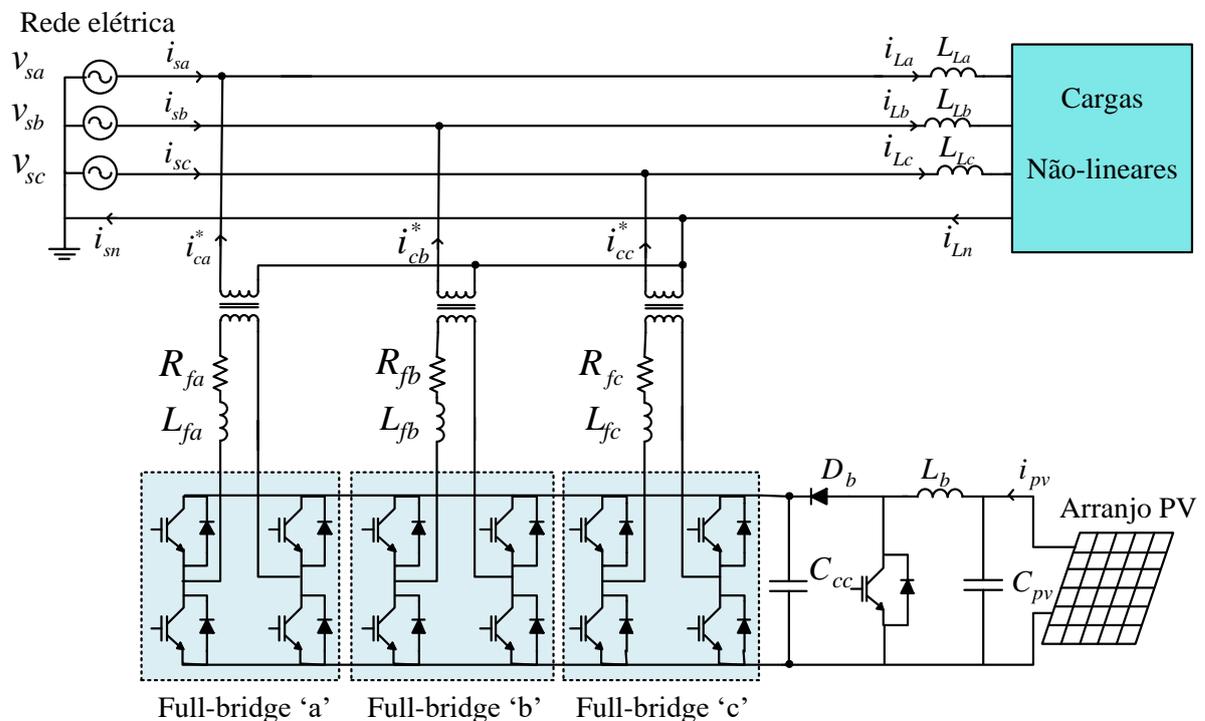


Fonte: Autoria própria.

## 2.2 SISTEMA PV-FAPP DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (PV-FAPP-2E-C)

A segunda topologia, chamada PV-FAPP-2E-C, é mostrada na Figura 2.2. Observa-se que esta estrutura apresenta uma configuração muito similar à apresentada na seção anterior contudo, o estágio de conversão CC-CC é incluído no sistema. Neste caso, um conversor elevador de tensão *boost* compreende o primeiro estágio da conversão de energia do arranjo PV, onde o algoritmo de MPPT é agora implementado neste conversor. Além disso, o conversor *boost* é responsável por adequar o nível da tensão de saída do arranjo PV, para posteriormente ser devidamente acoplado ao barramento de tensão CC dos inversores *full-bridge*. Agora, os inversores têm apenas a função de controlar a corrente a ser injetada na rede elétrica bem como controlar a tensão do barramento CC. Nesta topologia, os algoritmos de geração das correntes de referência e as estratégias de controle, também são empregadas de forma independente por fase.

Figura 2.2 – Sistema PV-FAPP de duplo estágio com barramento CC compartilhado.

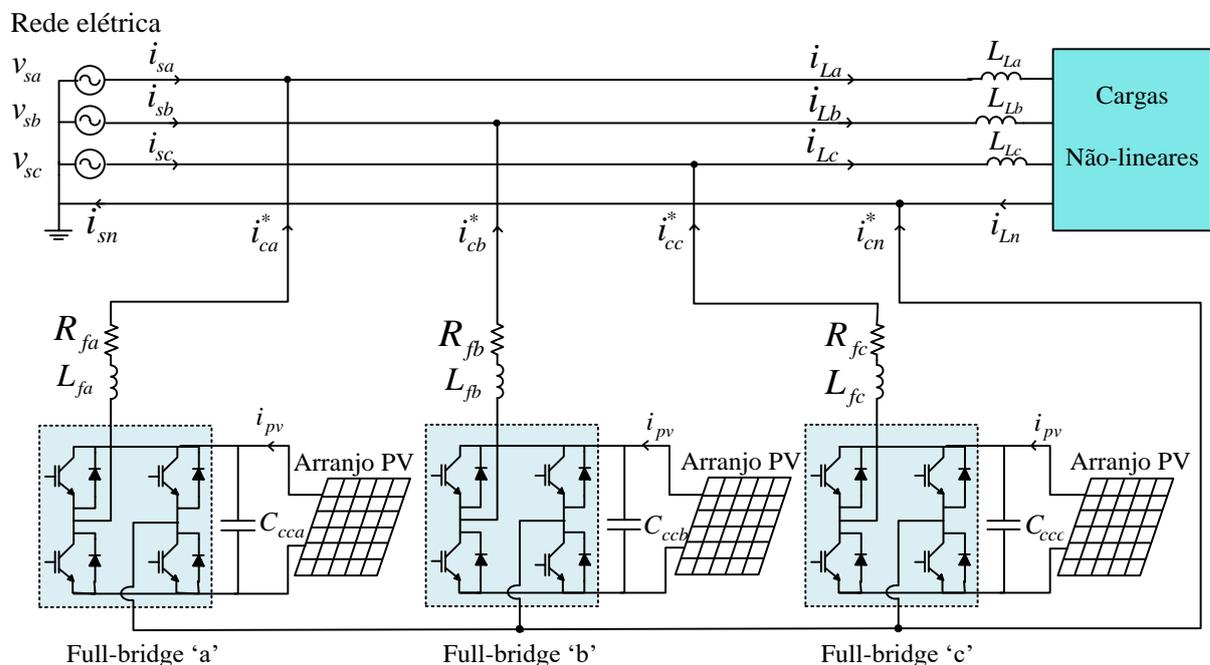


Fonte: Autoria própria.

### 2.3 SISTEMA PV-FAPP DE SIMPLES ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE (PV-FAPP-1E-I)

A Figura 2.3 apresenta a topologia chamada PV-FAPP-1E-I. Esta estrutura é composta por três inversores monofásicos *full-bridge*, três capacitores para os barramentos de tensão CC e três indutores de acoplamento. Observa-se que cada inversor é conectado a um barramento de tensão CC independente, tornando desnecessário o uso dos transformadores de isolamento, uma vez que os conversores não compartilham mais o mesmo barramento CC. Nesta topologia, o sistema de geração de energia fotovoltaica é constituído por três arranjos fotovoltaicos, sendo um arranjo para cada inversor *full-bridge* ou seja, esta topologia apresenta apenas um estágio de conversão de energia. Devido ao sistema apresentar configurações totalmente independentes por fase e ser tratado como três sistemas monofásicos, os algoritmos de MPPT, algoritmos de geração das correntes de referência e técnicas de controle, serão aplicados em cada uma das fases separadamente.

**Figura 2.3 – Sistema PV-FAPP de simples estágio com barramento CC independente.**

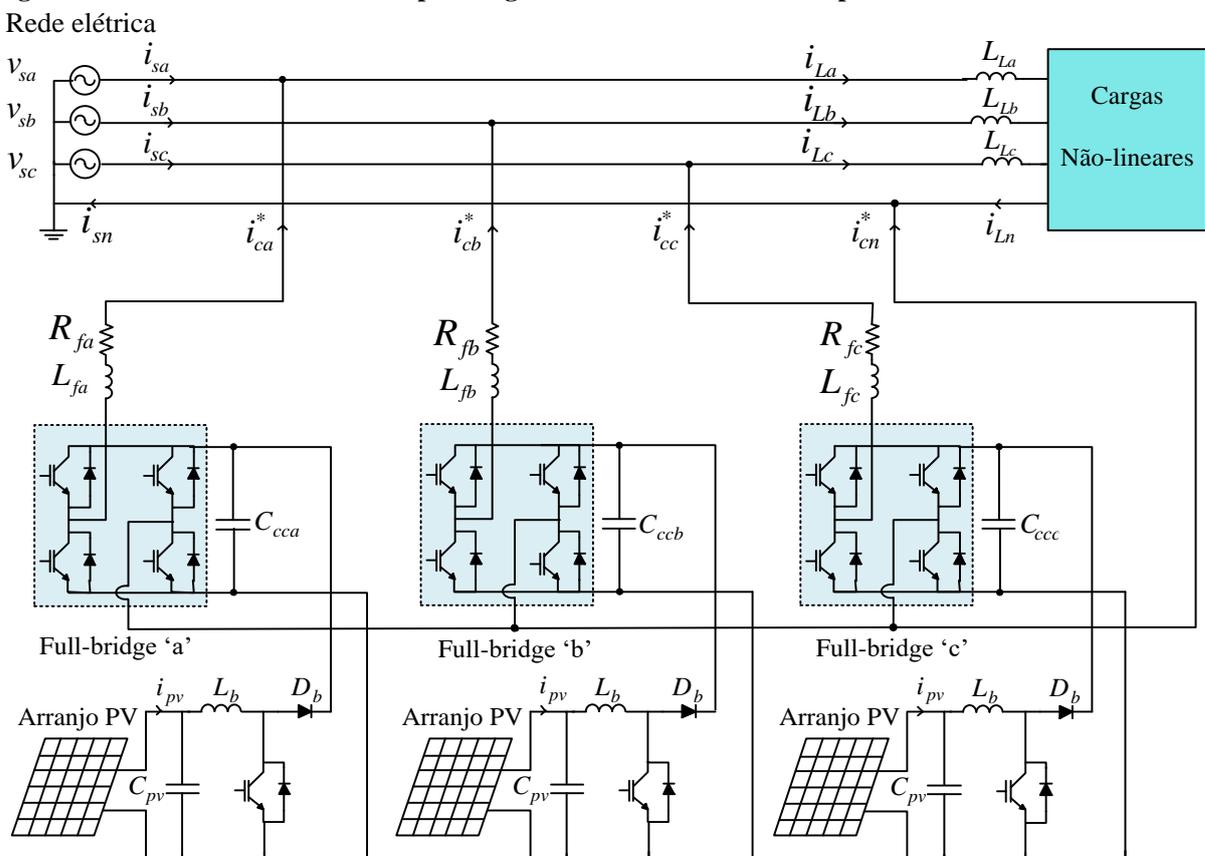


Fonte: Autoria própria.

## 2.4 SISTEMA PV-FAPP DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE (PV-FAPP-2E-I)

A última topologia em estudo, chamada PV-FAPP-2E-I, está mostrada na Figura 2.4. Esta configuração também é composta por três inversores *full-bridge*, três capacitores para os barramentos CC e três indutores de acoplamento porém, esta é implementada com duplo estágio de conversão de energia. Para isso, são utilizados três conversores elevadores de tensão CC-CC *boost* que além de adequar os níveis da tensão disponibilizada pelos arranjos PV, também garantem o desempenho de seus respectivos algoritmos de MPPT. Já os inversores, têm somente a função de controlar as suas respectivas correntes a serem injetadas da rede elétrica e tensões nos barramentos CC. Portanto, cada fase desta estrutura terá um conjunto inversor, conversor CC-CC e arranjo PV independente. Os algoritmos de geração das correntes de referência e as técnicas de controle, serão implementadas de forma independente para cada fase.

**Figura 2.4 – Sistema PV-FAPP de duplo estágio com barramento CC independente.**



Fonte: Autoria própria.

## 2.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as configurações das topologias de sistemas PV-FAPP estudadas neste trabalho, as quais são classificadas de acordo com o número de estágios de conversão de energia e quanto à configuração do barramento de tensão dos inversores. Para possibilitar uma análise comparativa entre as topologias apresentadas, as especificações, algoritmos e técnicas de controle serão aplicadas equitativamente para todas as topologias. As informações topológicas são importantes para determinar a representação matemática das estruturas bem como identificar as variáveis a serem controladas. No próximo capítulo, é apresentada a modelagem matemática do circuito de potência dos sistemas PV-FAPP.

## CAPÍTULO 3 – MODELAGEM MATEMÁTICA DOS SISTEMAS PV-FAPPs

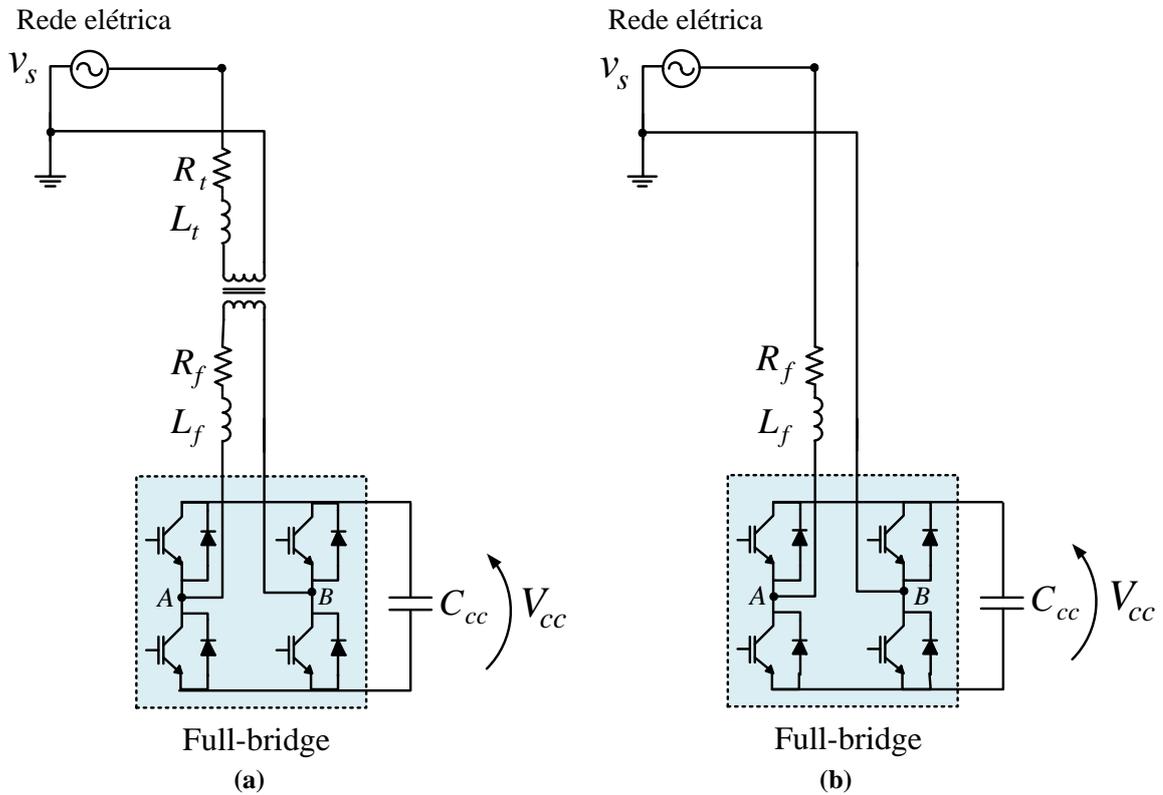
Neste capítulo, é apresentado a modelagem matemática dos circuitos de potência das topologias PV-FAPP estudadas neste trabalho, com o objetivo de obter as funções transferências que representam fisicamente as referidas estruturas. Estes modelos são necessários devido à utilização de malhas de controle, as quais garantem a injeção da energia na rede elétrica. As topologias de sistemas PV-FAPP apresentam simples e duplo estágio de conversão de energia, onde ambos tipos de topologias utilizam inversores monofásicos *full-bridge* e, apenas as topologias de duplo estágio apresentam o conversor CC-CC *boost* em sua estrutura. A seguir, na seção 3.1 é apresentada a modelagem da planta de corrente dos inversores *full-bridge*, na seção 3.2 é descrita a obtenção da planta de tensão dos barramentos CC e por fim, a obtenção das plantas de corrente e tensão do conversor *boost*, é apresentada na seção 3.2.

### 3.1 MODELAGEM DA PLANTA DE CORRENTE DO INVERSOR *FULL-BRIDGE*

O método empregado para a obtenção da modelagem matemática dos circuitos utiliza a técnica de pequenos sinais. Como as topologias operam com inversores monofásicos, a análise pode ser realizada através dos circuitos equivalentes de uma única fase, sendo o modelo igual para as demais fases (CAMPANHOL, 2012). A Figura 3.1 apresenta os circuitos monofásicos dos inversores *full-bridge*, onde as indutâncias e resistências de acoplamento são admitidas iguais para todas as fases, ou seja,  $L_{fa} = L_{fb} = L_{fc} = L_f$  e  $R_{fa} = R_{fb} = R_{fc} = R_f$ , assim para todas as topologias. Nesta análise, quando pertinente, também são consideradas as indutância ( $L_t$ ) e resistência ( $R_t$ ) de dispersão, presentes no circuito da Figura 3.1 (a), as quais serão referidas do lado secundário para o lado primário do transformador com relação de transformação unitária.

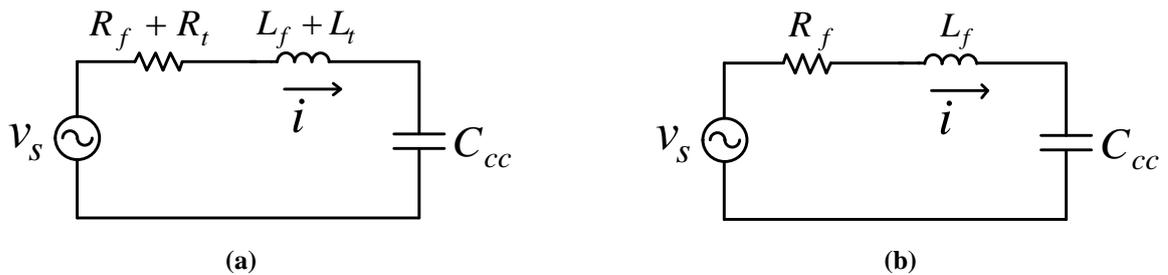
A modulação utilizada no comando das chaves de potência dos inversores será do tipo PWM (*Pulse Width Modulation*) a três níveis. Neste caso, considerando as etapas de operação do inversor, a tensão entre os pontos A e B variam entre  $+V_{cc}$ , zero e  $-V_{cc}$ . Segundo (LINDEKE, 2003), a simetria apresentada pelo inversor *full-bridge* permite analisar o modelo apenas quando a tensão média nos terminais AB assume valores positivos. Dessa forma, os circuitos equivalentes são obtidos conforme a Figura 3.2, e devido às similaridades, a modelagem matemática será realizada apenas para o circuito da Figura 4.2 (b).

**Figura 3.1 – Circuitos monofásicos dos inversores *full-bridge*: (a) Topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C; (b) Topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I.**



Fonte: Autoria própria.

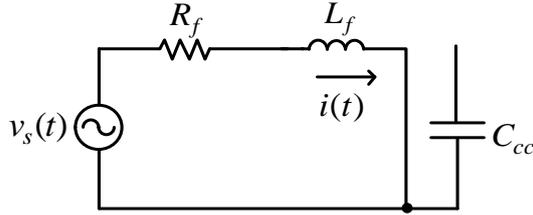
**Figura 3.2 – Circuitos equivalentes por fase dos inversores *full-bridge*: (a) Topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C; (b) Topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I.**



Fonte: Autoria própria.

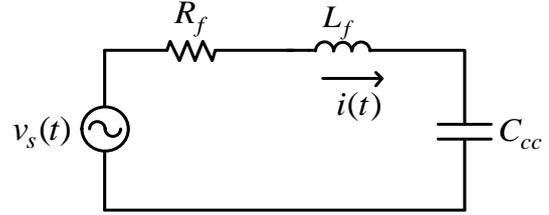
Admitindo então, o circuito mostrado na Figura 3.2 (b), este ainda pode ser representado pelos circuitos das Figuras 3.3 e 3.4, os quais considera as duas etapas de operação do inversor, quando a tensão média nos pontos AB é positiva, com intervalos de tempo definidos em  $(0 < t < dT_s)$  e  $(dT_s < t < T_s)$  respectivamente, onde  $d$  é a razão cíclica e  $T_s$  o período total de chaveamento.

**Figura 3.3 – Etapa 1 de operação do inversor full-bridge: ( $0 < t < dT_s$ )**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 3.4 – Etapa 2 de operação do inversor full-bridge: ( $dT_s < t < T_s$ )**



Fonte: Autoria própria.

Desenvolvendo o equacionamento para o intervalo ( $0 < t < dT_s$ ), a tensão no indutor e corrente no capacitor, são dadas pelas equações (3.1) e (3.2) nessa ordem.

$$v_{L_f}(t) = L_f \frac{di(t)}{dt} = v_s(t) - R_f i(t) \quad (3.1)$$

$$i_C(t) = C_{cc} \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = 0 \quad (3.2)$$

Já para o intervalo ( $dT_s < t < T_s$ ) as grandezas de tensão no indutor e corrente no capacitor são agora descritas por (3.3) e (3.4) respectivamente.

$$v_{L_f}(t) = L_f \frac{di(t)}{dt} = v_s(t) - R_f i(t) - v_{cc}(t) \quad (3.3)$$

$$i_C(t) = C_{cc} \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = i(t) \quad (3.4)$$

O emprego da técnica de modelagem em pequenos sinais despreza as influências da frequência de chaveamento. Logo, as ondulações de tensão e corrente dos elementos passivos, não são consideradas. Sendo assim, os valores médios de tensão no indutor e corrente no capacitor podem ser obtidos a partir da equação (3.5) (SAMPAIO, 2010).

$$\langle x(t) \rangle_{T_s} = \frac{1}{T_s} \int_{\tau}^{\tau+T_s} x(\tau) d\tau \quad (3.5)$$

Desse modo, a tensão média no indutor e a corrente média no capacitor são obtidas por (3.6) e (3.8) respectivamente, onde  $d'$  representa a razão cíclica complementar de  $d$ .

$$\begin{aligned} \langle v_{L_f}(t) \rangle_{T_s} &= \frac{1}{T_s} [(d(t)T_s)(\langle v_s(t) \rangle_{T_s} - R_f \langle i(t) \rangle_{T_s}) \\ &+ (d'(t)T_s)(\langle v_s(t) \rangle_{T_s} - R_f \langle i(t) \rangle_{T_s} - \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s})] \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\langle v_{L_f}(t) \rangle_{T_s} = L_f \frac{d\langle i(t) \rangle_{T_s}}{dt} = \langle v_s(t) \rangle_{T_s} - R_f \langle i(t) \rangle_{T_s} - d'(t) \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.7)$$

$$\langle i_C(t) \rangle_{T_s} = \frac{1}{T_s} [d'(t)T_s \langle i(t) \rangle_{T_s}] \quad (3.8)$$

$$\langle i_C(t) \rangle_{T_s} = C_{cc} \frac{d\langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = d'(t) \langle i(t) \rangle_{T_s} \quad (3.9)$$

As perturbações do sistema são definidas de acordo com (3.10), onde  $D$ ,  $D'$ ,  $V_s$ ,  $V_{cc}$  e  $I$  representam as componentes CC das grandezas e  $\hat{d}(t)$ ,  $\hat{v}_s(t)$ ,  $\hat{v}_{cc}(t)$  e  $\hat{i}(t)$  correspondem às parcelas oscilatórias CA.

$$\begin{aligned} d(t) &= D + \hat{d}(t) \\ d'(t) &= D' - \hat{d}(t) \\ \langle v_s(t) \rangle_{T_s} &= V_s + \hat{v}_s(t) \\ \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} &= V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t) \\ \langle i(t) \rangle_{T_s} &= I + \hat{i}(t) \end{aligned} \quad (3.10)$$

Aplicando as perturbações nas equações (3.7) e (3.9), tem-se:

$$L_f \frac{d(I + \hat{i}(t))}{dt} = (V_s + \hat{v}_s(t)) - R_f(I + \hat{i}(t)) - (D' - \hat{d}(t))(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t)) \quad (3.11)$$

$$C_{cc} \frac{d(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t))}{dt} = (D' - \hat{d}(t))(I + \hat{i}(t)) \quad (3.12)$$

No processo de linearização das equações (3.11) e (3.12), os termos CC se tornam nulos pois se referem à resposta em regime permanente do sistema, e os termos CA de segunda ordem são desprezados devido seus valores serem muito pequenos. Logo,

$$L_f \frac{d\hat{i}(t)}{dt} = \hat{v}_s(t) - R_f \hat{i}(t) + \hat{d}(t)V_{cc} - D' \hat{v}_{cc}(t) \quad (3.13)$$

$$C_{cc} \frac{d\hat{v}_{cc}(t)}{dt} = D' \hat{i}(t) - \hat{d}(t)I \quad (3.14)$$

Admitindo que a tensão no barramento CC ( $V_{cc}$ ) seja constante, a função de transferência do inversor *full-bridge* é obtida aplicando a transformada de Laplace na equação (3.13). Dessa forma,

$$L_f s \hat{i}(s) = \hat{v}_s(s) - R_f \hat{i}(s) + \hat{d}(s)V_{cc} \quad (3.15)$$

$$G_{id_{FBI}}(s) = \frac{\hat{i}(s)}{\hat{d}(s)} \Big|_{\hat{v}_s(s) = 0} \quad (3.16)$$

$$G_{id_{FBI}}(s) = \frac{\hat{i}(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{cc}}{L_f s + R_f} \quad (3.17)$$

A equação (3.17) determina então, a função de transferência da planta de corrente do inversor *full-bridge* referente ao circuito equivalente da Figura 4.1 (b). Em (3.18) é mostrada uma adaptação da equação (3.17), de forma a obter uma função de transferência para o circuito equivalente da Figura 4.1 (a).

$$G_{id_{FBC}}(s) = \frac{\hat{i}(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{cc}}{(L_f + L_t)s + (R_f + R_t)} \quad (3.18)$$

### 3.2 MODELAGEM DA PLANTA DE TENSÃO DO INVERSOR *FULL-BRIDGE*

A tensão nos barramentos CC das estruturas, deve ser mantida em um valor constante. Para isso, uma malha de controle é utilizada e seu sinal de saída representa a amplitude da

corrente de referência a ser drenada ou injetada na rede elétrica, conforme o modo de operação dos sistemas PV-FAPP, controlando assim, a potência no barramento CC.

Dessa forma, para a obtenção da função transferência da planta de tensão do barramento CC, foi realizada uma análise do fluxo de potência no inversor, a fim de obter uma relação entre a tensão do barramento CC e a corrente a ser drenada ou injetada na rede elétrica.

Considerando um sistema monofásico, onde a tensão e a corrente são senoidais e estão em fase, a potência ativa instantânea, é dada por (3.19), onde  $v_s$  e  $i_s$  representam, respectivamente, as tensão e corrente instantâneas da rede elétrica.

$$p = v_s i_s \quad (3.19)$$

Essas grandezas de tensão e corrente, podem ser representadas por componentes contínuas no sistema de eixos de referência síncrona (SILVA, 2001). Assim, a potência média na entrada do sistema monofásico, é dada por:

$$\bar{p} = \frac{v_d}{\sqrt{2}} \frac{i_d}{\sqrt{2}} = \frac{v_d i_d}{2} \quad (3.20)$$

onde,  $v_d$  e  $i_d$  são as componentes contínuas de tensão e corrente, respectivamente, no eixo síncrono direto  $d$ .

De modo análogo, quando há conexão de carga no sistema, a potência a ser fornecida, pode ser expressa por (3.21), onde  $i_{dL}$  é a corrente da carga no eixo síncrono direto, e  $i_{dL_{cc}}$  e  $i_{dL_{ac}}$  representam, respectivamente, as parcelas contínuas e alternadas da corrente  $i_{dL}$ .

$$p_L = \frac{v_d i_{dL}}{2} = \frac{v_d (i_{dL_{cc}} + i_{dL_{ac}})}{2} \quad (3.21)$$

Considerando que  $i_d$  é igual a  $i_{dL_{cc}}$ , a equação (3.21) pode ser reescrita conforme mostrado em (3.22).

$$p_L = \frac{v_d (i_d + i_{dL_{ac}})}{2} = \bar{p} + \frac{v_d (i_{dL_{ac}})}{2} \quad (3.22)$$

Sendo assim, através das equações (3.20) e (3.22) é possível determinar a potência que flui no inversor:

$$p_F = \bar{p} - p_L = \bar{p} - \left( \bar{p} + \frac{v_d(i_{dLac})}{2} \right) = \frac{v_d(i_{dLac})}{2} \quad (3.23)$$

Ainda, existe a parcela de potência ativa, que circula no inversor, e que representa a energia disponibilizada por um arranjo PV que além de manter controlada a tensão no barramento CC, também compensa as perdas no inversor relacionadas aos dispositivos de comutação e indutores de filtragem (SILVA et al., 2016). Dessa forma, a equação (3.23) pode ser escrita por (3.24), onde  $i_{bcc}$  representa esta parcela ativa que flui através do inversor.

$$p_F = \frac{v_d(i_{dLac})}{2} + \frac{v_d(i_{bcc})}{2} = p_{Fac} + p_{Fcc} \quad (3.24)$$

Assumindo que  $p_{Fcc}$  é igual à potência no barramento CC ( $p_{cc}$ ), é possível determinar a equação (3.25), onde  $v_{cc}$  e  $i_c$  são, respectivamente, a tensão e a corrente no barramento CC.

$$p_{Fcc} = p_{cc} = \frac{v_d(i_{bcc})}{2} = v_{cc} i_c \quad (3.25)$$

Como a corrente no barramento CC é definida por:

$$i_c = C_{cc} \frac{dv_{cc}}{dt} \quad (3.26)$$

Igualando (3.25) e (3.26), tem-se:

$$\frac{v_d(i_{bcc})}{2v_{cc}} = C_{cc} \frac{dv_{cc}}{dt} \quad (3.27)$$

Aplicando a técnica de modelagem em pequenos sinais na equação (3.27), obtém-se a equação (3.28), onde as grandezas  $v_{cc}$  e  $i_{bcc}$ , estão representadas pelos seus valores médios.

$$\langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} \frac{d\langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = \frac{v_d}{2C_{cc}} \langle i_{bcc}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.28)$$

As perturbações desse sistema são definidas conforme em (3.29).

$$\begin{aligned} \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} &= V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t) \\ \langle i_{bcc}(t) \rangle_{T_s} &= I_{bcc} + \hat{i}_{bcc}(t) \end{aligned} \quad (3.29)$$

Aplicando as perturbações na equação (3.28), esta pode ser reescrita por:

$$(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t)) \frac{d(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t))}{dt} = \frac{v_d}{2C_{cc}} (I_{bcc} + \hat{i}_{bcc}(t)) \quad (3.30)$$

Linearizando a equação (3.30), os termos CC se tornam nulos e os termos CA de segunda ordem são desprezados. Dessa forma, obtém-se a equação (3.31).

$$V_{cc} \frac{d\hat{v}_{cc}(t)}{dt} = \frac{v_d}{2C_{cc}} \hat{i}_{bcc}(t) \quad (3.31)$$

Aplicando a transformada de Laplace na equação (3.31), tem-se:

$$\hat{v}_{cc}(s) = \frac{v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \hat{i}_{bcc}(s) \quad (3.32)$$

Por fim, a função transferência da planta de tensão do barramento CC do é dada por (3.33).

$$G_{vi_{FBI}}(s) = \frac{\hat{v}_{cc}(s)}{\hat{i}_{bcc}(s)} = \frac{v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \quad (3.33)$$

Nota-se que, a equação (3.33) representa a função transferência da planta de tensão do barramento CC no inversor *full-bridge* monofásico. Uma vez que as topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C possui o barramento CC compartilhado por três inversores *full-bridge* monofásicos, a função transferência mostrada em (3.33) deve ser multiplicada por 3. Sendo assim,

$$G_{vi_{FBC}}(s) = \frac{\hat{v}_{cc}(s)}{\hat{i}_{bcc}(s)} = \frac{3v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \quad (3.34)$$

### 3.2.1 Dimensionamento do Capacitor do Barramento de Tensão

O capacitor do barramento CC pode ser dimensionado conforme apresentado em (KARANKI, et al., 2013). Neste caso, a variação de energia em um dado sistema e o comportamento dinâmico da tensão no capacitor são avaliados sob condições transitórias.

Assumindo que, a tensão  $V_{cc}$  no capacitor, pode apresentar uma variação de 25% em condições transitórias, o valor do capacitor  $C_{cc}$ , é calculado de acordo com a equação (3.35), onde  $X$  é a potência do sistema (ao qual está sendo conectado um filtro ativo ou sistema de geração fotovoltaica),  $n$  é o número de ciclos da condição transitória e  $T$  é o período de cada ciclo

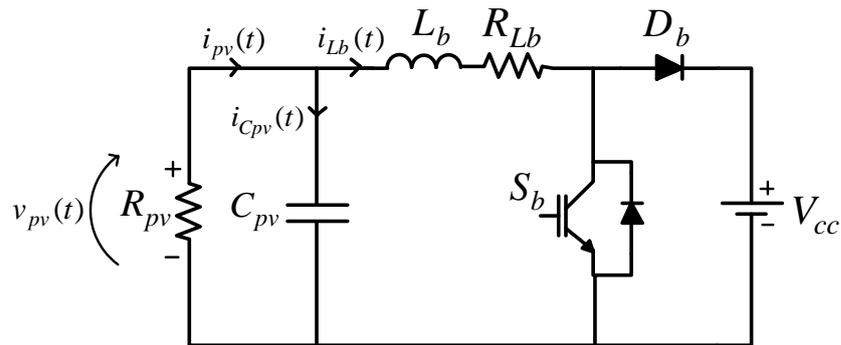
$$C_{cc} = \frac{2 \left(2X - \frac{X}{2}\right) nT}{(1,125V_{cc})^2 - (0,875V_{cc})^2} \quad (3.35)$$

### 3.3 MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC *BOOST*

As topologias de sistemas PV-FAPP com dois estágios de processamento de energia, utilizam o conversor *boost* para compor o primeiro estágio, onde a função é adequar o nível de tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico e também atuar no rastreamento da máxima potência, a partir de um algoritmo de MPPT.

O modelo do conversor *boost* utilizado na modelagem matemática, está apresentado na Figura 3.5. A resistência  $R_{pv}$  representa o comportamento do arranjo fotovoltaico na modelagem a pequenos sinais,  $C_{pv}$  representa um filtro de tensão,  $R_{Lb}$  é a resistência série do indutor  $L_b$ , e as grandezas  $i_{pv}(t)$  e  $v_{pv}(t)$  são, respectivamente, a corrente e a tensão disponíveis no arranjo PV. Neste trabalho, o estágio de saída do conversor *boost* é conectado ao barramento CC do inversor *full-bridge*. Dessa forma, nesta análise, a saída do conversor *boost* pode ser representada por uma fonte de tensão, uma vez que o controle do inversor é responsável por manter em um valor constante a tensão no barramento CC.

**Figura 3.5 – Modelo do conversor *boost*.**



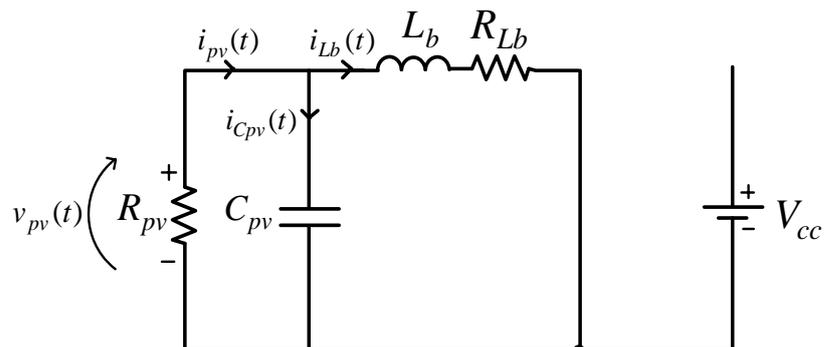
**Fonte: Autoria própria.**

O método de controle adotado no conversor *boost*, é o controle multi-malhas, o qual é constituído por uma malha interna de corrente e uma malha externa de tensão. Segundo (SAMPAIO, 2010), esse método garante a estabilidade do sistema e apresenta maiores dinâmicas. No caso do conversor *boost*, a malha externa será responsável por controlar a tensão no capacitor  $C_{pv}$ , ou seja,  $v_{pv}(t)$ , cuja referência de controle, é o valor de tensão obtido por um algoritmo de MPPT. A partir disso, o sinal de saída da malha externa de tensão, é utilizado como referência na malha interna de corrente, a qual tem a função de controlar a corrente  $i_{Lb}(t)$  no indutor  $L_b$ .

As funções transferências das malhas de controle, são obtidas através da técnica de modelagem em pequenos sinais, a partir da análise do conversor *boost* em suas duas etapas de funcionamento (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2001).

A primeira etapa de funcionamento do conversor *boost* pode ser representado conforme a Figura 3.6, onde a chave  $S_b$  está conduzindo.

**Figura 3.6 – Primeira etapa de funcionamento do conversor *boost*,  $S_b$  conduzindo.**



**Fonte: Autoria própria.**

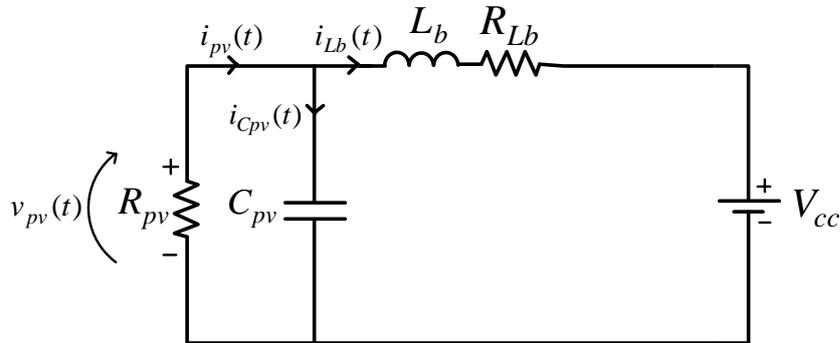
Durante esse período, de condução da chave, a tensão no indutor  $L_b$  e a corrente no capacitor  $C_{pv}$ , são calculadas pelas equações (3.36) e (3.37) respectivamente.

$$v_{L_b}(t) = L_b \frac{di_{L_b}(t)}{dt} = v_{pv}(t) - R_{L_b}i_{L_b}(t) \quad (3.36)$$

$$i_{C_{pv}}(t) = C_{pv} \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = i_{pv}(t) - i_{L_b}(t) = -\frac{v_{pv}(t)}{R_{pv}} - i_{L_b}(t) \quad (3.37)$$

Já na segunda etapa, período em que a chave  $S_b$  está bloqueada, conforme mostrado na Figura 3.7, as grandezas de tensão no indutor e corrente no capacitor são agora determinadas por (3.38) e (3.39).

**Figura 3.7 – Segunda etapa de funcionamento do conversor *boost*,  $S_b$  bloqueada.**



**Fonte: Autoria própria.**

$$v_{L_b}(t) = L_b \frac{di_{L_b}(t)}{dt} = v_{pv}(t) - R_{L_b}i_{L_b}(t) - V_{cc} \quad (3.38)$$

$$i_{C_{pv}}(t) = C_{pv} \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = i_{pv}(t) - i_{L_b}(t) = -\frac{v_{pv}(t)}{R_{pv}} - i_{L_b}(t) \quad (3.39)$$

Admitindo a mesma análise realizada na seção 3.1, onde as influências da frequência de chaveamento são desprezadas e, as ondulações de tensão e corrente dos elementos passivos não são consideradas, os valores médios de tensão no indutor e corrente no capacitor,

considerando as duas etapas de funcionamento do conversor, podem ser obtidos a partir da equação (3.5), resultando em (3.40) e (3.42).

$$\begin{aligned} \langle v_{L_b}(t) \rangle_{T_s} &= \frac{1}{T_s} [(d(t)T_s)(\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} - R_{L_b}\langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s}) \\ &+ (d'(t)T_s)(\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} - R_{L_b}\langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} - \langle V_{cc}(t) \rangle_{T_s})] \end{aligned} \quad (3.40)$$

$$\langle v_{L_b}(t) \rangle_{T_s} = L_b \frac{d\langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = \langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} - R_{L_b}\langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} - d'(t)\langle V_{cc}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.41)$$

$$\begin{aligned} \langle i_{C_{pv}}(t) \rangle_{T_s} &= \frac{1}{T_s} \left[ (d(t)T_s) \left( -\frac{\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{R_{pv}} - \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} \right) \right. \\ &\left. + (d'(t)T_s) \left( -\frac{\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{R_{pv}} - \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} \right) \right] \end{aligned} \quad (3.42)$$

$$\langle i_{C_{pv}}(t) \rangle_{T_s} = C_{pv} \frac{d\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = -\frac{\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{R_{pv}} - \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.43)$$

As perturbações do sistema são definidas em (3.44), onde  $D$ ,  $D'$ ,  $V_{pv}$ ,  $I_{L_b}$  e  $I_{pv}$  representam as componentes CC das grandezas e  $\hat{d}(t)$ ,  $\hat{v}_{pv}(t)$ ,  $\hat{i}_{L_b}(t)$  e  $\hat{i}_{pv}(t)$  correspondem às parcelas oscilatórias CA.

$$\begin{aligned} d(t) &= D + \hat{d}(t) \\ d'(t) &= D' - \hat{d}(t) \\ \langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} &= V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t) \\ \langle i_{pv}(t) \rangle_{T_s} &= I_{pv} + \hat{i}_{pv}(t) \\ \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} &= I_{L_b} + \hat{i}_{L_b}(t) \end{aligned} \quad (3.44)$$

Aplicando as perturbações da equação (3.44) em (3.41) e (3.43), tem-se:

$$L_b \frac{d(I_{L_b} + \hat{i}_{L_b}(t))}{dt} = (V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t)) - R_{L_b}(I_{L_b} + \hat{i}_{L_b}(t)) - (D' - \hat{d}(t))\langle V_{cc} \rangle \quad (3.45)$$

$$C_{pv} \frac{d(V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t))}{dt} = - \frac{(V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t))}{R_{pv}} - (I_{Lb} + \hat{i}_{Lb}(t)) \quad (3.46)$$

Linearizando as equações (3.45) e (3.46), os termos CC se tornam nulos pois se referem à resposta em regime permanente do sistema, e os termos CA de segunda ordem são desprezados devido seus valores serem muito pequenos. Logo,

$$L_b \frac{d\hat{i}_{Lb}(t)}{dt} = \hat{v}_{pv}(t) - R_{Lb}\hat{i}_{Lb}(t) + \hat{d}(t)V_{cc} \quad (3.47)$$

$$C_{pv} \frac{d\hat{v}_{pv}(t)}{dt} = - \frac{\hat{v}_{pv}(t)}{R_{pv}} - \hat{i}_{Lb}(t) \quad (3.48)$$

Aplicando a transformada de Laplace nas equações (3.47) e (3.48), tem-se:

$$L_b s \hat{i}_{Lb}(s) = \hat{v}_{pv}(s) - R_{Lb} \hat{i}_{Lb}(s) + \hat{d}(s) V_{cc} \quad (3.49)$$

$$C_{pv} s \hat{v}_{pv}(s) = - \frac{\hat{v}_{pv}(s)}{R_{pv}} - \hat{i}_{Lb}(s) \quad (3.50)$$

Isolando  $\hat{v}_{pv}(s)$  na equação (3.50) e substituindo-o na equação (3.49), obtêm-se a função transferência da malha interna de corrente, a qual relaciona a corrente  $\hat{i}_{Lb}(s)$  com a razão cíclica  $\hat{d}(s)$ . Logo,

$$G_{id_B}(s) = \frac{\hat{i}_{Lb}(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{cc}(1 + sC_{pv}R_{pv})}{s^2(C_{pv}R_{pv}L_b) + s(L_b + C_{pv}R_{pv}R_{Lb}) + (R_{pv} + R_{Lb})} \quad (3.51)$$

A equação (3.52), por sua vez, fornece a função transferência da malha externa de tensão, a qual relaciona a tensão de entrada  $\hat{v}_{pv}(s)$  e a corrente  $\hat{i}_{Lb}(s)$ .

$$G_{vi_B}(s) = \frac{\hat{v}_{pv}(s)}{\hat{i}_{Lb}(s)} = - \frac{R_{pv}}{(1 + sC_{pv}R_{pv})} \quad (3.52)$$

### 3.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado a modelagem matemática dos circuitos de potência das topologias PV-FAPPs estudadas neste trabalho, sendo elas PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I, bem como o dimensionamento do capacitor do barramento CC. As modelagens foram realizadas considerando as similaridades entre as topologias, adaptando cada uma à sua particularidade em termos da conexão do barramento de tensão CC e do número de estágios na conversão da energia do arranjo PV. O método utilizado para obter os modelos matemáticos, foi a técnica de pequenos sinais, de forma a obter as funções transferência das plantas de controle das referidas topologias.

## CAPÍTULO 4 – SISTEMA DE CONTROLE

Neste capítulo, é descrito o sistema de controle das topologias de PV-FAPPs, os quais são compostos pelo algoritmo de geração das correntes de referência, controle da corrente do inversor, controle do barramento CC e quando pertinente, o controle multi-malhas do conversor *boost*. Os algoritmos de geração das correntes de referência são apresentados na seção 4.1, enquanto que na seção 4.2, são descritas as malhas de controle dos inversores, dos barramentos CC e dos conversores *boost*. Por fim, na seção 4.3 é apresentada a metodologia e projeto dos controladores utilizados nas topologias estudadas.

### 4.1 ALGORITMOS DE GERAÇÃO DAS CORRENTES DE REFERÊNCIA

A parcela de corrente ativa produzida pelo arranjo fotovoltaico, é obtida através do controle do barramento CC dos inversores *full-bridge*. Uma vez que as topologias de PV-FAPP atuam simultaneamente como filtro ativo de potência, os inversores também injetam na rede elétrica, componentes não ativas de corrente (SILVA et al., 2016). Dessa maneira, neste trabalho, o método utilizado para obter as parcelas não ativas, é baseado no sistema de eixos de referência síncrona, o algoritmo SRF (*Synchronous Reference Frame*).

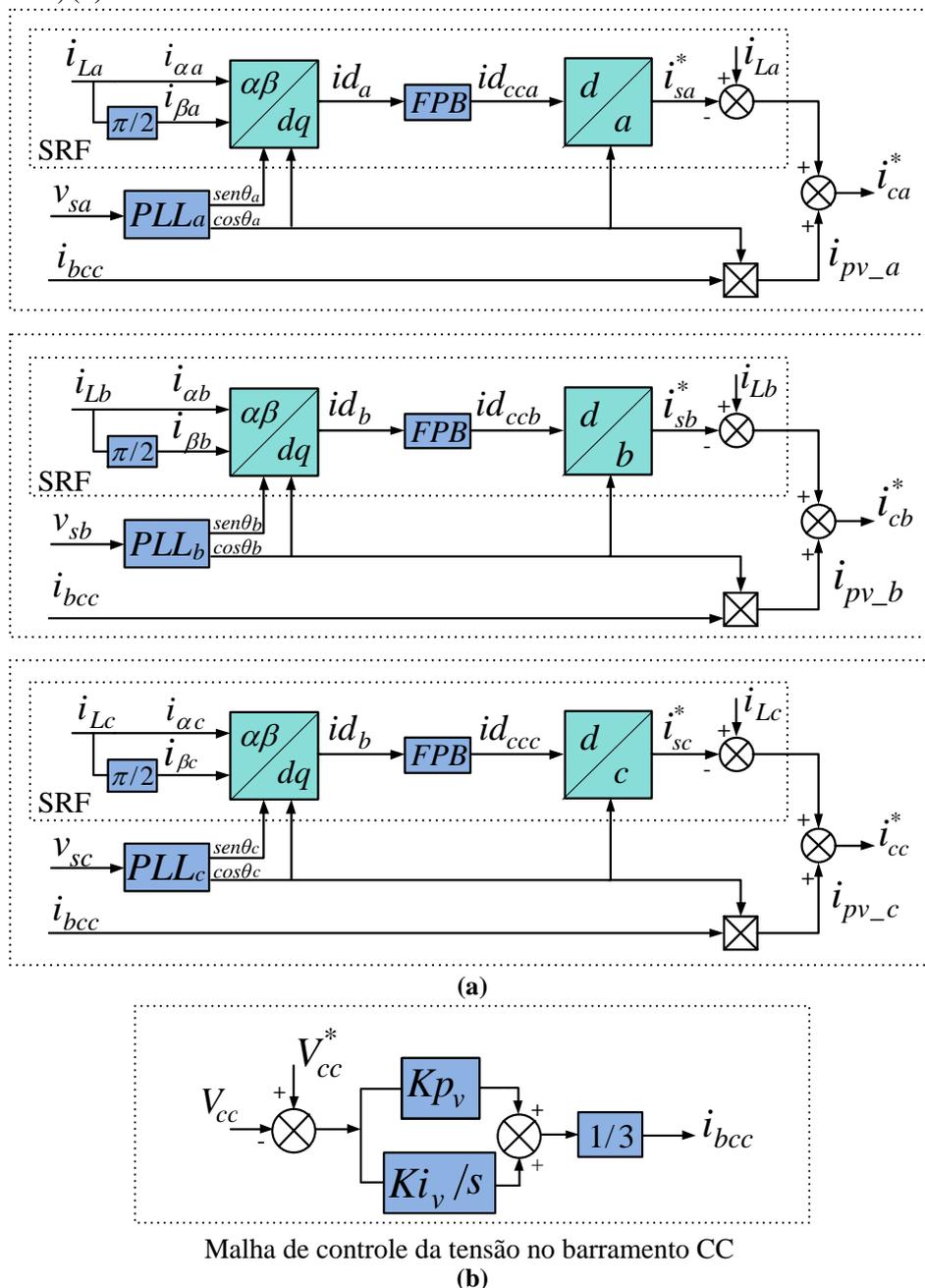
O algoritmo SRF foi primeiramente concebido para ser utilizado em sistemas trifásicos. Todavia, visto que os sistemas trifásicos aqui estudados, operam de forma independente por fase, ou seja, três sistemas monofásicos, é necessário que o algoritmo SRF convencional seja adaptado para que o mesmo possa ser aplicado em sistemas monofásicos. Portanto, em cada topologia PV-FAPP, serão implementados três algoritmos SRF monofásicos para que os sistemas possam realizar as compensações de correntes não ativas além da injeção da parcela ativa de corrente produzida pelo arranjo fotovoltaico. As Figuras 4.1 e 4.2 apresentam os algoritmos de geração das correntes de referência, implementados neste trabalho. A Figura 4.1 mostra o algoritmo empregado nas topologias com barramento CC compartilhado ou seja, PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C, enquanto que a Figura 4.2 apresenta o algoritmo utilizado nas topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I, ambas com o barramento CC independente.

O algoritmo SRF monofásico consiste em criar um sistema trifásico fictício, o qual é representado no sistema de eixos estacionário bifásico  $\alpha\beta$ . Para que isto seja possível, as correntes de carga ( $i_{L(a,b,c)}$ ) são medidas e consideradas como correntes fictícias no eixo  $\alpha$ , ou

seja,  $i_{\alpha(a,b,c)}$ . A partir disso, é introduzido em  $i_{\alpha(a,b,c)}$  um atraso de  $\pi/2$  radianos resultando nas outras três correntes fictícias  $i_{\beta(a,b,c)}$ , agora no eixo  $\beta$ , conforme é mostrado na equação (4.1) (SILVA; MODESTO, 2008).

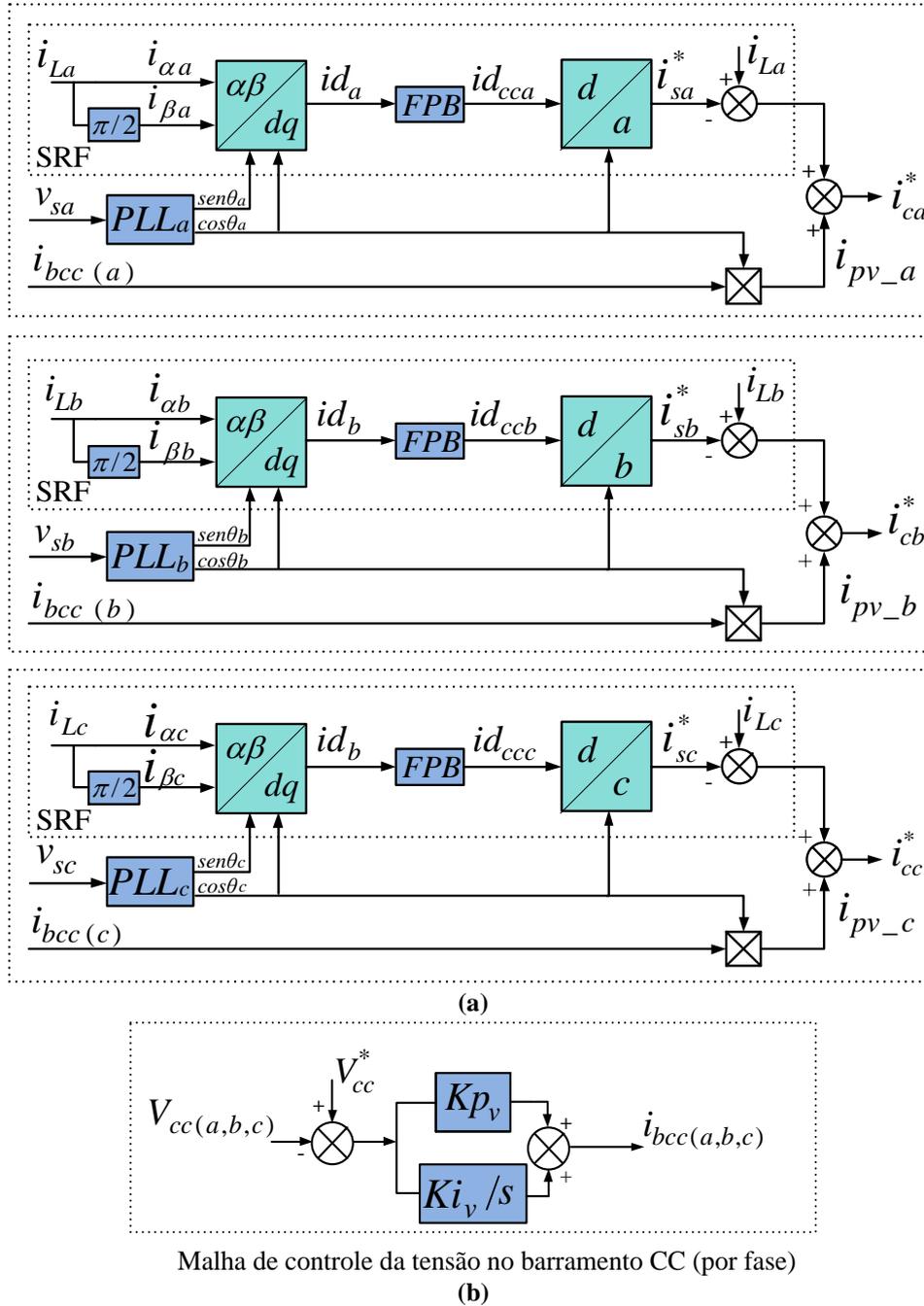
$$\begin{bmatrix} i_{\alpha(a,b,c)} \\ i_{\beta(a,b,c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{L(a,b,c)}(\omega t) \\ i_{L(a,b,c)}(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} \tag{4.1}$$

**Figura 4.1 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C: (a) Algoritmos monofásicos baseados no método SRF; (b) Controle da tensão no barramento CC.**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 4.2 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I: (a) Algoritmos monofásicos baseados no método SRF; (b) Controle da tensão no barramento CC.**



Fonte: Autoria própria.

Em seguida, as componentes  $i_{\alpha(a,b,c)}$  e  $i_{\beta(a,b,c)}$  são transformadas do eixo bifásico  $\alpha\beta$  para o eixo bifásico síncrono  $dq$  através da equação (4.2), onde  $\text{cos}\theta_{(a,b,c)}$  e  $\text{sen}\theta_{(a,b,c)}$  são definidos como as coordenadas dos vetores síncronos unitários, os quais são obtidos a partir de um sistema PLL (*Phase-Locked-Loop*) a fim de garantir o sincronismo entre as correntes injetadas na rede elétrica e as suas respectivas tensões (CHUNG, 2000). Neste trabalho é

utilizado o sistema PLL monofásico descrito no Apêndice A, o qual é apresentado detalhadamente em (SILVA; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008).

$$id_{(a,b,c)} = i_{\alpha(a,b,c)}\cos\theta_{(a,b,c)} + i_{\beta(a,b,c)}\sen\theta_{(a,b,c)} \quad (4.2)$$

No referencial síncrono  $dq$ , as componentes das correntes na frequência fundamental são decompostas em termos contínuos (cc), enquanto que as correntes harmônicas são decompostas em termos oscilantes (ac). Dessa forma, as componentes cc das correntes  $id_{(a,b,c)}$ , podem ser facilmente obtidas por um filtro passa baixa (FPB) como pode ser observado nas Figuras 4.1 (a) e 4.2 (a).

Sendo assim, é possível obter as correntes fundamentais de referência pela equação (4.3), enquanto que as correntes de referência fornecidas pelo algoritmo SRF, responsáveis pela supressão de harmônicos e compensação reativa, são calculadas por (4.4).

$$i_s^*_{(a,b,c)} = id_{cc(a,b,c)}\cos\theta_{(a,b,c)} \quad (4.3)$$

$$i^*_{(a,b,c)} = i_{L(a,b,c)} - i_s^*_{(a,b,c)} \quad (4.4)$$

As componentes  $i_{bcc}$  e  $i_{bcc(a,b,c)}$  apresentadas nas Figuras 4.1 (b) e 4.2 (b), respectivamente, são obtidas a partir do controle da tensão dos barramentos CC. Neste caso, observa-se o uso de controladores PI (proporcional-integral), onde  $Kp_v$  e  $Ki_v$  são os ganhos proporcional e integral respectivamente. Uma vez que os inversores compartilham o mesmo barramento de tensão nas topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C, o sinal de saída dos controladores PI deve ser dividido por três, resultando assim na componente  $i_{bcc}$  conforme na Figura 4.1 (b). Por outro lado, no algoritmo utilizado nas topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I, as parcelas  $i_{bcc(a,b,c)}$  são os próprios sinais de saída de cada controlador PI de tensão, como mostrado na Figura 4.2 (b).

Sendo assim, as parcelas ativas de corrente a serem injetadas na rede elétrica, podem ser calculadas a partir das componentes  $i_{bcc}$  e  $i_{bcc(a,b,c)}$  com os respectivos sinais  $\cos\theta_{(a,b,c)}$  determinados pelo sistema PLL. Ou seja,  $i_{bcc}$  e  $i_{bcc(a,b,c)}$  representam as amplitudes de  $i_{pv-(a,b,c)}$  que controlam a tensão dos barramentos CC no valor de referência desejado, atuando também na compensação das perdas relacionadas com os dispositivos de comutação e indutâncias de filtragem.

Por fim, as correntes de referência do inversor  $i_{c(a,b,c)}^*$ , são obtidas por (4.5).

$$i_{c(a,b,c)}^* = i_{(a,b,c)}^* + i_{pv\_}(a,b,c) \quad (4.5)$$

#### 4.2 MALHAS DE CONTROLE: CORRENTE DOS INVERSORES *FULL-BRIDGE*, CONTROLE DA TENSÃO NOS BARRAMENTOS CC E CONVERSORES CC-CC *BOOST*

Uma vez determinadas as correntes de referência a serem injetadas na rede elétrica, é possível representar as malhas de controle que compõem as estruturas PV-FAPPs estudadas neste trabalho.

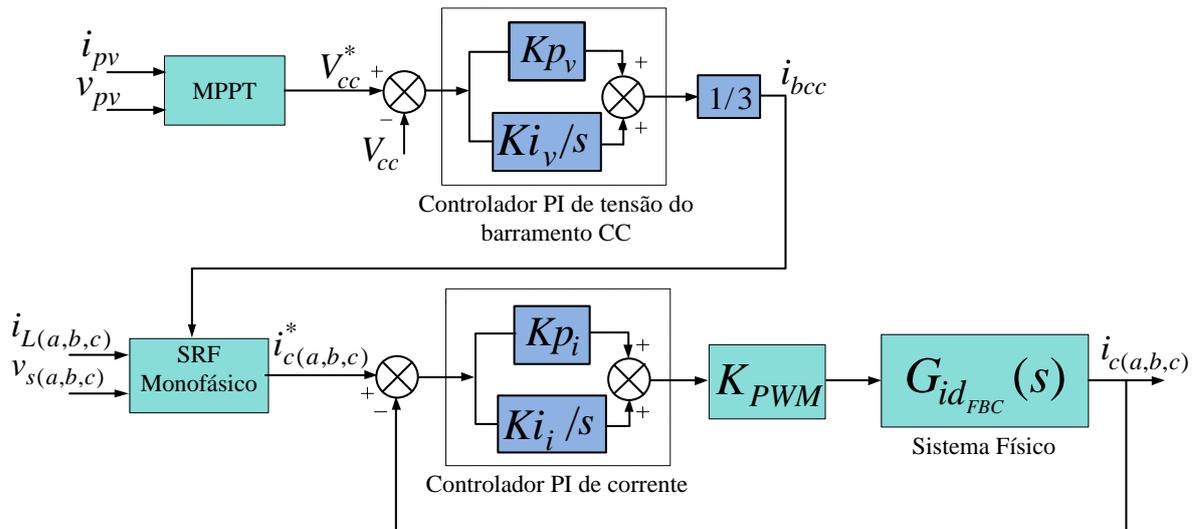
As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam os respectivos diagramas em blocos das malhas de controle de corrente dos inversores *full-bridge* para as topologias de simples estágio, ou seja, PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-1E-I. Em ambas, utilizam-se controladores PI de corrente onde,  $Kp_i$  e  $Ki_i$  são os ganhos proporcional e integral respectivamente, de tal modo que os sinais de saída destes controladores, são responsáveis pelo acionamento das chaves de potência dos inversores. A grandeza  $K_{PWM}$ , corresponde ao ganho do modulador PWM e é determinado pela equação (4.6), onde  $P_{PWM}$  é o valor de pico da portadora triangular (LINDEKE, 2003), enquanto que  $G_{idFBC}$  e  $G_{idFBI}$  são, respectivamente, as equações que descrevem as plantas de corrente nas estruturas PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-1E-I e são dadas por (3.33) e (3.34).

$$K_{PWM} = \frac{2}{P_{PWM}} \quad (4.6)$$

Os controladores PI de tensão dos barramentos CC dos inversores, também são mostrados nas Figuras 4.3 e 4.4. Uma vez que as topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-1E-I apresentam apenas um estágio de conversão de energia ou seja, o arranjo fotovoltaico é conectado diretamente ao barramento CC do inversor, a tensão de referência  $V_{cc}^*$  é determinada por um algoritmo de MPPT para garantir que a máxima potência do arranjo fotovoltaico seja disponibilizada ao sistema. Neste trabalho, em todas as topologias, é implementado o algoritmo de MPPT P&O (*Perturbe and Observe*), o qual é descrito detalhadamente no Anexo 2. Sendo assim, no caso da Figura 4.3, as grandezas  $i_{pv}$  e  $v_{pv}$  representam respectivamente a corrente e

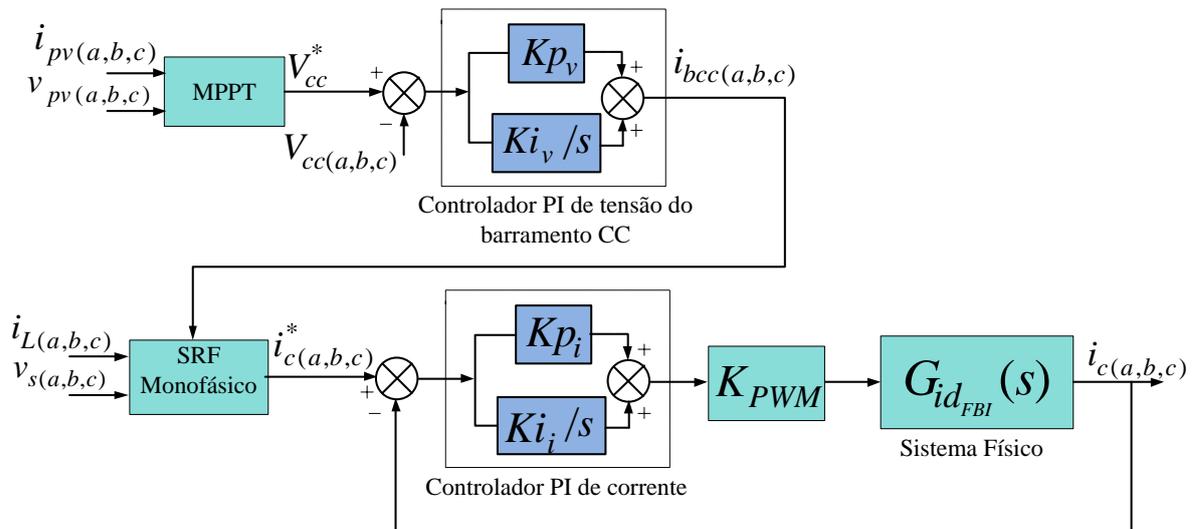
a tensão de saída do único arranjo fotovoltaico existente na topologia PV-FAPP-1E-C. Por outro lado, devido à configuração independente por fase na topologia PV-FAPP-1E-I, as parcelas  $i_{pv(a,b,c)}$  e  $v_{pv(a,b,c)}$  representam nesta ordem, a corrente e a tensão de saída do arranjo fotovoltaico de cada fase.

**Figura 4.3 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-1E-C: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 4.4 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-1E-I: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.**

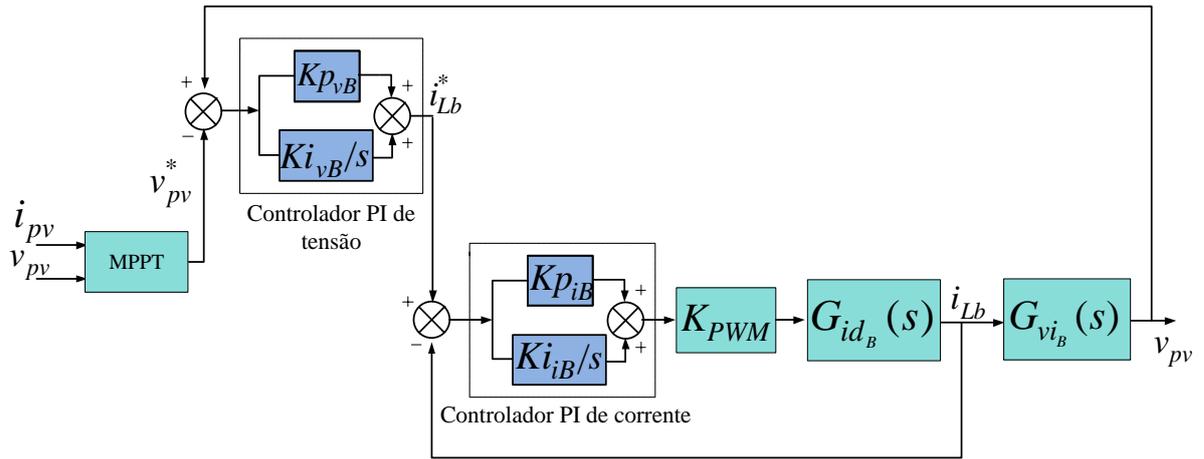
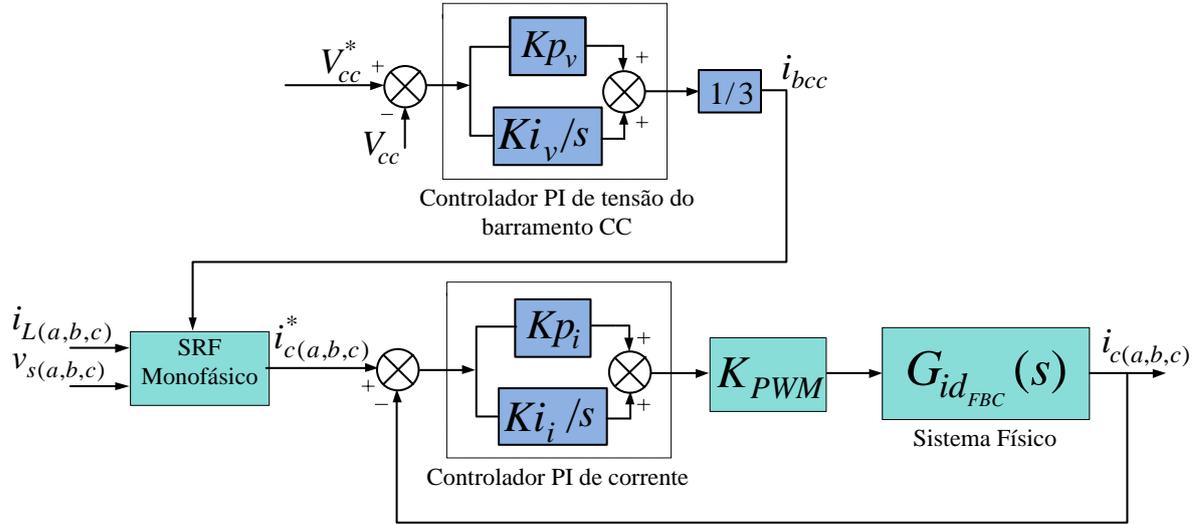


Fonte: Autoria própria.

Já as Figuras 4.5 e 4.6, apresentam os diagramas em blocos das malhas de controle empregadas nas topologias PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I respectivamente. As referidas estruturas envolvem dois estágios de conversão de energia, de modo que o arranjo fotovoltaico é agora conectado ao conversor CC-CC *boost* e este acoplado ao barramento CC do inversor. Dessa forma, os controladores de corrente e tensão dos barramentos CC, implementados nas topologias PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I estão representados nas Figuras 4.5 (a) e 4.6 (a) nesta ordem, onde  $V_{CC}^*$  é agora fixado em um valor constante. Os ganhos dos controladores PI de tensão e corrente, são também representados por  $(Kp_v$  e  $Ki_v)$  e  $(Kp_i$  e  $Ki_i)$  respectivamente ao passo que as plantas de corrente das estruturas PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I são descritas por  $G_{idFBC}$  e  $G_{idFBI}$  nesta ordem.

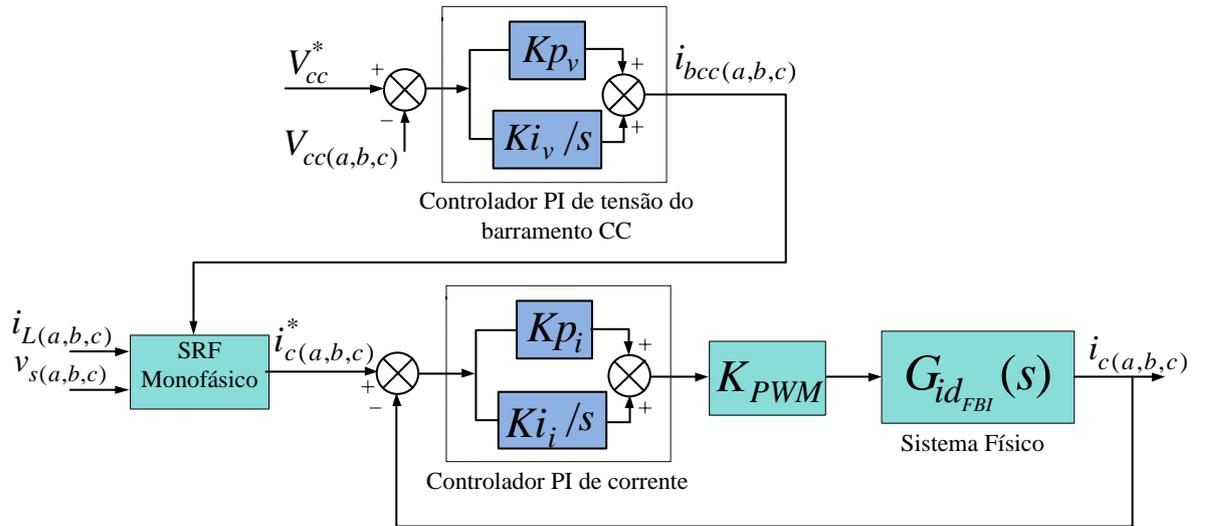
Enquanto isso, as Figuras 4.5 (b) e 4.6 (b), correspondem à representação do controle multi-malhas aplicado nos conversores *boost* das topologias PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I respectivamente. Nestes casos, a malha interna de corrente controla a corrente do indutor do conversor *boost*, a qual é considerada igual à corrente do arranjo fotovoltaico, e a malha externa de tensão é responsável por controlar a tensão do arranjo fotovoltaico cujo valor de referência é determinado pelo algoritmo de MPPT. Verifica-se na Figura 4.5 (b), uma situação semelhante à apresentada na Figura 4.3, onde as grandezas  $i_{pv}$  e  $v_{pv}$  são nesta ordem, a corrente e tensão de saída de um único arranjo fotovoltaico, agora na topologia PV-FAPP-2E-C. Já na Figura 4.6 (b), essas mesmas grandezas, são representadas em suas respectivas fases da rede elétrica, visto que a topologia PV-FAPP-2E-I apresenta configuração independente por fase, situação agora similar à da Figura 4.4. Além disso, conforme mostrado nas Figuras 4.5 (b) e 4.6 (b), dois controladores PI são empregados no controle multi-malhas dos conversores *boost* tais que,  $Kp_{iB}$  e  $Ki_{iB}$  são os respectivos ganhos proporcional e integral do controlador da malha interna de corrente e  $Kp_{vB}$  e  $Ki_{vB}$  são os respectivos ganhos proporcional e integral do controlador da malha externa de tensão.

**Figura 4.5 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-2E-C: (a) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC; (b) Controle multi-malhas do conversor CC-CC boost.**

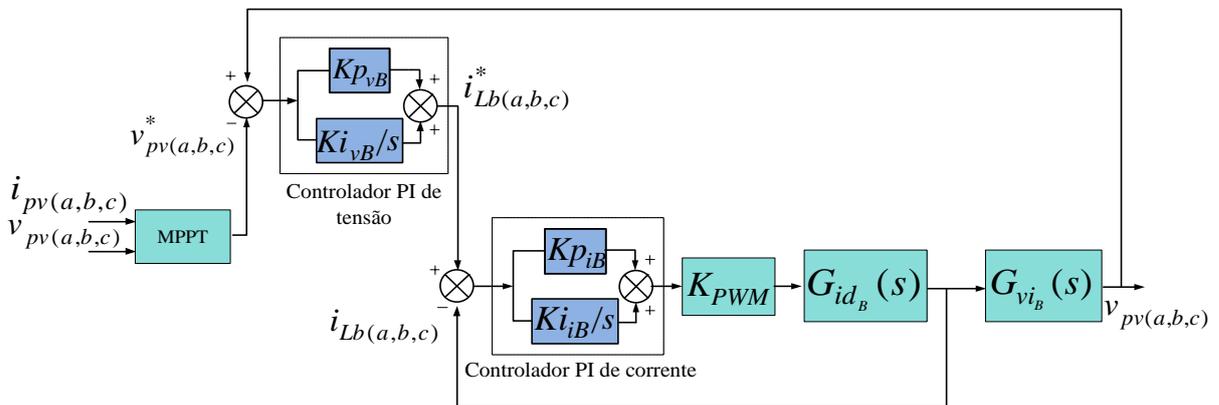


Fonte: Autoria própria.

**Figura 4.6 – Diagrama em blocos do sistema PV-FAPP-2E-I: (a) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC; (b) Controle multi-malhas do conversor CC-CC boost.**



(a)



(b)

Fonte: Autoria própria.

### 4.3 PROJETO DOS CONTROLADORES

Neste trabalho, todas as malhas de controle utilizam controladores PI, os quais foram projetados seguindo a metodologia proposta em (ANGÉLICO; CAMPANHOL; SILVA, 2014). Esta metodologia é baseada na análise da resposta em frequência via diagramas de Bode, onde a frequência de cruzamento e a margem de fase desejada são especificações de projeto, e pode ser descrita conforme as etapas a seguir:

Etapa 1: Plotar o diagrama de Bode da planta a ser compensada ( $G_P(s)$ ), e avaliar o ângulo de fase  $\varphi_P$  apresentado na frequência de cruzamento especificada  $\omega_c$ .

Etapa 2: Calcular a contribuição angular ( $\varphi_C$ ), a ser adicionado em  $\varphi_P$  a fim de obter a margem de fase desejada  $MF_d$  na frequência de cruzamento especificada  $\omega_c$ , onde  $\varphi_C$  pode ser determinado por (4.7).

$$\varphi_C = MF_d - (\varphi_P + 180^\circ) \quad (4.7)$$

Etapa 3: Incluir um compensador de fase, o qual é dado por (4.8), em série com a planta a ser compensada ( $G_P$ ), com o objetivo de ajustar o ângulo de fase do sistema compensado em malha aberta  $G_{MAC}$ , conforme a margem de fase desejada  $MF_d$ .

$$C(s) = \frac{T_i s + 1}{s} = \frac{\left(\frac{tg(\varphi_C + 90^\circ)}{\omega_c}\right) s + 1}{s} \quad (4.8)$$

Etapa 4: Por fim, incluir um compensador conforme dado em (4.9), em série com o sistema compensado para que o módulo do sistema compensado em malha aberta  $G_{MAC}$  apresente 0dB na frequência de cruzamento especificada  $\omega_c$ .

$$K_C = \frac{1}{|G_{MAC}|} \quad (4.9)$$

Dessa forma, a função transferência do controlador PI pode ser descrita por (4.10), onde os ganhos proporcional e integral  $K_p$  e  $K_i$  respectivamente, são obtidos através de  $K_C$  e  $T_i$  conforme (4.11) e (4.12).

$$G_{PI}(s) = K_i \left(\frac{T_i s + 1}{s}\right) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (4.10)$$

$$K_p = K_i T_i \quad (4.11)$$

$$K_i = K_C \quad (4.12)$$

#### 4.3.1 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle de Corrente dos Inversores

Os parâmetros de projeto dos controladores PI de corrente dos inversores das topologias de PV-FAPPs em estudo, estão apresentados na Tabela 4.1.

**Tabela 4.1 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de corrente dos inversores.**

Parâmetros	PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C	PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{ci} = 2,5 \text{ KHz}$	$\omega_{ci} = 2,5 \text{ KHz}$
Margem de fase desejada	$MF_{di} = 55^\circ$	$MF_{di} = 53^\circ$
Frequência de chaveamento	$f_{sw} = 20 \text{ KHz}$	$f_{sw} = 20 \text{ KHz}$
Indutância de acoplamento	$L_f = 2,5 \text{ mH}$	$L_f = 2,5 \text{ mH}$
Resistência de acoplamento	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$
Indutância de dispersão do transformador	$L_t = 115 \mu\text{H}$	-
Resistência de dispersão do transformador	$R_t = 0,08 \Omega$	-
Tensão no barramento CC	$V_{cc} = 230 \text{ V}$	$V_{cc} = 230 \text{ V}$
Ganho do PWM	$K_{PWM} = 2$	$K_{PWM} = 2$

**Fonte: Autoria Própria.**

De acordo com as descrições matemáticas do capítulo 3, a planta de corrente das topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C é representada por  $G_{idFBC}(s)$ , enquanto que para as topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I essa representação é dada por  $G_{idFBI}(s)$ .

Na etapa 1 do procedimento de projeto dos controladores PI, os ângulos de fase das plantas de corrente  $G_{idFBC}(s)$  e  $G_{idFBI}(s)$  foram avaliados e determinados conforme é mostrado em (4.13) e (4.14) nesta ordem.

$$\varphi_{PiFBC} = -89,595^\circ \quad (4.13)$$

$$\varphi_{PiFBI} = -89,694^\circ \quad (4.14)$$

Na segunda etapa, são estabelecidas as contribuições angulares  $\varphi_{CiFBC}$  e  $\varphi_{CiFBI}$  conforme (4.15) e (4.16), nesta ordem, de acordo com suas respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CiFBC} = MF_{di} - (\varphi_{PiFBC} + 180^\circ) = 55^\circ - (-89,595^\circ + 180^\circ) = -35,405^\circ \quad (4.15)$$

$$\varphi_{CiFBI} = MF_{di} - (\varphi_{PiFBI} + 180^\circ) = 53^\circ - (-89,694^\circ + 180^\circ) = -37,306^\circ \quad (4.16)$$

Em seguida, as constantes  $T_{iFBC}$  e  $T_{iFBI}$  podem ser calculadas pelas equações (4.17) e (4.18) respectivamente.

$$T_{iFBC} = \frac{tg(\varphi_{CiFBC} + 90^\circ)}{\omega_{ci}} = \frac{tg(-35,405 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 2,5 \cdot 10^3} = 8,957 \cdot 10^{-5} \quad (4.17)$$

$$T_{iFBI} = \frac{tg(\varphi_{CiFBI} + 90^\circ)}{\omega_{ci}} = \frac{tg(-37,306 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 2,5 \cdot 10^3} = 8,355 \cdot 10^{-5} \quad (4.18)$$

Dessa forma, conforme a etapa 3 da metodologia, as funções de transferência dos compensadores de fase  $C_{FBC}(s)$  e  $C_{FBI}(s)$ , são determinadas por (4.19) e (4.20) nesta ordem, e os ganhos dos compensadores estabelecidos em (4.21) e (4.22).

$$C_{FBC}(s) = \frac{T_{iFBC}s + 1}{s} = \frac{8,957 \cdot 10^{-5}s + 1}{s} \quad (4.19)$$

$$C_{FBI}(s) = \frac{T_{iFBI}s + 1}{s} = \frac{8,355 \cdot 10^{-5}s + 1}{s} \quad (4.20)$$

$$K_{CFBC} = \frac{1}{|G_{MACFBC}|} = \frac{1}{|G_{idFBC}(s) \cdot C_{FBC}(s)|} = 812,6469 \quad (4.21)$$

$$K_{CFBI} = \frac{1}{|G_{MACFBI}|} = \frac{1}{|G_{idFBI}(s) \cdot C_{FBI}(s)|} = 812,7483 \quad (4.22)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI através de (4.10), conforme mostrado em (4.23) e (4.24).

$$G_{PIFBC} = K_{CFBC} \left( \frac{T_{iFBC}s + 1}{s} \right) = 812,6469 \left( \frac{8,957 \cdot 10^{-5}s + 1}{s} \right) = Ki + \frac{Kp_i}{s} \quad (4.23)$$

$$G_{PI_{FBI}} = K_{CFBI} \left( \frac{T_{iFBI} s + 1}{s} \right) = 812,7483 \left( \frac{8,355 \cdot 10^{-5} s + 1}{s} \right) = Kp_i + \frac{Ki_i}{s} \quad (4.24)$$

Por fim, as expressões (4.25) e (4.26), nesta ordem, representam os sistemas controlado em malha aberta.

$$G_{MA_{PI_{FBC}}}(s) = G_{PI_{FBC}} \cdot G_{id_{FBC}} = \left( Kp_i + \frac{Ki_i}{s} \right) \left( \frac{V_{cc}}{(L_f + L_t)s + (R_f + R_t)} \right) \quad (4.25)$$

$$G_{MA_{PI_{FBI}}}(s) = G_{PI_{FBI}} \cdot G_{id_{FBI}} = \left( Kp_i + \frac{Ki_i}{s} \right) \left( \frac{V_{cc}}{L_f s + R_f} \right) \quad (4.26)$$

Os valores encontrados para os ganhos  $Kp_i$  e  $Ki_i$  referentes aos controladores PI de corrente dos inversores, estão apresentados na Tabela 4.2, de acordo com cada topologia PV-FAPP.

**Tabela 4.2 – Ganhos dos controladores PI de corrente dos inversores.**

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
PV-FAPP-1E-C	$Kp_i = 0,0728$
	$Ki_i = 812,6469$
PV-FAPP-2E-C	$Kp_i = 0,0728$
	$Ki_i = 812,6469$
PV-FAPP-1E-I	$Kp_i = 0,0679$
	$Ki_i = 812,7483$
PV-FAPP-2E-I	$Kp_i = 0,0679$
	$Ki_i = 812,7483$

**Fonte: Autoria Própria.**

### 4.3.2 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Tensão dos barramentos CC

Os parâmetros de projeto dos controladores PI de tensão dos barramentos CC das topologias de PV-FAPPs em estudo, estão apresentados na Tabela 4.3.

**Tabela 4.3 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de tensão dos barramentos CC.**

Parâmetros	PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C	PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{cv} = 12 \text{ Hz}$	$\omega_{cv} = 12 \text{ Hz}$
Margem de fase desejada	$MF_{dv} = 87^\circ$	$MF_{dv} = 87^\circ$
Frequência de ondulação do capacitor	$f_o = 120 \text{ Hz}$	$f_o = 120 \text{ Hz}$
Capacitância do barramento CC	$C_{cc} = 8,2 \text{ mF}$	$C_{cc} = 2,7 \text{ mF}$
Tensão do barramento CC	$V_{cc} = 230 \text{ V}$	$V_{cc} = 230 \text{ V}$
Tensão no eixo síncrono direto	$v_d = 180 \text{ V}$	$v_d = 180 \text{ V}$

**Fonte: Autoria Própria.**

As plantas de tensão dos barramentos CC foram determinadas na seção 3.2 do capítulo 3, e são representadas por  $G_{vi_{FBC}}(s)$  para as topologias com barramento CC compartilhado (PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C) e  $G_{vi_{FBI}}(s)$  para as topologias com barramento CC independente (PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I).

Através dos procedimentos de projeto dos controladores PI, os ângulos de fase das plantas  $G_{vi_{FBC}}(s)$  e  $G_{vi_{FBI}}(s)$  foram avaliados e são apresentados em (4.27) e (4.28) respectivamente.

$$\varphi_{PvFBC} = -90^\circ \quad (4.27)$$

$$\varphi_{PvFBI} = -90^\circ \quad (4.28)$$

Em seguida, são estabelecidas as contribuições angulares  $\varphi_{CvFBC}$  e  $\varphi_{CvFBI}$  conforme (4.29) e (4.30), nesta ordem, de acordo com suas respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CvFBC} = MF_{dv} - (\varphi_{PvFBC} + 180^\circ) = 87^\circ - (-90^\circ + 180^\circ) = -3^\circ \quad (4.29)$$

$$\varphi_{CvFBI} = MF_{dv} - (\varphi_{PvFBI} + 180^\circ) = 87^\circ - (-90^\circ + 180^\circ) = -3^\circ \quad (4.30)$$

Com isso, as constantes  $T_{ivFBC}$  e  $T_{ivFBI}$  foram encontradas conforme em (4.31) e (4.32) nesta ordem. Assim, de acordo com a etapa 3 da metodologia de projeto, as funções de transferência dos compensadores de fase  $C_{vFBC}(s)$  e  $C_{vFBI}(s)$ , são determinadas e dadas por (4.33) e (4.34) respectivamente, já os ganhos dos compensadores são estabelecidos em (4.35) e (4.36).

$$T_{ivFBC} = \frac{tg(\varphi_{CvFBC} + 90^\circ)}{\omega_{cv}} = \frac{tg(-3^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 30} = 0,2531 \quad (4.31)$$

$$T_{ivFBI} = \frac{tg(\varphi_{CvFBI} + 90^\circ)}{\omega_{cv}} = \frac{tg(-3^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 30} = 0,2531 \quad (4.32)$$

$$C_{vFBC}(s) = \frac{T_{ivFBC} s + 1}{s} = \frac{0,2531s + 1}{s} \quad (4.33)$$

$$C_{FBI}(s) = \frac{T_{ivFBI} s + 1}{s} = \frac{0,2531s + 1}{s} \quad (4.34)$$

$$K_{CvFBC} = \frac{1}{|G_{MACFBC}|} = \frac{1}{|G_{viFBC}(s) \cdot C_{FBC}(s)|} = 2,0783 \quad (4.35)$$

$$K_{CvFBI} = \frac{1}{|G_{MACFBI}|} = \frac{1}{|G_{viFBI}(s) \cdot C_{FBI}(s)|} = 2,0529 \quad (4.36)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI através de (4.10), conforme mostrado em (4.37) e (4.38).

$$G_{PIvFBC} = K_{CvFBC} \left( \frac{T_{vFBC} s + 1}{s} \right) = 2,0783 \left( \frac{0,2531s + 1}{s} \right) = Ki_v + \frac{Kp_v}{s} \quad (4.37)$$

$$G_{PIvFBI} = K_{CvFBI} \left( \frac{T_{vFBI} s + 1}{s} \right) = 2,0529 \left( \frac{0,2531s + 1}{s} \right) = Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \quad (4.38)$$

Por fim, os sistemas controlado em malha aberta podem ser representados conforme mostrado em (4.39) e (4.40).

$$G_{MAPIvFBC}(s) = G_{PIvFBC} \cdot G_{viFBC} = \left( Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \right) \left( \frac{3v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \right) \quad (4.39)$$

$$G_{MAPIvFBI}(s) = G_{PIvFBI} \cdot G_{viFBI} = \left( Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \right) \left( \frac{v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \right) \quad (4.40)$$

Os valores encontrados para os ganhos  $Kp_v$  e  $Ki_v$  referentes aos controladores PI de tensão dos barramentos CC, estão apresentados na Tabela 4.4, de acordo com cada topologia PV-FAPP.

**Tabela 4.4 – Ganhos dos controladores PI de tensão dos barramentos CC.**

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
PV-FAPP-1E-C	$Kp_v = 0,5238$
	$Ki_v = 2,0783$
PV-FAPP-1E-I	$Kp_v = 0,5195$
	$Ki_v = 2,0529$
PV-FAPP-2E-C	$Kp_v = 0,5238$
	$Ki_v = 2,0783$
PV-FAPP-2E-I	$Kp_v = 0,5195$
	$Ki_v = 2,0529$

**Fonte: Autoria Própria.**

#### 4.3.2 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle do Conversor *Boost*

O conversor CC-CC *boost*, é empregado apenas nas topologias de PV-FAPP com duplo estágio de conversão de energia, ou seja, PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I. O método de controle aplicado para todos os conversores *boost*, é o método multi-malhas, o qual apresenta uma malha interna para controle da corrente do referido conversor, e uma malha externa de

tensão, a qual controla a tensão de saída do arranjo fotovoltaico da estrutura. Para ambas malhas de controle, são utilizados controladores PI, cujos ganhos são determinados a seguir:

#### 4.3.2.1 Controlador PI da Malha Interna de Corrente

A Tabela 4.5 apresenta os parâmetros de projeto dos controladores PI das malhas internas de corrente dos conversores *boost* das topologias PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I.

A planta de corrente do conversor *boost* é representada por  $G_{idB}(s)$ , dada pela equação (3.50) e são iguais para ambos conversores das topologias de duplo estágio.

A partir dos procedimentos de projeto, o ângulo de fase da planta  $G_{idB}(s)$  de cada topologia, foi avaliado e são mostrados em (4.41) e (4.42) respectivamente para PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I.

$$\varphi_{PiBC} = -89,615^\circ \quad (4.41)$$

$$\varphi_{PiBI} = -89,615^\circ \quad (4.42)$$

**Tabela 4.5 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha interna de corrente do *boost*.**

Parâmetros	PV-FAPP-2E-C	PV-FAPP-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{ciB} = 2 \text{ KHz}$	$\omega_{ciB} = 2 \text{ KHz}$
Margem de fase desejada	$MF_{diB} = 73^\circ$	$MF_{diB} = 73^\circ$
Frequência de chaveamento	$f_s = 20 \text{ KHz}$	$f_s = 20 \text{ KHz}$
Indutância do <i>boost</i>	$L_b = 2,5 \text{ mH}$	$L_b = 2,5 \text{ mH}$
Resistência série do indutor do <i>boost</i>	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$
Resistência do PV	$R_{pv} = 9,673 \Omega$	$R_{pv} = 27,347 \Omega$
Capacitância	$C_{pv} = 990 \mu F$	$C_{pv} = 990 \mu F$
Tensão de referência de saída do conversor	$V_{cc} = 230 \text{ V}$	$V_{cc} = 230 \text{ V}$
Ganho do PWM	$K_{PWM} = 1$	$K_{PWM} = 1$

**Fonte: Autoria Própria.**

As contribuições angulares  $\varphi_{CiBC}$  e  $\varphi_{CiBI}$  foram calculadas conforme em (4.43) e (4.44), nesta ordem, de acordo com as respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CiBC} = MF_{diB} - (\varphi_{PiBC} + 180^\circ) = 73^\circ - (-89,615^\circ + 180^\circ) = -17,385^\circ \quad (4.43)$$

$$\varphi_{CiBI} = MF_{diB} - (\varphi_{PiBI} + 180^\circ) = 73^\circ - (-89,615^\circ + 180^\circ) = -17,385^\circ \quad (4.44)$$

Com isso, as constantes  $T_{ivFBC}$  e  $T_{ivFBI}$  foram determinadas de acordo com (4.45) e (4.46) respectivamente. A partir disso, as funções de transferência dos compensadores de fase  $C_{FBC}(s)$  e  $C_{FBI}(s)$ , foram determinadas e são mostradas em (4.47) e (4.48) nesta ordem. Já os ganhos dos compensadores são estabelecidos em (4.49) e (4.50).

$$T_{iBC} = \frac{tg(\varphi_{CiBC} + 90^\circ)}{\omega_{ciB}} = \frac{tg(-17,385 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 2 \cdot 10^3} = 2,542 \cdot 10^{-4} \quad (4.45)$$

$$T_{iBI} = \frac{tg(\varphi_{CiBI} + 90^\circ)}{\omega_{ciB}} = \frac{tg(-17,385 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 10^3} = 2,542 \cdot 10^{-4} \quad (4.46)$$

$$C_{BC}(s) = \frac{T_{ivFBC} s + 1}{s} = \frac{2,542 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \quad (4.47)$$

$$C_{BI}(s) = \frac{T_{ivFBI} s + 1}{s} = \frac{2,542 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \quad (4.48)$$

$$K_{CiBC} = \frac{1}{|G_{MACBC}|} = \frac{1}{|G_{idB}(s) \cdot C_{BC}(s)|} = 511,5655 \quad (4.49)$$

$$K_{CiBI} = \frac{1}{|G_{MACBI}|} = \frac{1}{|G_{idB}(s) \cdot C_{BI}(s)|} = 511,5655 \quad (4.50)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI através de (4.10), conforme mostrado em (4.51) e (4.52).

$$G_{PI_{BC}} = K_{Ci_{BC}} \left( \frac{T_{i_{FBC}} s + 1}{s} \right) = 511,5655 \left( \frac{2,542 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \right) = Ki_v + \frac{Kp_v}{s} \quad (4.51)$$

$$G_{PI_{BI}} = K_{Ci_{BI}} \left( \frac{T_{i_{FBI}} s + 1}{s} \right) = 511,5655 \left( \frac{2,542 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \right) = Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \quad (4.52)$$

Por fim, os sistemas controlado em malha aberta podem ser representados conforme mostrado em (4.53) e (4.54).

$$\begin{aligned} G_{MA_{PI_{BC}}}(s) &= G_{PI_{BC}} \cdot G_{id_{BC}} = \\ &= \left( Kp_{i_B} + \frac{Ki_v}{s} \right) \left( \frac{V_{cc}(1 + sC_{pv}R_{pv})}{s^2(C_{pv}R_{pv}L_b) + s(L_b + C_{pv}R_{pv}R_{Lb}) + (R_{pv} + R_{Lb})} \right) \end{aligned} \quad (4.53)$$

$$\begin{aligned} G_{MA_{PI_{BI}}}(s) &= G_{PI_{BI}} \cdot G_{id_{BI}} = \\ &= \left( Kp_{i_B} + \frac{Ki_v}{s} \right) \left( \frac{V_{cc}(1 + sC_{pv}R_{pv})}{s^2(C_{pv}R_{pv}L_b) + s(L_b + C_{pv}R_{pv}R_{Lb}) + (R_{pv} + R_{Lb})} \right) \end{aligned} \quad (4.54)$$

Os valores encontrados para os ganhos  $Kp_{i_B}$  e  $Ki_{i_B}$  referentes aos controladores PI da malha interna do conversor *boost*, estão apresentados na Tabela 4.6, de acordo com as topologias PV-FAPPs-2E.

**Tabela 4.6 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor *boost*.**

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
PV-FAPP-2E-C	$Kp_{i_B} = 0,13$
	$Ki_{i_B} = 511,5655$
PV-FAPP-2E-I	$Kp_{i_B} = 0,13$
	$Ki_{i_B} = 511,5655$

Fonte: Autoria Própria.

#### 4.3.2.2 Controlador PI da Malha Externa de Tensão

A Tabela 4.7 apresenta os parâmetros de projeto dos controladores PI das malhas externas de tensão dos conversores *boost* das topologias PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I.

**Tabela 4.7 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha externa de tensão do *boost*.**

Parâmetros	PV-FAPP-2E-C	PV-FAPP-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{cvB} = 75 \text{ Hz}$	$\omega_{cvB} = 75 \text{ Hz}$
Margem de fase desejada	$MF_{dvB} = 69^\circ$	$MF_{dvB} = 69^\circ$
Frequência de chaveamento	$f_s = 20 \text{ KHz}$	$f_s = 20 \text{ KHz}$
Resistência do PV	$R_{pV} = 9,673\Omega$	$R_{pV} = 27,345$
Capacitância	$C_{pV} = 990 \mu\text{F}$	$C_{pV} = 990 \mu\text{F}$

**Fonte: Autoria Própria.**

A planta de tensão do conversor *boost* de ambas topologias de duplo estágio, é representada por  $G_{viB}(s)$ , dada pela equação (3.51).

A partir dos procedimentos de projeto, o ângulo de fase da planta  $G_{idB}(s)$  de cada topologia, foi avaliado e são mostrados em (4.41) e (4.42) respectivamente para PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I.

$$\varphi_{PvBC} = -77,505^\circ \quad (4.41)$$

$$\varphi_{PvBI} = -85,518^\circ \quad (4.42)$$

As contribuições angulares  $\varphi_{CiBC}$  e  $\varphi_{CiBI}$  foram calculadas conforme em (4.43) e (4.44), nesta ordem, de acordo com as respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CvBC} = MF_{dvB} - (\varphi_{PvBC} + 180^\circ) = 69^\circ - (-77,505^\circ + 180^\circ) = -33,495^\circ \quad (4.43)$$

$$\varphi_{CvBI} = MF_{dvB} - (\varphi_{PvBI} + 180^\circ) = 69^\circ - (-85,518^\circ + 180^\circ) = -25,482^\circ \quad (4.44)$$

Com isso, as constantes  $T_{ivBC}$  e  $T_{ivBI}$  foram determinadas de acordo com (4.45) e (4.46) respectivamente. A partir disso, as funções de transferência dos compensadores de fase  $C_{FBC}(s)$  e  $C_{FBI}(s)$ , foram determinadas e são mostradas em (4.47) e (4.48) nesta ordem. Já os ganhos dos compensadores são estabelecidos em (4.49) e (4.50).

$$T_{ivBC} = \frac{tg(\varphi_{CvBC} + 90^\circ)}{\omega_{cvB}} = \frac{tg(-33,495 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 75} = 0,0032 \quad (4.45)$$

$$T_{ivBI} = \frac{tg(\varphi_{CvBI} + 90^\circ)}{\omega_{cvB}} = \frac{tg(-25,482^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 75} = 0,0045 \quad (4.46)$$

$$C_{BC}(s) = \frac{T_{ivBC}s + 1}{s} = \frac{0,0032s + 1}{s} \quad (4.47)$$

$$C_{BI}(s) = \frac{T_{ivBI}s + 1}{s} = \frac{0,0045s + 1}{s} \quad (4.48)$$

$$K_{CvBC} = \frac{1}{|G_{MACBC}|} = \frac{1}{|G_{viB}(s) \cdot C_{BC}(s)|} = 124,2667 \quad (4.49)$$

$$K_{CvBI} = \frac{1}{|G_{MACBI}|} = \frac{1}{|G_{viB}(s) \cdot C_{BI}(s)|} = 94,8740 \quad (4.50)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI através de (4.10), conforme mostrado em (4.51) e (4.52).

$$G_{PIBC} = K_{CvFBC} \left( \frac{T_{ivBC}s + 1}{s} \right) = 124,2667 \left( \frac{0,0032s + 1}{s} \right) = Ki_{vB} + \frac{Kp_{vB}}{s} \quad (4.51)$$

$$G_{PIBI} = K_{CvFBI} \left( \frac{T_{ivBI}s + 1}{s} \right) = 94,8740 \left( \frac{s + 1}{s} \right) = Kp_{vB} + \frac{Ki_{vB}}{s} \quad (4.52)$$

Por fim, os sistemas controlado em malha aberta podem ser representados conforme mostrado em (4.53) e (4.54).

$$G_{MAPIFBC}(s) = G_{PIFBC} \cdot G_{viFBC} = \left( Kp_{vB} + \frac{Ki_{vB}}{s} \right) \left( -\frac{R_{pv}}{(1 + sC_{pv}R_{pv})} \right) \quad (4.53)$$

$$G_{MAPIFBI}(s) = G_{PIFBI} \cdot G_{viFBI} = \left( Kp_{vB} + \frac{Ki_{vB}}{s} \right) \left( -\frac{R_{pv}}{(1 + sC_{pv}R_{pv})} \right) \quad (4.54)$$

Os valores encontrados para os ganhos  $Kp_{vB}$  e  $Ki_{vB}$  referentes aos controladores PI da malha externa do conversor *boost*, estão apresentados na Tabela 4.8, de acordo com as topologias PV-FAPPs-2E.

**Tabela 4.8 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor *boost*.**

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
PV-FAPP-2E-C	$Kp_{vB} = 0,3985$
	$Ki_{vB} = 124,2667$
PV-FAPP-2E-I	$Kp_{vB} = 0,4224$
	$Ki_{vB} = 94,8740$

**Fonte: Autoria Própria.**

#### 4.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os algoritmos de controle bem como a metodologia e projeto dos controladores implementados em cada topologia PV-FAPP em estudo. O algoritmo baseado no SRF é então utilizado para gerar as correntes de referência que representam as parcelas não ativas a serem sintetizadas pelos inversores. A parcela obtida através do algoritmo SRF, é somada à corrente de referência que representa a energia ativa disponibilizada pelo sistema PV, e dessa forma, obteve-se a corrente de referência, a qual é então composta por componentes ativas, reativas e harmônicas. Além disso, foram apresentadas as malhas de controle de cada estrutura PV-FAPP, sendo os projetos dos controladores PI, realizados através da análise de resposta em frequência. Para melhores parâmetros de comparação das topologias, as especificações de projeto dos controladores, foram estabelecidas iguais ou mais próximas possíveis.

## CAPÍTULO 5 – RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos através de simulações computacionais, bem como as análises comparativas das topologias implementadas neste trabalho. As simulações foram realizadas utilizando a ferramenta computacional MATLAB/Simulink, onde foi possível implementar as topologias bem como os algoritmos e controle que compõem os sistemas PV-FAPP.

Por meio das simulações, foram analisados os desempenhos de cada estrutura e a partir disso, foram definidos alguns critérios para comparar as topologias em dinâmicos e estáticos.

### 5.1 MODOS DE OPERAÇÃO DOS SISTEMAS PV-FAPP

Os sistemas PV-FAPP foram implementados para três modos distintos de operação, sendo estes descritos a seguir:

**Modo PV-FAPP** – As topologias de PV-FAPPs atuam de forma a fornecer energia ativa, disponibilizada pelo arranjo PV, à rede elétrica e simultaneamente realizar a supressão de correntes harmônicas e compensação de potência reativa das cargas conectadas ao sistemas. Dessa forma, as correntes injetadas na rede elétrica são compostas por componentes ativas, componentes harmônicas e componentes reativas. Considerando este caso, as potências consumidas pelas cargas, são fornecidas pelos sistemas PV-FAPP. Porém, caso a energia disponibilizada pelos arranjos PV seja menor que a potência consumida pelas cargas, estas continuam a consumir uma parcela de potência (ativa e reativa) da rede elétrica.

**Modo FAPP** – Nesta operação, considera-se que não há energia disponível no arranjo PV, tornando os sistemas PV-FAPP restritivamente filtros ativos de potência paralelos, ou seja, atuam na supressão dos conteúdos harmônicos de corrente e na compensação de potência reativa das cargas conectadas aos sistemas. Sendo assim, as correntes injetadas na rede elétrica serão agora compostas apenas por componentes harmônicas e componentes reativas. Ainda, toda a potência ativa consumida pelas cargas, são fornecidas exclusivamente pela rede elétrica.

**Modo PV** – Neste último caso, considera-se que não há cargas conectadas aos sistemas PV-FAPP. Sendo assim, toda a energia produzida pelo arranjo PV é injetada na rede elétrica. Logo, as correntes injetadas na rede elétrica são compostas por componentes ativas.

As conexões dos arranjos PV são diferentes para cada configuração PV-FAPP, com o objetivo de se obter a mesma potência a ser processada por todas as topologias. No Apêndice

C, é apresentado as características dos painéis fotovoltaicos utilizados, bem como as configurações dos arranjos PV de cada topologia em estudo.

A Tabela 5.1 apresenta os dados referentes às cargas consideradas em simulação para os modos de operação Modo PV-FAPP e Modo FAPP, enquanto que na Tabela 5.2, estão mostrados os parâmetros gerais de simulação de acordo com cada topologia PV-FAPP.

**Tabela 5.1 – Dados das cargas utilizadas nas topologias de PV-FAPPs.**

Fase	Carga Não-Linear	Resistência (R)	Indutância (L)	Potência Ativa (P)	Potência Aparente (S)
'a'	Retificador monofásico	6,4 $\Omega$	80 mH	1688 W	1907 VA
'b'	Retificador monofásico	7,6 $\Omega$	80 mH	1483 W	1663 VA
'c'	Retificador monofásico	9,3 $\Omega$	80 mH	1253 W	1383 VA

**Fonte: Autoria própria.**

**Tabela 5.2 – Parâmetros de simulação das topologias PV-FAPPs.**

Parâmetros	PV-FAPP-1E-C	PV-FAPP-2E-C	PV-FAPP-1E-I	PV-FAPP-2E-I
Tensão eficaz na rede elétrica	$v_s = 127 V$	$v_s = 127 V$	$v_s = 127 V$	$v_s = 127 V$
Frequência nominal da rede elétrica	$f_s = 60 Hz$	$f_s = 60 Hz$	$f_s = 60 Hz$	$f_s = 60 Hz$
Indutância de acoplamento	$L_f = 2,5 mH$	$L_f = 2,5 mH$	$L_f = 2,5 mH$	$L_f = 2,5 mH$
Resistência de acoplamento	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$
Indutância de dispersão do transformador	$L_t = 115 \mu H$	$L_t = 115 \mu H$	-	-
Resistência de dispersão do transformador	$R_t = 0,08 \Omega$	$R_t = 0,08 \Omega$	-	-
Tensão de referência no barramento CC	$V_{cc} = 230 V$	$V_{cc} = 230 V$	$V_{cc} = 230 V$	$V_{cc} = 230 V$
Capacitância do barramento CC	$C_{cc} = 8,2 mF$	$C_{cc} = 8,2 mF$	$C_{cc} = 2,7 mF$	$C_{cc} = 2,7 mF$
Frequência de chaveamento dos conversores	$f_{sw} = 20 KHz$	$f_{sw} = 20 KHz$	$f_{sw} = 20 KHz$	$f_{sw} = 20 KHz$
Ganho PWM dos inversores	$K_{PWM} = 2$	$K_{PWM} = 2$	$K_{PWM} = 2$	$K_{PWM} = 2$
Filtro capacitivo do arranjo PV	-	$C_{pv} = 990 \mu F$	-	$C_{pv} = 990 \mu F$
Indutância do conversor boost	-	$L_b = 2,5 mH$	-	$L_b = 2,5 mH$
Resistência série do indutor do boost	-	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$	-	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$
Resistência do arranjo PV	-	$R_{pv} = 9,673 \Omega$	-	$R_{pv} = 27,347 \Omega$
Ganho PWM do conversor boost	-	$K_{PWM} = 1$	-	$K_{PWM} = 1$
Passo de incremento de tensão do algoritmo P&O	$\Delta v = 0,5$	$\Delta v = 0,5$	$\Delta v = 0,5$	$\Delta v = 0,5$

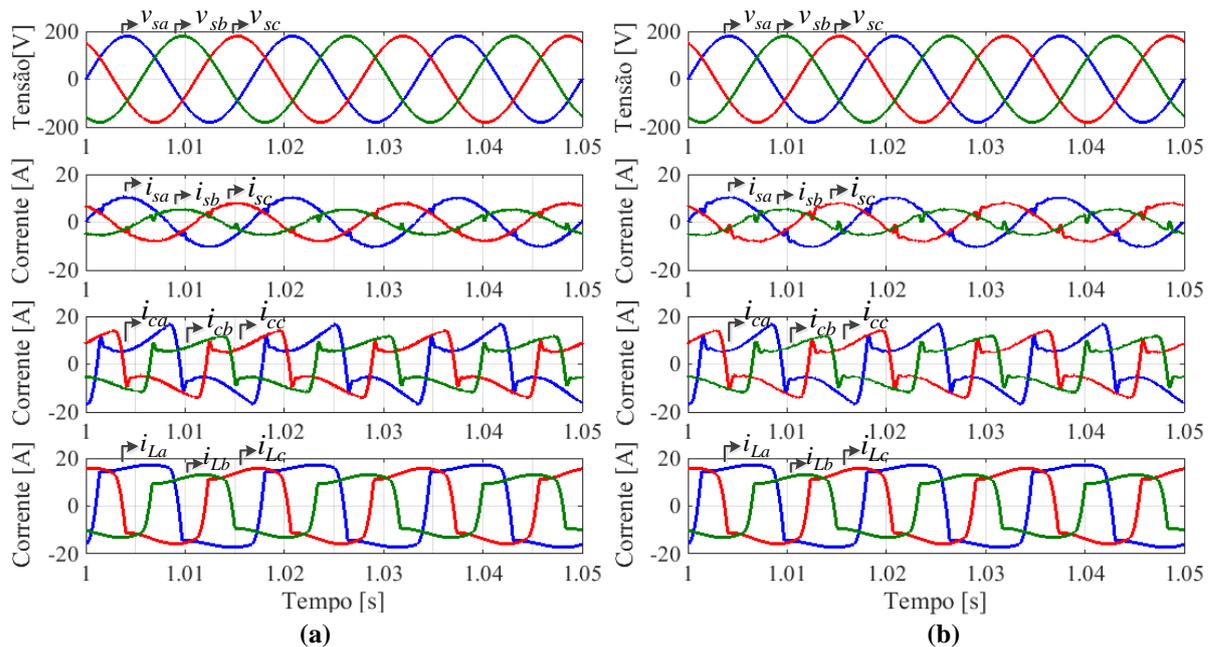
**Fonte: Autoria própria.**

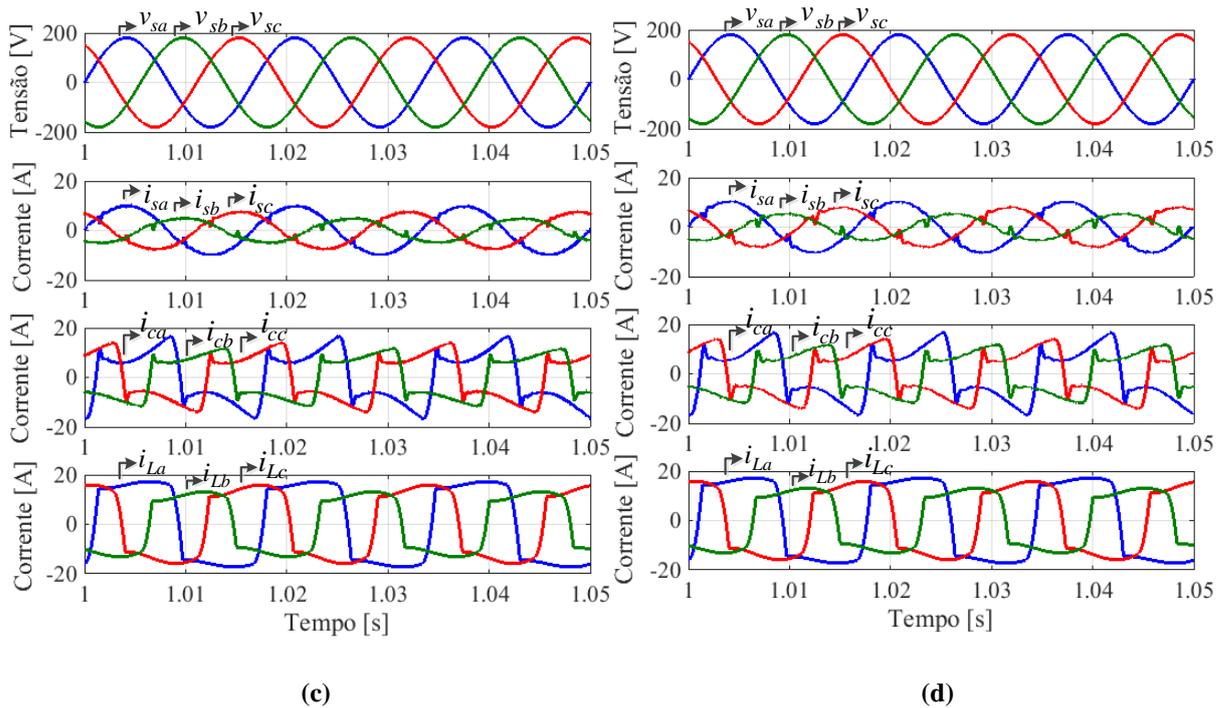
### 5.1.1 Modo de Operação PV-FAPP

As Figuras 5.1 à 5.5, apresentam os resultados obtidos em simulação para as topologias operando efetivamente como PV-FAPP. As Figuras 5.1 (a, b, c, e d) mostram as tensões de fase da rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), as correntes da rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), as correntes sintetizadas ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ), e as correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ), para as topologias PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I respectivamente. Nestes casos, a potência ativa fornecida à rede elétrica, através dos arranjos fotovoltaicos, é menor que a potência consumida pelas cargas conectadas aos sistemas. Dessa forma, mesmo que os respectivos arranjos PV operem em máxima potência, as cargas ainda drenam uma parcela de energia da rede elétrica. Dessa forma, observa-se que as correntes da rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ) mostradas nas Figuras 5.1 (a, b, c e d), estão em fase com suas respectivas tensões de alimentação, apresentando perfis aproximadamente senoidais, porém desequilibradas, pois os sistemas não atuam para compensar desbalanços de cargas. Logo, além da injeção da energia ativa à rede elétrica, os sistemas PV-FAPP realizaram a supressão dos conteúdos harmônicos de corrente bem como a compensação da potência reativa das cargas.

A Tabela 5.3 apresenta as taxas de distorção harmônica total (DHT) das correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), para cada topologia PV-FAPP neste modo de operação.

**Figura 5.1 – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ) no modo PV-FAPP: (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) Topologia PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.**





Fonte: Autoria própria.

**Tabela 5.3 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação PV-FAPP.**

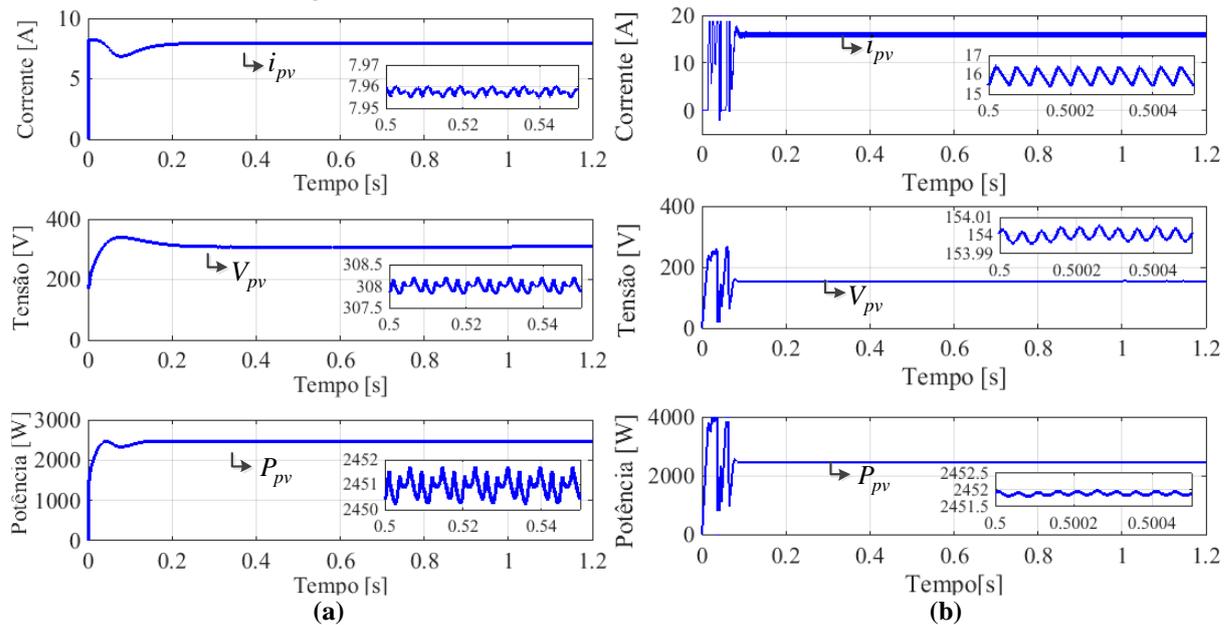
Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
PV-FAPP-1E-C	6,44	7,86	11,57
PV-FAPP-2E-C	7,55	11,16	15,56
PV-FAPP-1E-I	6,76	8,34	12,07
PV-FAPP-2E-I	8,07	9,66	13,63

Fonte: Autoria própria.

As Figuras 5.2 (a e b) mostram a corrente ( $i_{pv}$ ), a tensão ( $V_{pv}$ ), e a potência ( $P_{pv}$ ) de saída do arranjo PV das topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C nesta ordem. Para as topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I, estas grandezas são obtidas para cada fase ( $i_{pv(a)}, i_{pv(b)}, i_{pv(c)}, V_{pv(a)}, V_{pv(b)}, V_{pv(c)}, P_{pv(a)}, P_{pv(b)}, P_{pv(c)}$ ), e estão mostradas nas Figuras 5.3 e 5.4 respectivamente. É importante lembrar que, para as topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-1E-I, as grandezas dos arranjos PV, são medidas na entrada dos inversores *full-bridge*, uma vez que apresentam único estágio de conversão de energia, enquanto que para as topologias PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I, as medições são agora realizadas na entrada do conversor *boost*, devido aos dois estágios de conversão de energia.

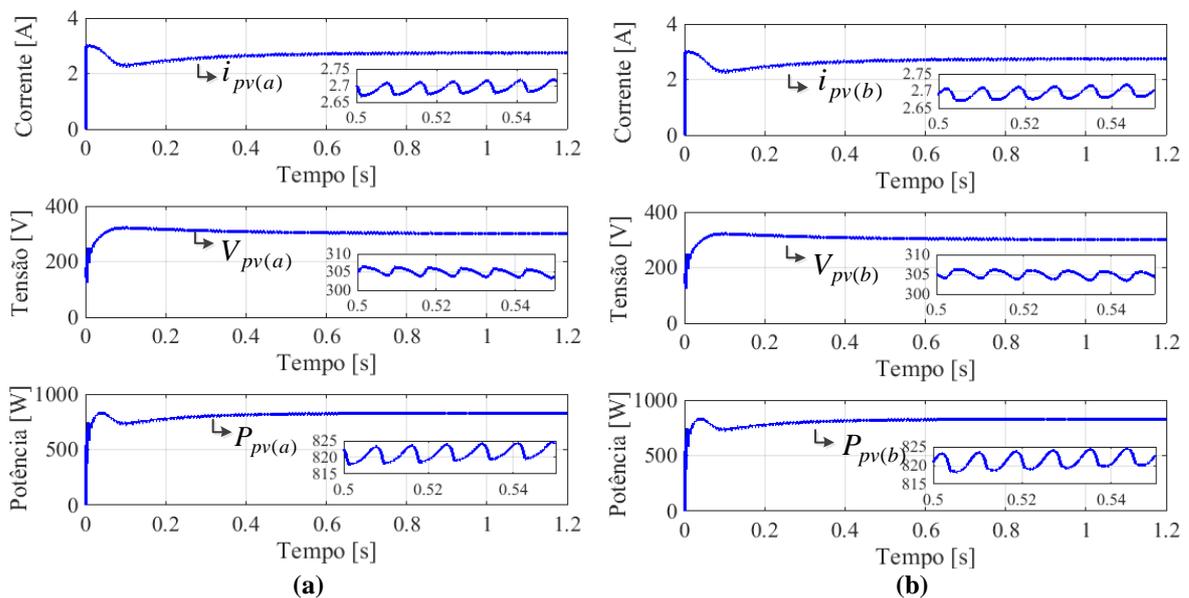
Já as Figuras 5.5 (a, b, c e d), mostram respectivamente os perfis de tensão nos barramentos CC das topologias PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I. Observa-se que, para as topologias de único estágio, ou seja, PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-1E-I, as tensões dos barramentos CC são iguais às tensões de saída do arranjo PV.

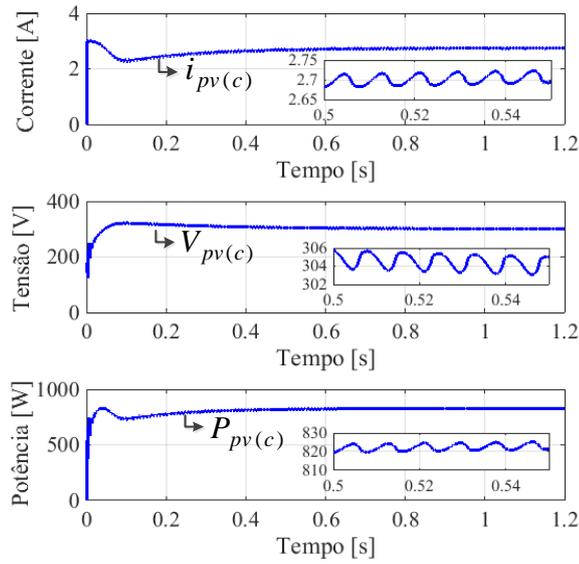
**Figura 5.2 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ): (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C.**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 5.3 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-1E-I: (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.**

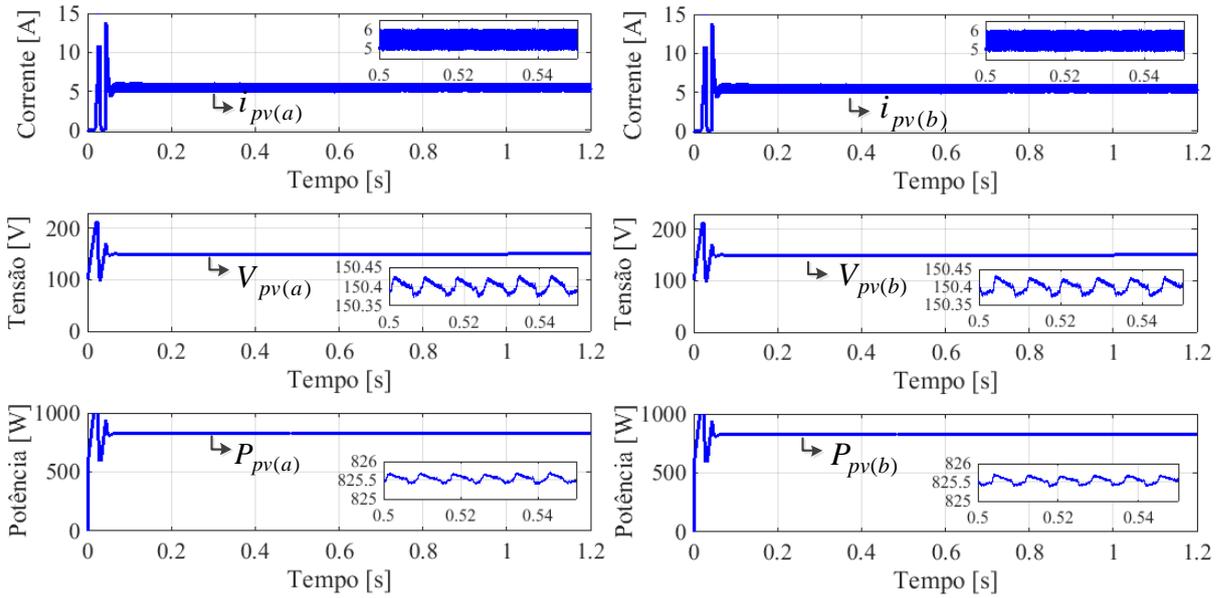




(c)

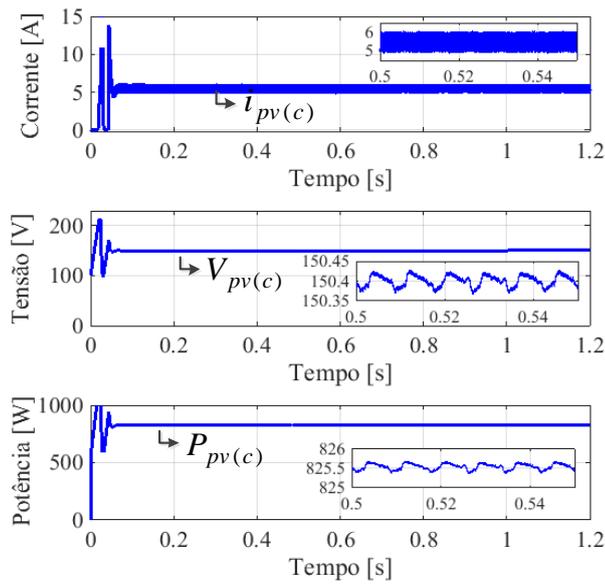
Fonte: Autoria própria.

**Figura 5.4 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-2E-I: (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.**



(a)

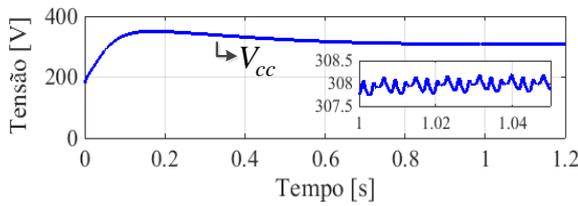
(b)



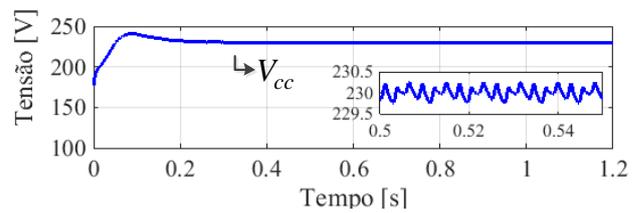
(c)

Fonte: Autoria própria.

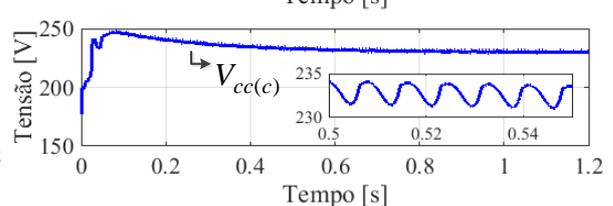
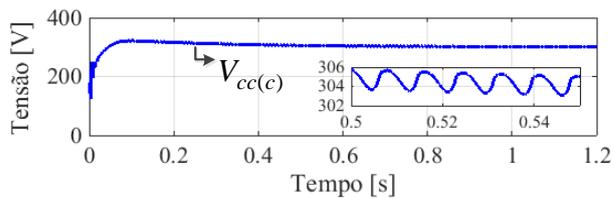
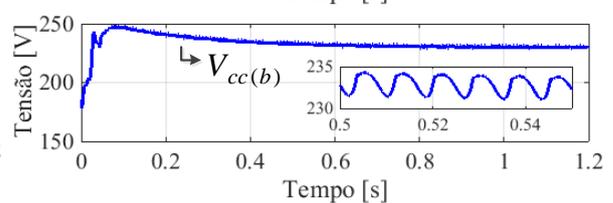
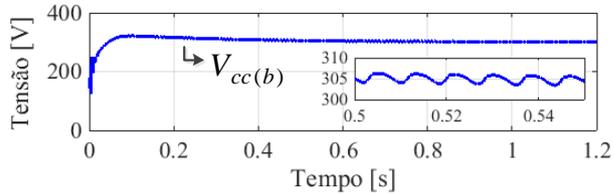
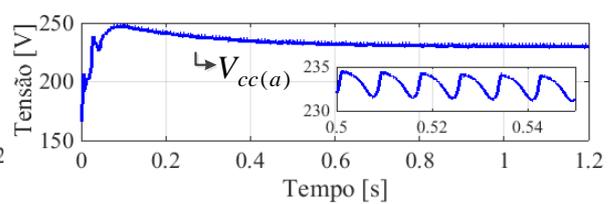
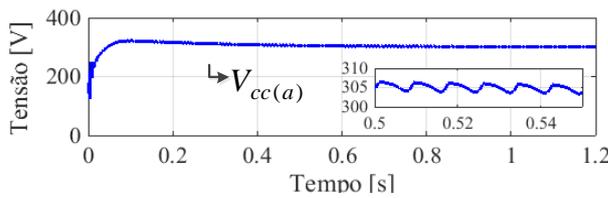
Figura 5.5 – Tensões nos barramentos CC das estruturas: (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.



(a)



(b)



(c)

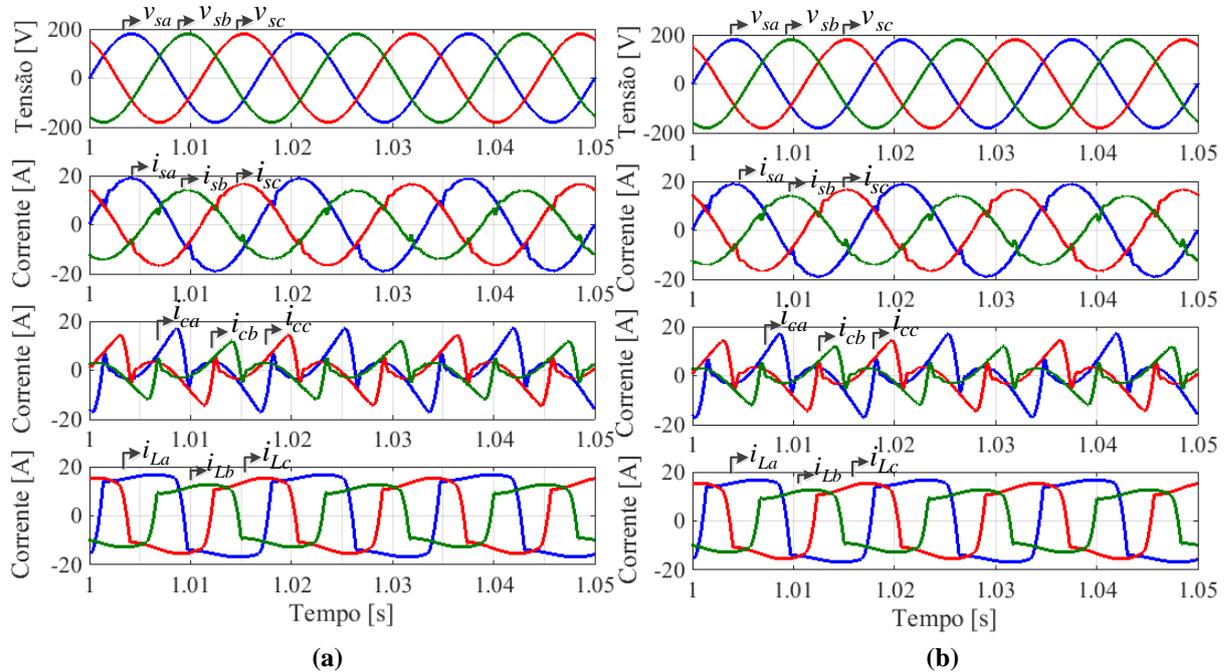
(d)

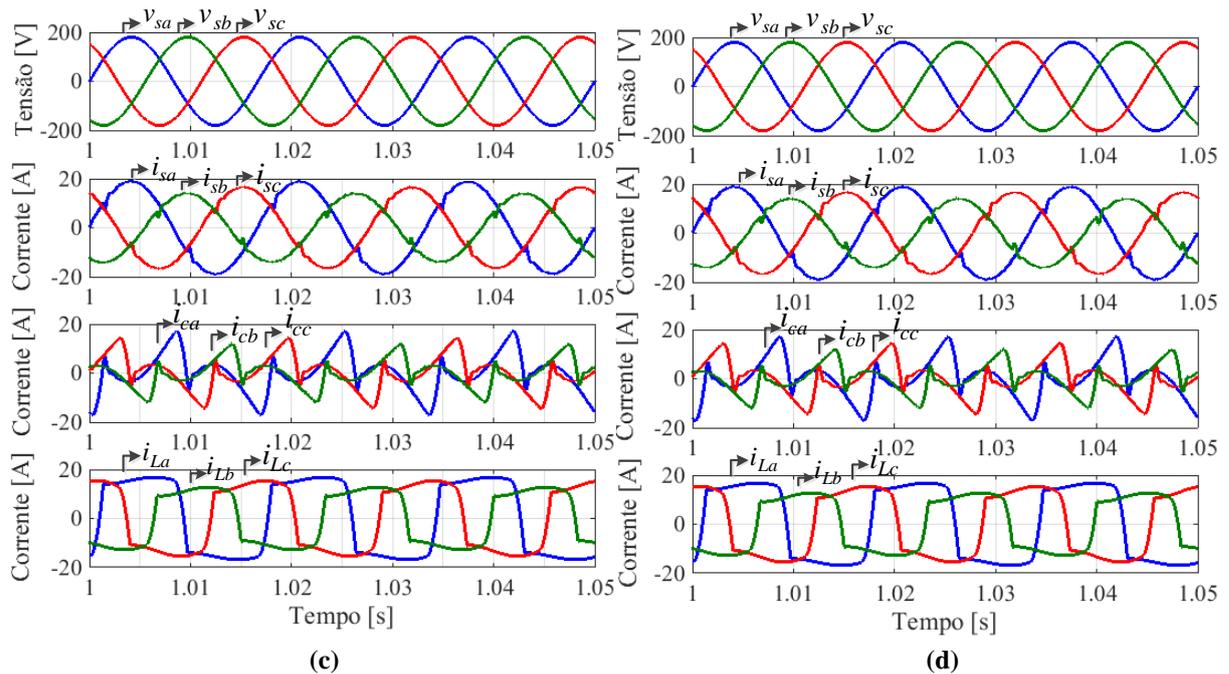
Fonte: Autoria própria.

### 5.1.2 Modo de Operação FAPP

As Figuras 5.6 e 5.7, apresentam as simulações para as topologias PV-FAPP operando restritivamente como FAPP. Sendo as tensões de fase da rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), as correntes da rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), as correntes sintetizadas ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ), e as correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ), mostradas nas Figuras 5.6 (a, b, c e d) para as topologias PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I nesta ordem. Nestes casos, a potência consumida pelas cargas, é fornecida exclusivamente pela rede elétrica, uma vez que não há energia disponibilizada pelos arranjos PV. Os sistemas PV-FAPP atuaram na supressão de correntes harmônicas e compensação reativa das cargas, tornando as correntes da rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ) aproximadamente senoidais e em fase com suas respectivas tensões de alimentação.

**Figura 5.6 – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ) no modo FAPP : (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) Topologia PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.**





Fonte: Autoria própria.

A Tabela 5.4 apresenta as taxas de distorção harmônica total (DHT) das correntes na rede elétrica ( $i_{sa}$ ,  $i_{sb}$ ,  $i_{sc}$ ), de acordo com cada topologia PV-FAPP operando apenas como FAPP.

**Tabela 5.4 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação FAPP.**

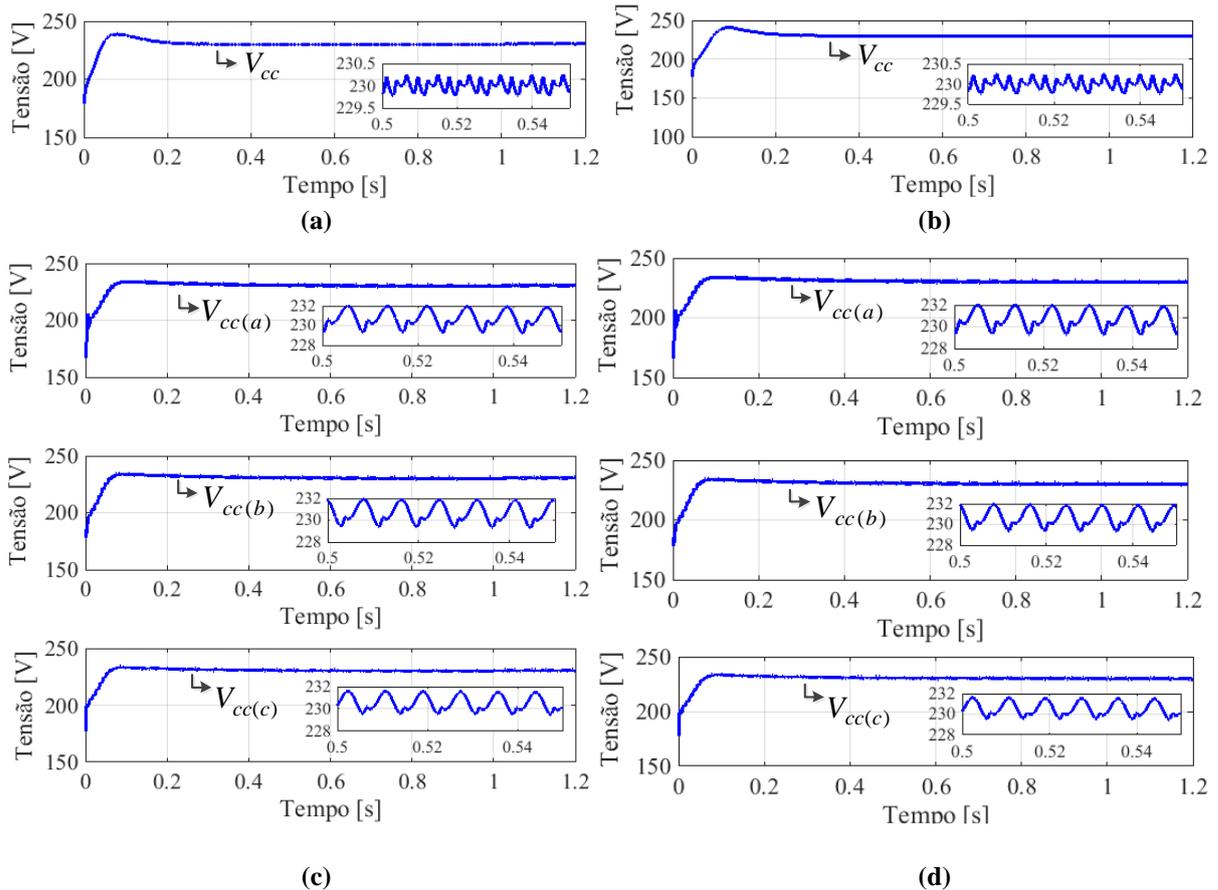
Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
PV-FAPP-1E-C	4,08	4,25	4,67
PV-FAPP-2E-C	4,08	4,24	4,67
PV-FAPP-1E-I	3,33	3,54	3,96
PV-FAPP-2E-I	3,32	3,54	3,98

Fonte: Autoria própria.

Já as Figuras 5.7 (a, b, c e d), mostram o comportamento dinâmico das tensões dos barramentos CC das topologias PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I respectivamente. Em todas as topologias, as tensões nos barramentos CC foram mantidas controladas em 230 V. Nota-se ainda, que nas Figuras 5.11 e 5.12, as tensões apresentam ondulações em 360 Hz de frequência, isso devido aos inversores das três fases compartilharem

o mesmo barramento de tensão nas topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C. Já as topologias que possuem configuração independente por fase, ou seja, em PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I, as tensões nos barramentos CC, apresentam ondulações em 120 Hz de frequência.

**Figura 5.7 – Tensões nos barramentos CC das estruturas: (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.**



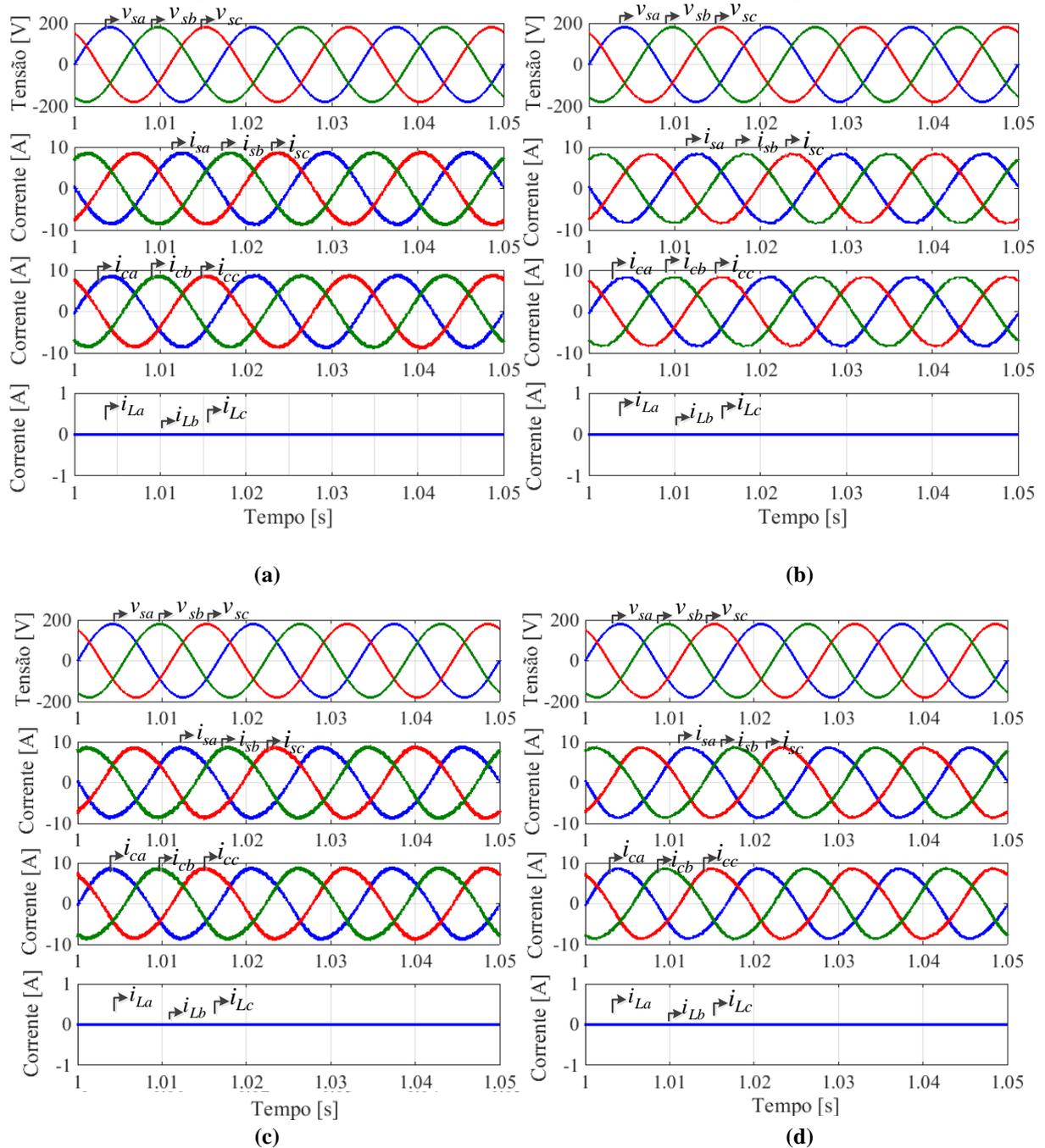
**Fonte: Autoria própria.**

### 5.1.3 Modo de Operação PV

As Figuras 5.8 à 5.11, apresentam as simulações das topologias operando restritivamente como sistemas PV. Sendo que as Figuras 5.8 (a, b, c e d) mostram respectivamente para as topologias PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I, as tensões de fase da rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), as correntes da rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), as correntes sintetizadas ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ), e as correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ). Nota-se que as correntes na rede elétrica, apresentam perfis senoidais, são equilibradas e em fase

oposta às suas respectivas tensões. Nestes casos, toda a energia gerada pelos arranjos PV é disponibilizada à rede elétrica.

**Figura 5.8 – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ) no modo PV : (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) Topologia PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.**



Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 5.5 é apresentada as taxas de distorção harmônica total (DHT) das correntes na rede elétrica ( $i_{sa}$ ,  $i_{sb}$ ,  $i_{sc}$ ), para cada topologia PV-FAPP no modo de operação PV, ou seja, quando toda a energia produzida pelos arranjos fotovoltaicos, são injetados na rede elétrica.

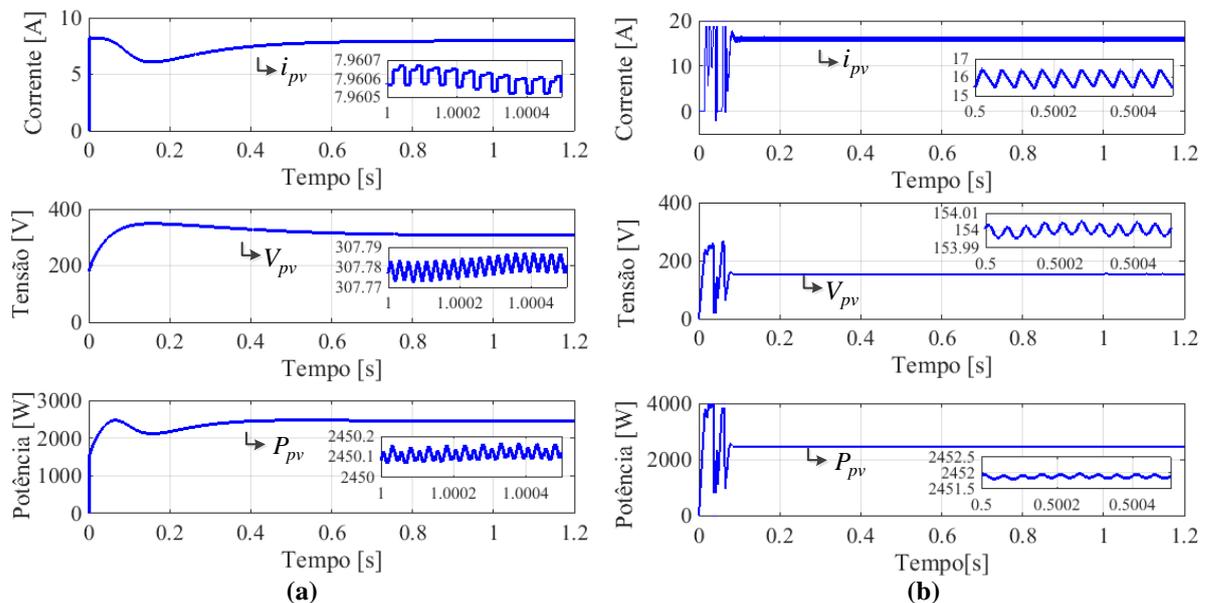
**Tabela 5.5 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação PV.**

Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
PV-FAPP-1E-C	3,10	3,10	3,10
PV-FAPP-2E-C	2,05	2,05	2,04
PV-FAPP-1E-I	4,68	4,68	4,68
PV-FAPP-2E-I	4,51	4,51	4,50

**Fonte: Autoria própria.**

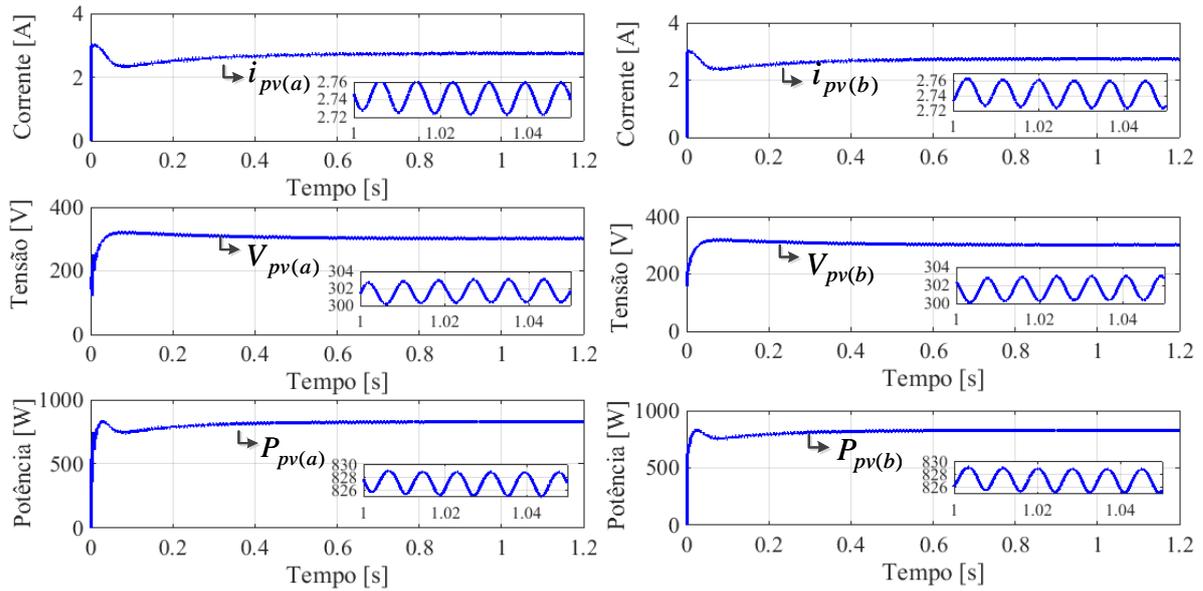
Já nas Figuras 5.9, 5.10 e 5.11 são mostradas os comportamentos de corrente, tensão e potência de saída dos arranjos PV das estruturas. Sendo que as Figuras 5.9 (a e b) apresentam tais grandezas para as topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C nesta ordem. Enquanto que nas Figuras 5.10 e 5.11 estas grandezas são mostradas para cada fase das topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I respectivamente.

**Figura 5.9 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ): (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C.**



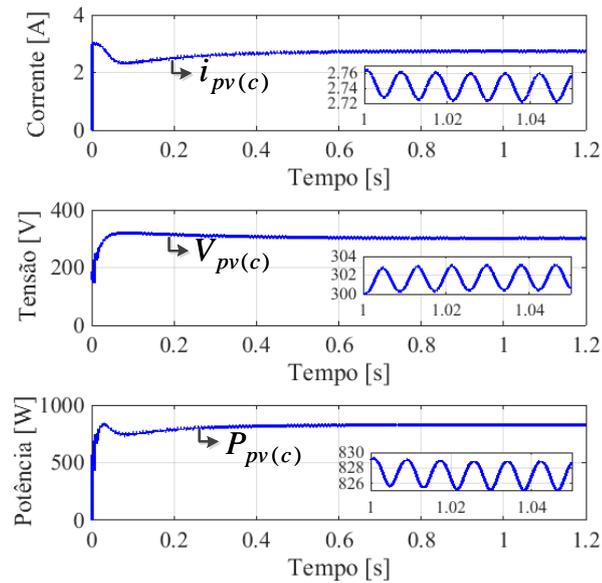
**Fonte: Autoria própria.**

**Figura 5.10 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-1E-I: (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.**



(a)

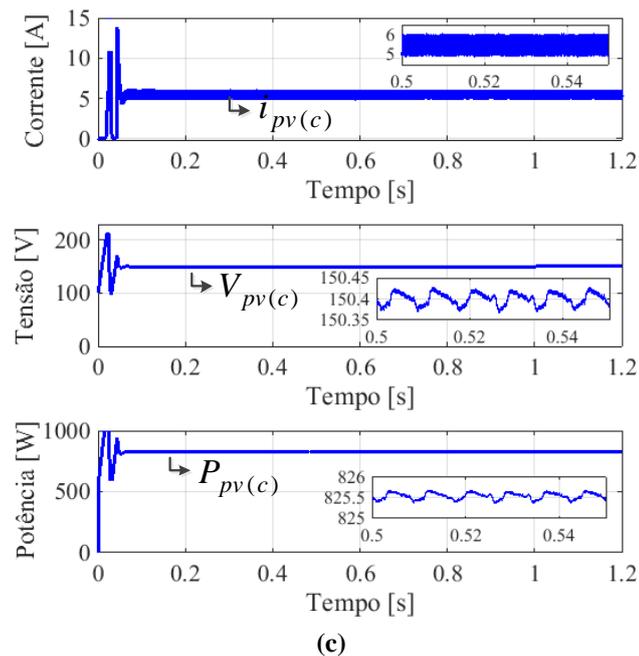
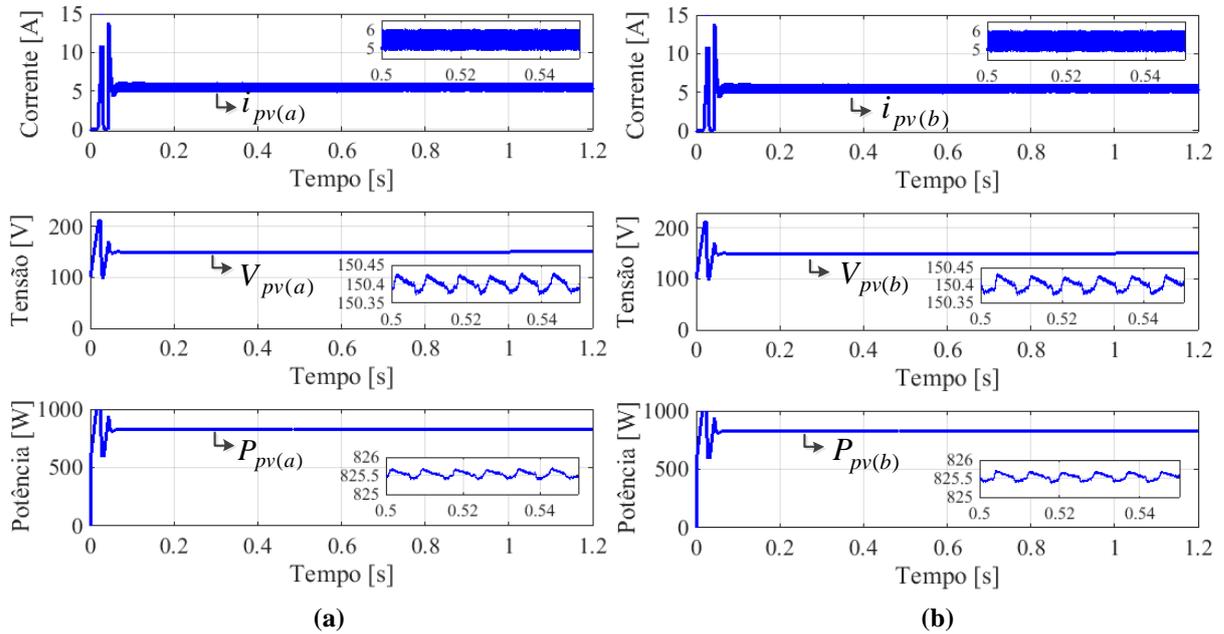
(b)



(c)

**Fonte: Autoria própria.**

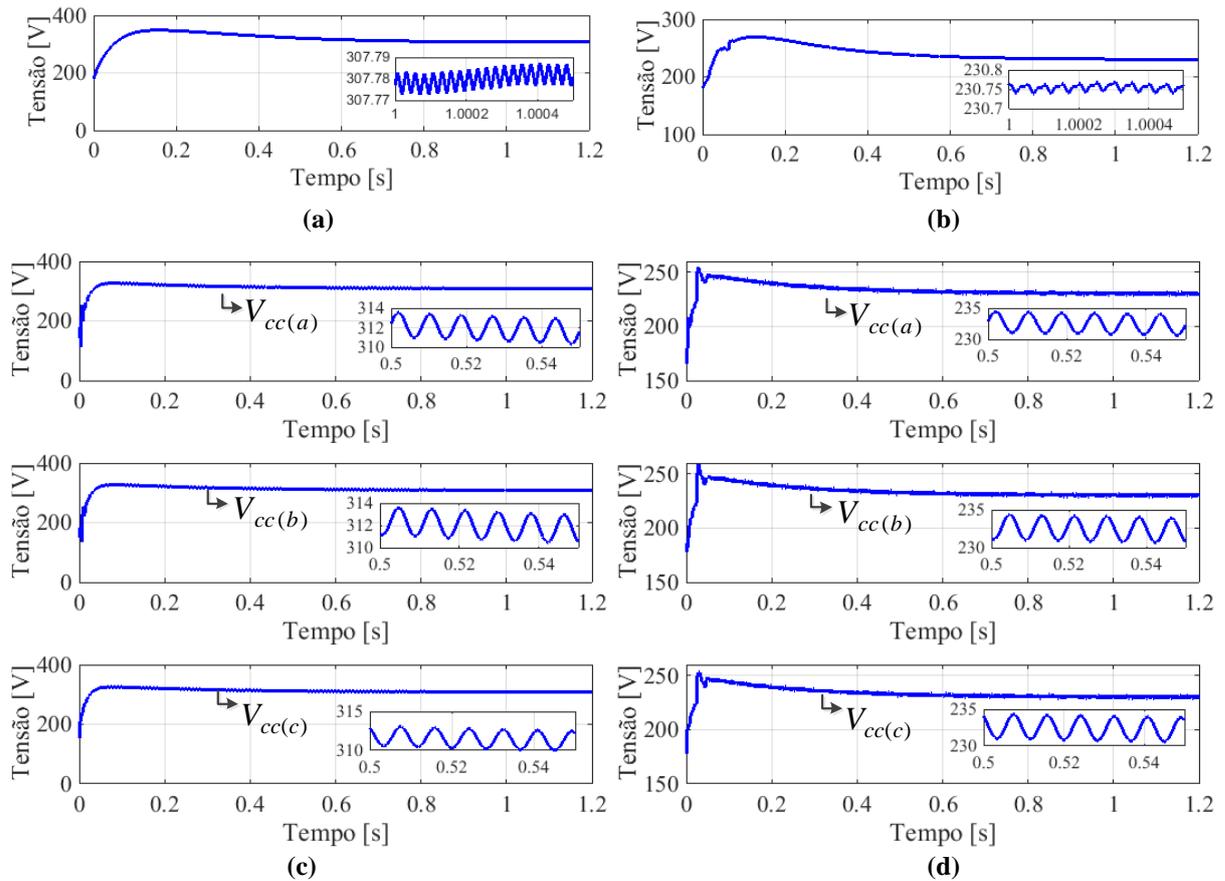
**Figura 5.11 – Corrente de saída do arranjo PV ( $i_{pv}$ ), tensão de saída do arranjo PV ( $V_{pv}$ ) e potência ativa disponibilizada pelo PV ( $P_{pv}$ ) para a Topologia PV-FAPP-1E-I: (a) Fase ‘a’; (b) Fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.**



**Fonte: Autoria própria.**

As tensões nos barramentos CC das estruturas PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I são apresentadas respectivamente nas Figuras 5.12 (a, b, c e d).

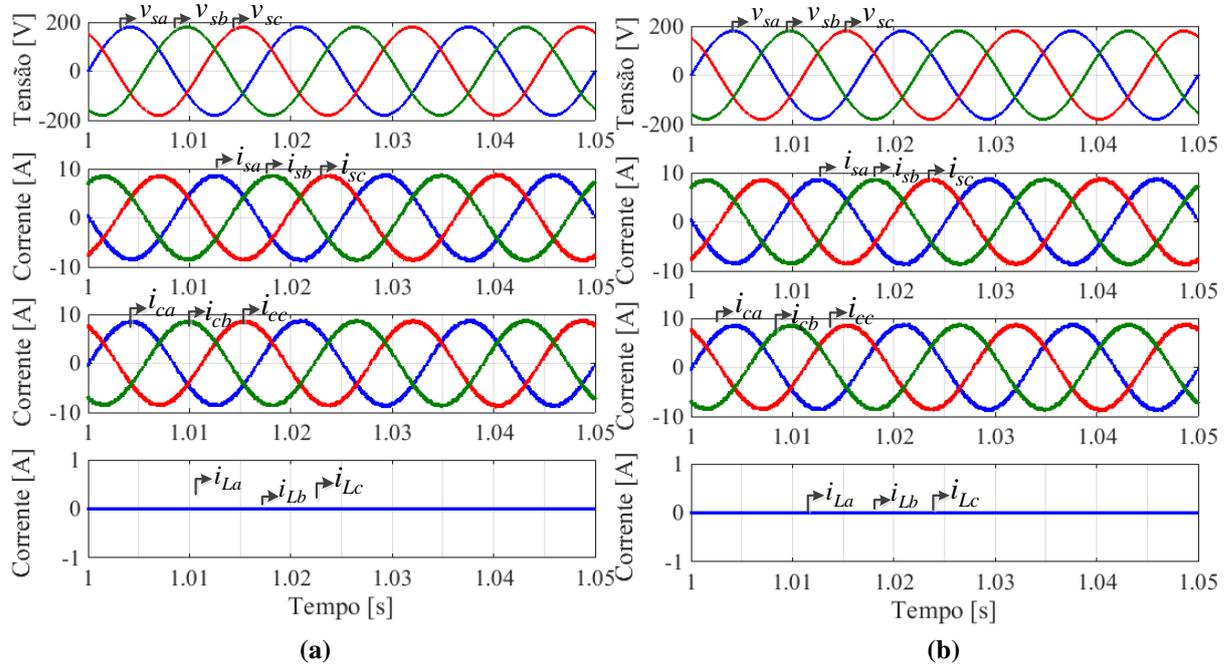
**Figura 5.12 – Tensões nos barramentos CC das estruturas: (a) Topologia PV-FAPP-1E-C; (b) PV-FAPP-2E-C; (c) Topologia PV-FAPP-1E-I; (d) Topologia PV-FAPP-2E-I.**



**Fonte: Autoria própria.**

Para este modo de operação, observou-se que as topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I apresentaram as maiores taxas de distorções harmônicas, comprometendo seus respectivos desempenhos. Estes resultados, podem ser justificados devido as tensões nos barramentos CC destas topologias apresentarem maiores ondulações quando comparadas com às das topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C. No entanto, o desempenho das topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I podem ser melhorados ajustando os parâmetros de projeto dos controladores de tensão dos seus devidos barramentos CC, deixando-os mais lento. Sendo assim, fazendo estes ajustes, é possível obter os resultados mostrados na Figura 5.13, onde as taxas de distorção harmônica das correntes injetadas na rede elétrica, foram agora reduzidas conforme mostrado na Tabela 5.6.

**Figura 5.13** – Tensões na rede elétrica ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ), correntes na rede elétrica ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ), correntes injetadas na rede elétrica ( $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}$ ) e correntes das cargas ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ), considerando ajustes nos parâmetros de projeto dos controladores de tensão dos barramentos CC: (a) Topologia PV-FAPP-1E-I; (b) Topologia PV-FAPP-2E-I.



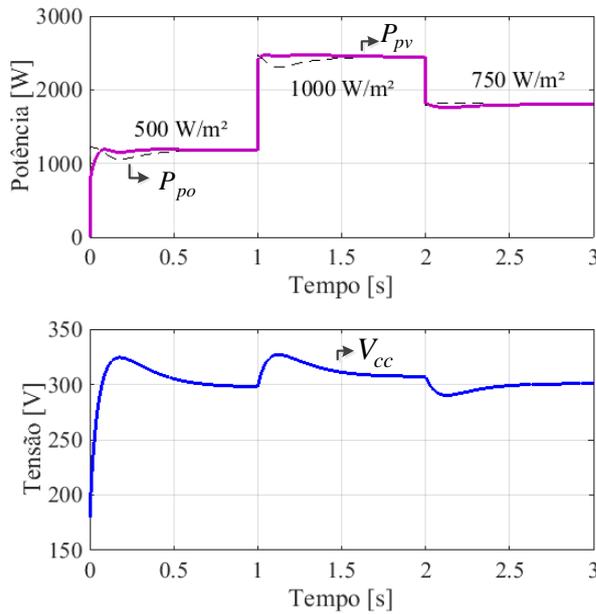
**Tabela 5.6** – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no modo de operação PV para as topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I.

Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
PV-FAPP-1E-I	3,12	3,12	3,12
PV-FAPP-2E-I	3,06	3,06	3,05

Fonte: Autoria própria.

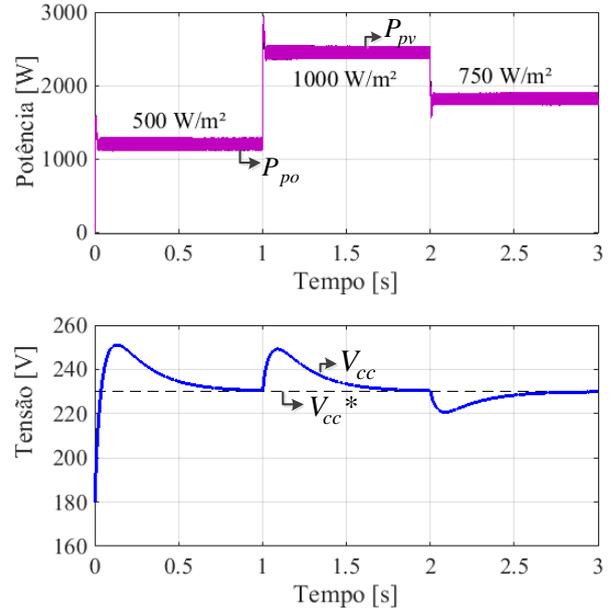
A fim de analisar a dinâmica da tensão do barramento CC, foi considerado para todas as topologias no modo de operação PV, diferentes valores de radiação solar como mostrado nas Figuras 5.14, 5.15, 5.16 e 5.17, respectivamente para as topologias PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I. Observa-se então, que quando há um aumento ou diminuição da radiação solar, a potência de saída do arranjo PV é diretamente afetada. Já as tensões nos capacitores dos barramentos CC apresentam grandes amplitudes nas oscilações quando o sistema é submetido à estas condições.

**Figura 5.14 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-1E-C.**



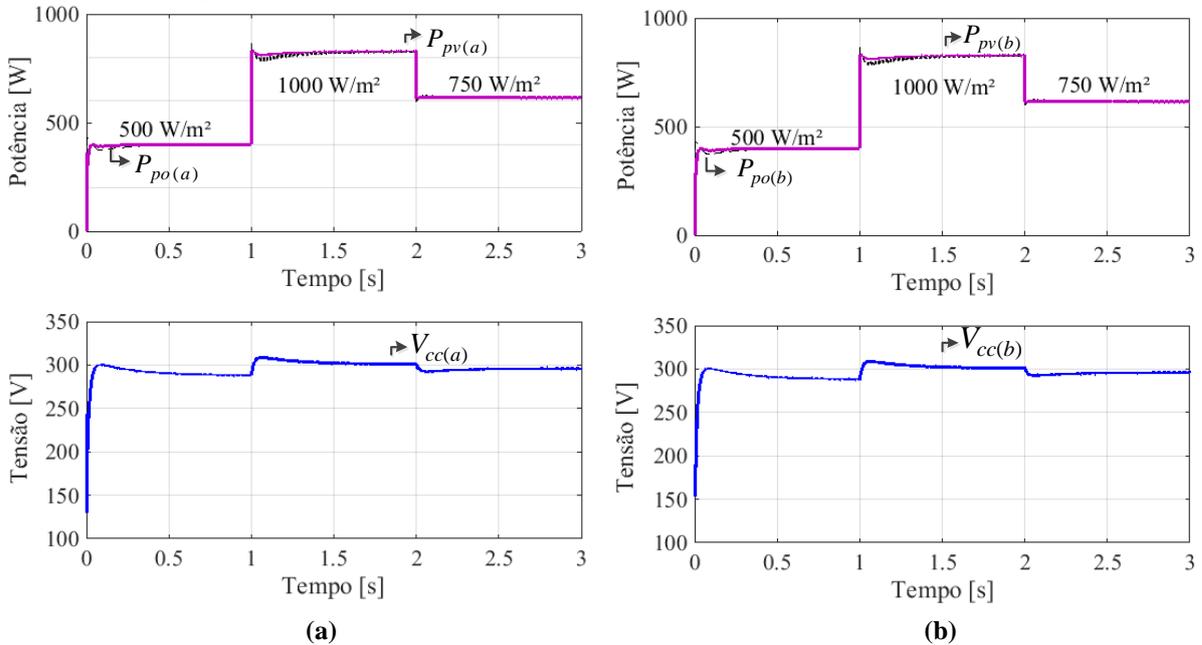
Fonte: Autoria própria.

**Figura 5.15 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-2E-C.**



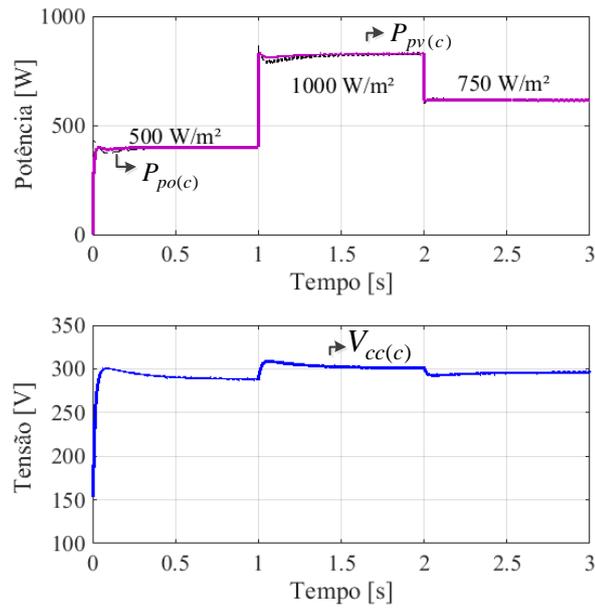
Fonte: Autoria própria.

**Figura 5.16 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-1E-I: (a) Fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.**



(a)

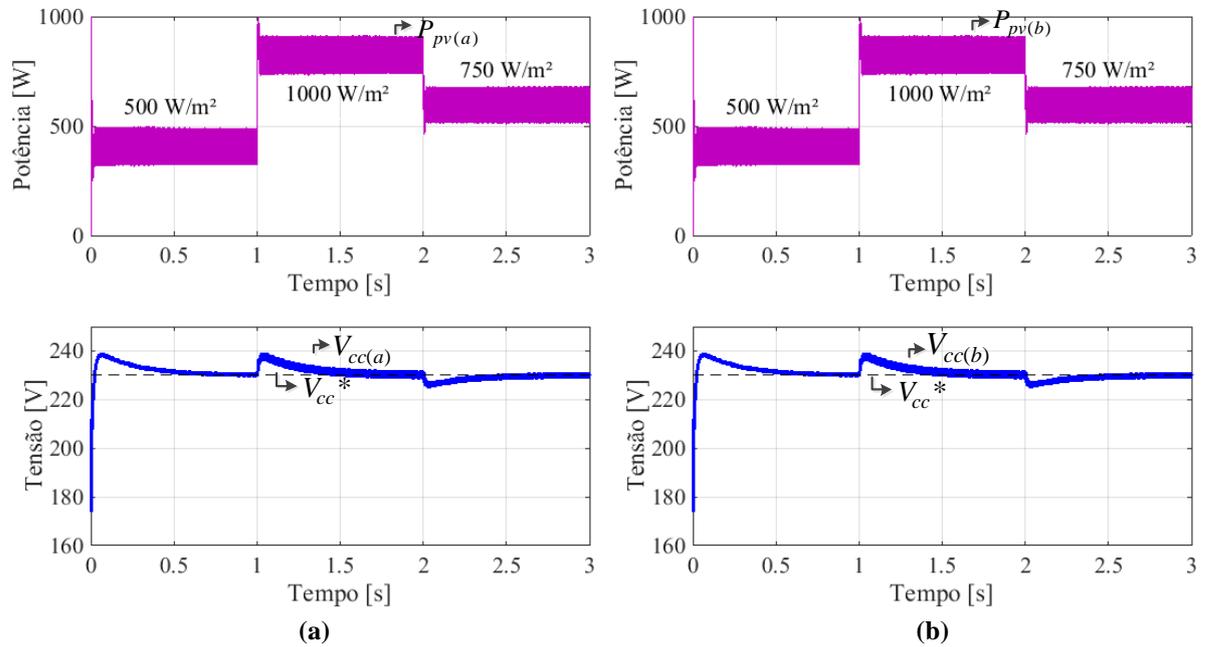
(b)



(c)

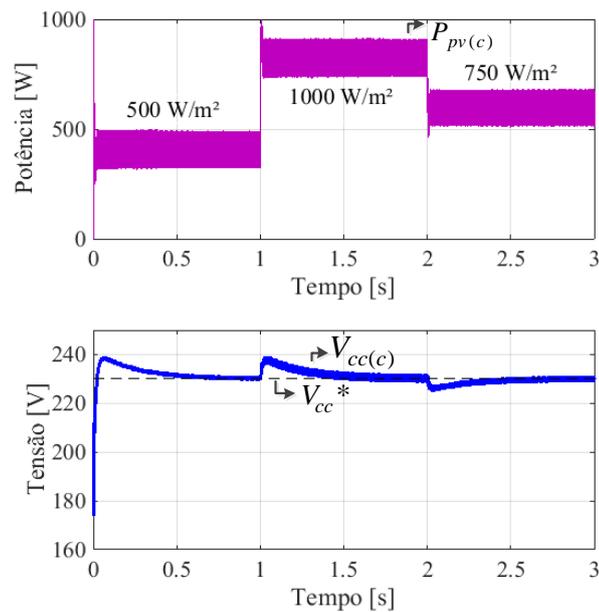
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.17 – Potência de saída do arranjo PV e tensão no barramento CC para diferentes valores de radiação: Topologia PV-FAPP-2E-I: (a) Fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) Fase ‘c’.



(a)

(b)



(c)

Fonte: Autoria própria.

## 5.2 ANÁLISE COMPARATIVA DAS TOPOLOGIAS PV-FAPP

A partir dos resultados apresentados, nesta seção é realizada uma análise comparativa das estruturas, avaliando seus respectivos desempenhos e o custo de cada topologia.

### 5.2.1 Análise do Desempenho das Topologias PV-FAPP

De acordo com os resultados de simulações apresentados, foi possível observar que as quatro topologias PV-FAPP desempenharam suas funções em seus devidos modos de operação. Para quantificar o desempenho de cada topologia, foram considerados dois parâmetros, sendo estes, as taxas de distorção harmônica total (DHT) das correntes da rede elétrica, e o rendimento dos arranjos fotovoltaicos das estruturas.

Em relação à DHT, não há uma norma que define limites das distorções de corrente quando um sistema opera simultaneamente como PV-FAPP, ou seja, injetando energia na rede elétrica e atuando como filtro ativo. Porém, é desejável que a DHT seja menor possível. Entretanto, para sistemas que atuam somente como sistema PV, fornecendo energia à rede elétrica, ou como FAPP, é recomendado pela Norma IEEE, que as correntes na rede elétrica apresentem uma taxa de DHT de até 5%.

Na Tabela 5.7 é mostrado as DHT das correntes de cada fase da rede elétrica obtidas para cada topologia PV-FAPP de acordo com seus modos de operação.

**Tabela 5.7 – Distorção Harmônica Total das correntes da rede elétrica obtidas para as topologias de PV-FAPP de acordo com seus respectivos modos de operação.**

<b>Modo de operação PV-FAPP</b>			
<b>Sistema</b>	<b><math>DHT_{i_{sa}}</math> [%]</b>	<b><math>DHT_{i_{sb}}</math> [%]</b>	<b><math>DHT_{i_{sc}}</math> [%]</b>
Sem compensação			
PV-FAPP-1E-C	6,44	7,86	11,57
PV-FAPP-2E-C	7,55	11,16	15,56
PV-FAPP-1E-I	6,76	8,34	12,07
PV-FAPP-2E-I	8,07	9,66	15,63
<b>Modo de operação FAPP</b>			
<b>Sistema</b>	<b><math>DHT_{i_{sa}}</math> [%]</b>	<b><math>DHT_{i_{sb}}</math> [%]</b>	<b><math>DHT_{i_{sc}}</math> [%]</b>
Sem compensação			
PV-FAPP-1E-C	4,08	4,25	4,67
PV-FAPP-2E-C	4,06	4,30	4,86
PV-FAPP-1E-I	3,33	3,54	3,96
PV-FAPP-2E-I	4,21	4,41	4,84
<b>Modo de operação PV</b>			
<b>Sistema</b>	<b><math>DHT_{i_{sa}}</math> [%]</b>	<b><math>DHT_{i_{sb}}</math> [%]</b>	<b><math>DHT_{i_{sc}}</math> [%]</b>
Sem compensação	-	-	-
PV-FAPP-1E-C	3,10	3,10	3,10
PV-FAPP-2E-C	2,05	2,05	2,04
PV-FAPP-1E-I	4,68	4,68	4,68
PV-FAPP-2E-I	4,51	4,51	4,50

**Fonte: Autoria própria.**

Observa-se na Tabela 5.7 que, quando os sistemas operam efetivamente como PV-FAPP, injetando componentes ativas, harmônicas e reativas na rede elétrica, as DHT das correntes não se adequam ao limite de 5% estabelecido em normas e também são maiores se comparado aos outros modos de operação. Nesta análise, para o modo de operação PV-FAPP, a topologia PV-FAPP-1-E-C apresentou a menor DHT de corrente nas fases ‘a’, ‘b’ e ‘c’. Já para o modo de operação FAPP, todas as topologias apresentaram resultados adequados em relação à DHT das correntes da rede elétrica. Ou seja, os valores obtidos, estão de acordo com

o limite estabelecido por norma. Neste caso, a configuração que apresentou a menor DHT de corrente nas fases ‘a’, ‘b’ e ‘c’, foi a topologia PV-FAPP-1E-I. Considerando agora o modo de operação PV, nota-se que as DHT de corrente também estão de acordo com os limites determinados em norma. A menor DHT das correntes nas fases ‘a’, ‘b’, e ‘c’, foi obtida para a topologia PV-FAPP-2E-C.

O outro critério utilizado para quantificar o desempenho das topologias PV-FAPP em estudo, foi o rendimento, o qual pode ser calculado pela equação (5.1), onde  $P_{saída}$  é a potência total entregue à rede elétrica enquanto que  $P_{entrada_{PV}}$ , é a potência do arranjo PV.

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{entrada_{PV}}} \quad (5.1)$$

Na Tabela 5.8, é mostrado o rendimento obtido para cada topologia PV-FAPP considerando-as operando em condições padronizadas de teste (STC). Nota-se que, as topologias de dois estágios de conversão de energia ou seja, PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I, apresentam os menores rendimentos, o que já era esperado pois, estão presentes em suas estruturas, o estágio CC-CC no processamento da energia, o que resulta em um aumento das perdas. No entanto, verifica-se ainda que a topologia PV-FAPP-2E-C possui o menor rendimento. Um ponto a ser considerado é, que além desta topologia apresentar dois estágios de conversão de energia, três transformadores de isolamento são utilizados para conectar o sistema à rede elétrica. Já as configurações de simples estágio, PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-1E-I, apresentam os maiores rendimentos visto que a energia dos arranjos PV é processada apenas pelos inversores e injetada diretamente à rede elétrica. Porém, a topologia PV-FAPP-1E-I se destaca e pode ser considerada a que apresentou melhor desempenho em relação à esta análise. Isso pode ser justificado, devido à ausência dos transformadores de isolamento, os quais estão presentes na topologia PV-FAPP-1E-C, e que podem acarretar em perdas.

**Tabela 5.8 – Rendimentos obtidos para as topologias PV-FAPP.**

<b>Topologia</b>	<b>Rendimento <math>\eta</math> [%]</b>
PV-FAPP-1E-C	95,29
PV-FAPP-2E-C	91,59
PV-FAPP-1E-I	97,53
PV-FAPP-2E-I	93,50

**Fonte: Autoria própria.**

### 5.2.2 Análise de Custo das Topologias PV-FAPP

Um importante indicativo de comparação das estruturas apresentadas neste trabalho, é o custo.

Na Tabela 5.9 é mostrado a relação dos custos alocados à cada topologia PV-FAPP. Cada custo estimado é apresentado em relação ao valor base de 1pu., o qual se refere à topologia de maior custo. Nesta análise, não foram considerados os custos relacionados aos painéis fotovoltaicos. Já na Tabela 5.10, é mostrada uma relação de custos das topologias PV-FAPP envolvendo os custos dos painéis fotovoltaicos além dos custos relacionados aos componentes e equipamentos eletrônicos.

**Tabela 5.9 – Custos dos componentes utilizados nas topologias PV-FAPP.**

Descrição do Componente	PV-FAPP-1E-C		PV-FAPP-2E-C		PV-FAPP-1E-I		PV-FAPP-2E-I	
	Qntd.	Preço	Qntd.	Preço	Qntd.	Preço	Qntd.	Preço
Módulo IGBT SKM50GB063D (50A/600V)	6	0,211	6	0,211	6	0,211	6	0,211
Transistor IGBT (50A/600V)	-	-	1	0,0054	-	-	3	0,0164
Circuito de driver duplo	6	0,289	6	0,289	6	0,289	6	0,289
Circuito de driver simples	-	-	1	0,018	-	-	3	0,0551
Transformador de isolamento	3	0,264	3	0,264	-	-	-	-
Indutor de acoplamento $L = 2,5$ mH	3	0,103	3	0,103	3	0,103	3	0,103
Indutor (boost) $L = 2,5$ mH	-	-	1	0,038	-	-	3	0,115
Capacitor $C = 8,2$ mF (400 V)	1	0,063	1	0,063	-	-	-	-
Capacitor $C = 2,7$ mF (400 V)	-	-	-	-	3	0,065	3	0,065
Capacitor $C = 990$ $\mu$ F (250 V)	-	-	1	0,0034	-	-	3	0,010
Diodo 16A/600V	-	-	1	0,001	-	-	-	-
Diodo 6A/600V	-	-	-	-	-	-	3	0,002
<b>Preço Total</b>	0,930 pu		1,000 pu		0,670 pu		0,869 pu	

**Tabela 5.10 – Custos dos componentes e dos arranjos PV utilizados nas topologias PV-FAPP.**

Descrição do Componente	PV-FAPP-1E-C		PV-FAPP-2E-C		PV-FAPP-1E-I		PV-FAPP-2E-I	
	Qntd.	Preço	Qntd.	Preço	Qntd.	Preço	Qntd.	Preço
Módulo IGBT SKM50GB063D (50A/600V)	6	0,0886	6	0,0886	6	0,0886	6	0,0886
Transistor IGBT (50A/600V)	-	-	1	0,0022	-	-	3	0,0060
Circuito de driver duplo	6	0,1219	6	0,1219	6	0,1219	6	0,1219
Circuito de driver simples	-	-	1	0,0075	-	-	3	0,020
Transformador de isolamento	3	0,1111	3	0,1111	-	-	-	-
Indutor de acoplamento $L = 2,5$ mH	3	0,0432	3	0,0432	3	0,0432	3	0,0432
Indutor (boost) $L = 2,5$ mH	-	-	1	0,0157	-	-	3	0,0419
Capacitor $C = 8,2$ mF (400 V)	1	0,0265	1	0,0265	-	-	-	-
Capacitor $C = 2,7$ mF (400 V)	-	-	-	-	3	0,0238	3	0,0238
Capacitor $C = 990$ $\mu$ F (250 V)	-	-	1	0,0014	-	-	3	0,0037
Diodo 16A/600V	-	-	1	0,0004	-	-	-	-
Diodo 6A/600V	-	-	-	-	-	-	3	0,0007
Painel Fotovoltaico 245 W	10	0,608	10	0,608	-	-	-	-
Painel Fotovoltaico 100 W	-	-	-	-	24	0,7368	24	0,7368
<b>Preço Total</b>	0,8680 pu		0,8925 pu		0,9270 pu		1,0000 pu	

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 5.9, é possível observar que a topologia que apresentou maior custo, foi a topologia PV-FAPP-2E-C. Isto se justifica principalmente devido ao uso dos transformadores de isolamento, os quais representam um valor significativo nesta análise. Além disso, esta topologia envolve dois estágios de conversão de energia, sendo assim, são requeridos mais componentes para construção do conversor *boost*. Por outro lado, a topologia PV-FAPP-1E-I

foi a que apresentou menor custo. Neste caso, nota-se que não há a presença dos transformadores de isolamento e também a topologia envolve apenas um estágio de conversão de energia, logo os custos são reduzidos em relação às outras topologias.

Já na Tabela 5.10, observa-se que, a topologia PV-FAPP-1E-C é a qual apresentou menor custo. Já a topologia PV-FAPP-1E-I apresentou um custo intermediário dentre as topologias, e isso se justifica devido a utilização de três arranjos fotovoltaicos, sendo cada um composto por oito painéis.

Portanto, apesar da topologia PV-FAPP-1E-I apresentar um baixo custo para a construção de sua estrutura (no que se relaciona à componentes e equipamentos elétricos e eletrônicos), o custo com a geração fotovoltaica é alto.

### 5.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos em simulações para as topologias estudadas neste trabalho, sendo elas PV-FAPP-1E-C, PV-FAPP-2E-C, PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I. As referidas topologias, foram implementadas considerando três modos de operação para cada uma delas, onde foram apresentados os principais resultados relacionados à cada modo. Além disso, uma análise comparativa entre as topologias, foi fornecida, considerando seus aspectos estáticos e dinâmicos. Nesta análise, foi abordado o desempenho, mostrando as taxas de distorções harmônicas das correntes na rede elétrica, o rendimento apresentado em relação ao arranjo fotovoltaicos das estruturas, e custo de cada topologia.

## CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES FINAIS

### 6.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentado um estudo e uma análise comparativa envolvendo quatro topologias de sistemas fotovoltaicos trifásicos, sendo estas denominadas PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-1E-I com simples estágio de conversão de energia e, PV-FAPP-2E-C e PV-FAPP-2E-I com duplo estágio de conversão de energia. Tais topologias, são implementadas em sistemas trifásicos a quatro-fios e são empregadas para injetar energia ativa na rede elétrica, disponibilizada através de geração de energia fotovoltaica, e simultaneamente atuar no condicionamento ativo de potência, realizando a supressão de corrente harmônicas e compensação de potência reativa quando na presença de cargas conectadas aos sistemas elétricos. Os principais aspectos relacionados aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, foram apresentados assim como, a abordagem relativa à QEE nos sistemas elétricos, as normas e recomendações aplicadas aos casos aqui estudados e o emprego de FAPPs para a solução de problemas de harmônicos de corrente.

As topologias estudadas apresentaram similaridades nas modelagens matemáticas bem como nas malhas de controle implementadas, dessa forma, para uma comparação equitativa, os controladores utilizados nas diferentes topologias, foram projetados com as especificações iguais ou muito próximas entre si. Em todas as topologias, foi implementado o controle independente por fase de modo que os sistemas trifásicos a quatro-fios são tratados como três sistemas monofásicos. Assim, as correntes injetadas na rede elétrica, pôde ser controladas individualmente.

Para obtenção das correntes de referência dos inversores, foram utilizados algoritmos monofásicos baseados no método SRF, enquanto que o aproveitamento da máxima potência dos arranjos fotovoltaicos, foi garantido pelo algoritmo de MPPT P&O.

Os resultados apresentados validaram os estudos teóricos e comprovaram que todas as topologias podem desempenhar as funções para as quais foram projetadas, ou seja, injetar energia ativa na rede elétrica e/ou atuar no condicionamento de potência. De acordo com as análises realizadas, observou-se que as topologias apresentaram bom desempenho nos modos de operação considerados porém, as que envolvem dois estágios de conversão de energia, possuem menores rendimentos. Já em relação ao custo, as topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C são mais dispendiosas principalmente devido ao uso dos transformadores de

isolação. Dessa forma, a topologia PV-FAPP-1E-I se destaca em relação às outras topologias, por apresentar um bom desempenho, fornecer o maior rendimento do sistema fotovoltaico e ainda apresentar o menor custo para implementação.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

São propostas de continuidade deste trabalho:

- Implementar experimentalmente as topologias PV-FAPP estudadas;
- Determinar algebricamente as perdas relacionadas ao estágio CC-CC de conversão energia, bem como as perdas nas chaves de potência e nos transformadores de isolação;
- Inserir uma malha de controle para controlar as oscilações de tensão nos barramentos CC sob condições transitórias;
- Testar outros tipos de controladores, como os ressonantes, nas malhas de corrente dos inversores que compõem as topologias PV-FAPP;

## 6.3 TRABALHO PUBLICADO

Durante a realização deste trabalho, foi publicado em periódico o seguinte artigo:

SILVEIRA, R. D.; SILVA, S. A. O.; SAMPAIO, L. P. Analysis of Three-Phase Four-Wire Shunt Active Power Filter Topologies Implemented Using Single-Phase Full-Bridge Inverters. **Renewable Energy & Power Quality Journal (RE&PQ)**, v.1, p. 591-596, 2017.

## REFERÊNCIAS

ABNT, NBR. 16149, ". **Sistemas fotovoltaicos (FV)-Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em 12 de Abril, 2017.

AKAGI, Hirofumi. Active harmonic filters. **Proceedings of the IEEE**, v. 93, n. 12, p. 2128-2141, 2005.

AKAGI, Hirofumi. New trends in active filters for power conditioning. **IEEE transactions on industry applications**, v. 32, n. 6, p. 1312-1322, 1996.

ANGÉLICO, Bruno A.; CAMPANHOL, Leonardo B. G; SILVA, Sérgio A. Oliveira da. Proportional–integral/proportional–integral–derivative tuning procedure of a single-phase shunt active power filter using Bode diagram. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 10, p. 2647-2659, 2014.

BACON, Vinicius. D., **Estudo e análise comparativa de topologias de filtros ativos de potência paralelos implementados em sistemas trifásicos a quatro-fios**. 2015. 139f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2015.

BARRETO, Rodrigo Lopes. **Contribuições ao método de rastreamento de máxima potência para sistemas fotovoltaicos**. 2014. 70f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

BRITO, Moacir. A. G de et al. Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, vol. 60, no. 3, pp.1156 -1167, 2013.

BRITO, Moacyr. A. G de et al. Contribuição ao estudo dos principais algoritmos de extração da máxima potência dos painéis fotovoltaicos. **Eletrônica de Potência**, v. 17, n. 3, p. 592-600, jun. 2012.

CAMPANHOL, Leonardo B. G. **Filtro ativo de potência paralelo utilizando inversores monofásicos *full-bridge* aplicado em sistemas trifásicos a quatro-fios**. 2012. 148f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2012.

CAMPANHOL, Leonardo B. G; SILVA, Sérgio A. Oliveira da; SAMPAIO, Leonardo P. A three-phase four-wire grid-connected photovoltaic system with active power line conditioning. In: **PCIM Europe 2014; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management; Proceedings of. VDE**, 2014. p. 1-8.

CASARO, Marcio M.; MARTINS, Denizar C. Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação. **Revista Eletrônica de Potência**, v. 13, n. 3, p. 141-146, 2008.

CEPEL; CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)> Acesso em: 13 de Maio 2016.

CHUNG, Se-Kyo. A phase tracking system for three phase utility interface inverters. **IEEE Transactions on Power electronics**, v. 15, n. 3, p. 431-438, 2000.

DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; BEATY, H. Wayne. Electrical power systems quality. **New York, NY: McGraw-Hill, c1996**, 1996.

ERICKSON, Robert W.; MAKSIMOVIC, Dragan. **Fundamentals of power electronics**. 2001.

FENILI, Murilo P. **Estudo e implementação de um filtro ativo paralelo monofásico de 8kva**. 2007. 109f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

GEHRING, Adriano de A.; LOPES, Lucas F. da S.; DALMOLIN, Rodrigo. S., **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede: acompanhamento dos índices de mérito no escritório verde da UTFPR e análise da viabilidade econômica de implementação em residências**. 2015. 85f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

IEEE. **IEEE Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems**. IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992). 2014

JAIN, Sachin; AGARWAL, Vivek, A single stage grid connected inverter topology for solar pv systems with maximum power point tracking. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v.22, n. 5, p. 1928-1940, 2007.

KARANKI, Srinivas Bhaskar et al. A modified three-phase four-wire UPQC topology with reduced DC-link voltage rating. **IEEE transactions on industrial electronics**, v. 60, n. 9, p. 3555-3566, 2013.

LINDEKE, Dirk. **Projeto de um filtro ativo paralelo de 1KVA usando técnicas de controle analógico digital**. 2003. 197f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Florianópolis, Santa Catarina, 2003.

MINAMBRES-MARCOS, Victor et al. Three-phase single stage photovoltaic inverter with active filtering capabilities. In: **IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society**. IEEE, 2012. p. 5253-5258.

MOHAN, Ned; ROBBINS, William P.; UNDELAND, Tore. Power electronics. 1995.

NETO, João A. M. et al., Implementações digitais para o controle de filtros ativos paralelo a quatro-fios. In: **Congresso Brasileiro de Automática**, 2004.

OLIVEIRA, Fernando M. de, **Rastreamento da máxima potência em arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial baseado no método de otimização por enxame de partículas**. 2015. 99f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2015.

OLIVEIRA, Thiago R. de. **Distribuição local de energia em corrente contínua: estudo desenvolvimento e implementação de um protótipo de nanorrede c.c. dedicado aos setores residencial e comercial**. 2016. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016.

PATNAIK, Sushree Sangita; PANDA, Anup Kumar. Three-level H-bridge and three H-bridges-based three-phase four-wire shunt active power filter topologies for high voltage applications. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 51, p. 298-306, 2013.

PANDIARAJAN, Natarajan; MUTHU, Ranganath. Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink. In: **Electrical Energy Systems (ICEES), 2011 1st International Conference on**. IEEE, 2011. p. 258-263.

PORTAL SOLAR. Tipos de painel solar fotovoltaico. Disponível em <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 19 abril 2016.

RODRIGUES, Márcio do C. B.; TEIXEIRA, Estêvão C.; BRAGA, Henrique A. C. Uma visão topológica sobre sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados à rede de energia elétrica. In: **Proc. 5th Latin-Amer. Congress: Electr. Gen. Transm.(5th CLAGTEE)**. 2003.

SAMPAIO, Leonardo P.; **Uma nova metodologia de projeto e controle para o inversor Boost (CSI) monofásico para o aproveitamento de fontes alternativas e renováveis de energia elétrica**. 2010. 111f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Ilha Solteira, São Paulo, 2010.

SCHONARDIE, Mateus F. **Sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede com controle de potência ativa e reativa utilizando transformada dq0**. 2011. 248f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

SILVA, Sérgio A. O. da. et al. Sistema fotovoltaico com condicionamento ativo de energia usando mppt baseado em pso e malha feed-forward de controle de tensão do barramento cc. **Eletrônica de Potência**, v.21, n.2, p. 105-116, 2016

SILVA, Sérgio A. O. da; CAMPANHOL, Leonardo B. G.; BACON, Vinícius D.; SAMPAIO, Leonardo P., A single-phase grid-connected photovoltaic system with active power line conditioning. **Eletrônica de Potência**, v. 20, n.1, p. 8-18, 2015.

SILVA, Sérgio A. O. da. NOVOCHADLO, Rodrigo; MODESTO, Rodrigo A. Single-phase pll structure using modified p-q theory for utility connected systems. In: **Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE**. IEEE, 2008. p. 4706-4711.

SILVA, Sérgio A. O. da, **Sistema de energia ininterrupta *line interactive* trifásicos com compensação ativa de potência série e paralela**. 2001. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2001.

SILVA, Sérgio A. O. da; MODESTO, Rodrigo A. A comparative analysis of SRF-based controllers applied to active power line conditioners. In: **Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE**. IEEE, 2008. Orlando, p. 405-410.

SINGH, Bhim; AL-HADDAD, Kamal; CHANDRA, Ambrish. A review of active filters for power quality improvement. **IEEE transactions on industrial electronics**, v. 46, n. 5, p. 960-971, 1999.

SOLENERG Engenharia e Comércio LTDA, O modulo fotovoltaico para gerador solar de eletricidade. 2014.

STONES, John; COLLINSON, Alan. Power quality. **power engineering journal**, v. 15, n. 2, p. 58-64, 2001.

ZHU, YongLi; YAO, JianGuo; WU, Di. Comparative study of two stages and single stage topologies for grid-tie photovoltaic generation by PSCAD/EMTDC. In: **Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on**. IEEE, 2011. p. 1304-1309.

## APÊNDICE A – SISTEMA DE SINCRONISMO PLL

O bom desempenho dos sistemas conectados à rede elétrica, depende da precisão das informações de ângulo de fase e frequência da rede, as quais são necessárias para a gerar os vetores síncronos unitários  $\cos\theta_{(a,b,c)}$  e  $\sen\theta_{(a,b,c)}$  utilizados no algoritmo SRF. Essas informações podem ser obtidas utilizando um algoritmo PLL (*Phase-Locked Loop*), o qual garante o sincronismo entre as correntes injetadas na rede elétrica e as suas respectivas tensões.

Neste trabalho, os sistemas trifásicos a quatro-fios são tratados como três sistemas monofásicos independentes. Dessa forma, as estratégias de controle são aplicadas também de forma independente por fase, assim, neste trabalho são utilizados três algoritmos PLL monofásicos, o qual é apresentado em (SILVA; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008).

A Figura A.1 apresenta o diagrama em blocos do algoritmo PLL monofásico utilizado neste trabalho. O princípio de operação deste PLL consiste em anular a componente  $p'$  para que a saída do algoritmo esteja atracado com a componente de frequência fundamental do sinal de entrada. A dinâmica do PLL deve ajustar a saída do controlador PI na frequência angular de referência  $\omega^* = 2\pi f$ , onde  $f$  é a frequência nominal da rede elétrica. Através da integração da frequência angular de referência, o ângulo  $\theta^*$  é obtido e utilizado para calcular as correntes fictícias  $i'_\alpha$  e  $i'_\beta$ .

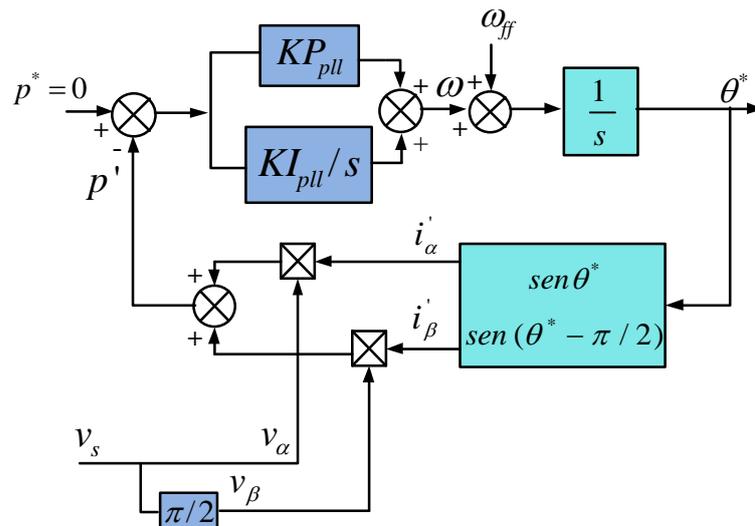


Figura A.1 – Sistema PLL monofásico.

Fonte: Adaptado de (SILVA; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008).

## APÊNDICE B – TÉCNICA DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA P&O

A utilização de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) em um sistema fotovoltaico, é necessário para que o sistema possa obter a máxima eficiência quando em operação. Ou seja, a principal função do MPPT é garantir a maximização da transferência de potência evitando perdas nas células mesmo com as variações climáticas de radiação solar e temperatura (BRITO et al., 2012).

Neste trabalho, optou-se por utilizar o algoritmo P&O (*Perturbe and Observe*) devido sua simplicidade de implementação e desempenho satisfatório quando a radiação solar é uniforme sobre os painéis fotovoltaicos.

O algoritmo P&O consiste em aplicar uma perturbação no sistema e monitorar sua resposta. Se uma perturbação positiva resultar em um acréscimo de potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico, indica que o sistema está em direção do MPP (*Maximum Power Point*). Caso contrário, uma perturbação positiva resulte em decréscimo de potência, o sistema estará para o sentido oposto. Essa análise, determinará o sentido da próxima perturbação (BARRETO, 2014; BRITO et al., 2012).

A Figura B.1 ilustra o fluxograma correspondente ao funcionamento do P&O. Já a Figura B.2 apresenta a resposta do sistema conforme o sentido das perturbações para dois pontos de operação.

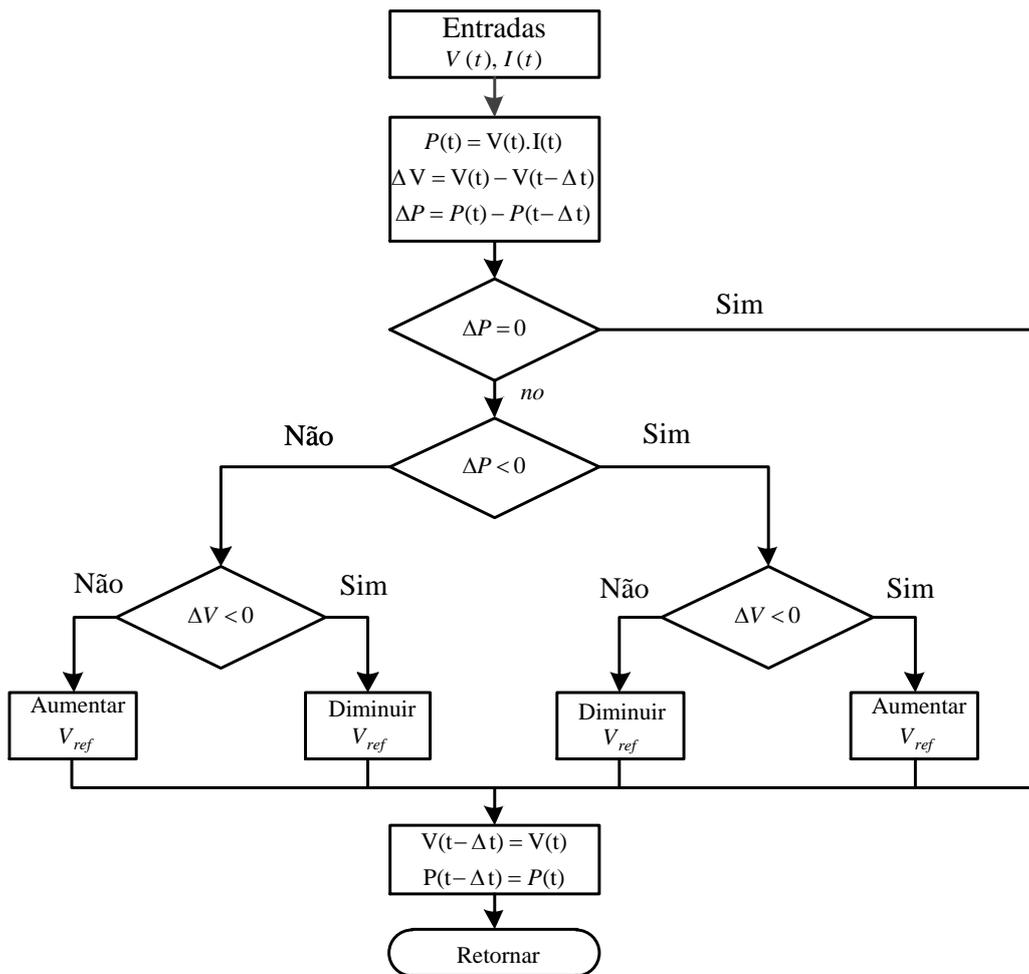


Figura B.1 – Fluxograma do Algoritmo P&O.  
Fonte: Adaptado de

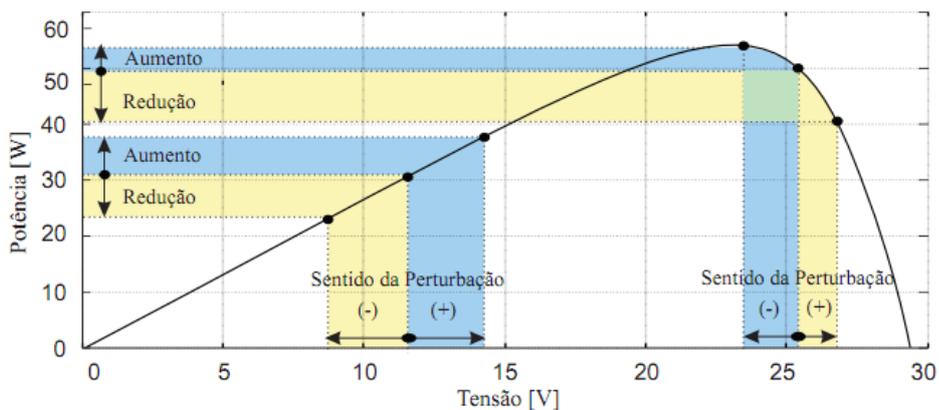


Figura B.2 – Comportamento da variação da potência para uma perturbação.  
Fonte: BARRETO, 2014, pg. 11.

## APÊNDICE C – UNIDADE DE GERAÇÃO DA ENERGIA: ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

O sistema de geração da energia fotovoltaica concebida nas simulações deste trabalho, é determinada de acordo com as características das topologias PV-FAPPs, de forma que o valor da potência disponibilizada pelos arranjos PVs, seja igualmente processada por todas as topologias estudadas.

Dessa maneira, neste trabalho, é utilizado dois tipos diferentes de painéis fotovoltaicos, ambos modelo Sunmodule pertencente à fabricante SolarWorld, para assim, atingir a mesma potência do sistema PV em todas as topologias. As Tabelas C.1 e C.2 apresentam as especificações dos modelos dos painéis empregados. O painel descrito na Tabela C.1 é utilizado no arranjo PV das topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C, enquanto que o painel descrito na Tabela C.2 é utilizado nas topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I.

**Tabela C.1 – Especificações do painel fotovoltaico utilizado nas topologias PV-FAPP-1E-C e PV-FAPP-2E-C.**

<b>Painel modelo Sunmodule SW 245 SolarWorld</b>	
<b>Especificações (STC)</b>	
Potência máxima	$P_{m\acute{a}x} = 245 \text{ Wp}$
Tensão de circuito aberto	$V_{oc} = 37,7 \text{ V}$
Corrente de curto-circuito	$I_{sc} = 8,25 \text{ A}$
Tensão de máxima potência	$V_{MPP} = 30,8 \text{ V}$
Corrente de máxima potência	$I_{MPP} = 7,96 \text{ A}$

**Fonte: Autoria própria.**

**Tabela C.2 – Especificações do painel fotovoltaico utilizado nas topologias PV-FAPP-1E-I e PV-FAPP-2E-I.**

<b>Painel modelo Sunmodule SW 100 SolarWorld</b>	
<b>Especificações (STC)</b>	
Potência máxima	$P_{m\acute{a}x} = 100 \text{ Wp}$
Tensão de circuito aberto	$V_{oc} = 44,2 \text{ V}$
Corrente de curto-circuito	$I_{sc} = 3,02 \text{ A}$
Tensão de máxima potência	$V_{MPP} = 37,6 \text{ V}$
Corrente de máxima potência	$I_{MPP} = 2,75 \text{ A}$

**Fonte: Autoria própria.**

Uma vez escolhidos os painéis fotovoltaicos a serem utilizados, os arranjos PV podem ser determinados de acordo com a necessidade de cada topologia, conforme mostrado na Tabela C.3. Observa-se que a potência a ser processada pelas topologias estudada, são muito próximas.

**Tabela C.3 – Especificações dos arranjos PV de acordo com cada topologia PV-FAPP.**

Topologia	Nº de Arranjos	Descrição do Arranjo PV	$V_{MPP}$	$I_{MPP}$	Potência Total
PV-FAPP-1E-C	1	Associação série de 10 painéis.	308 V	7,96 A	2451,6 Wp
PV-FAPP-2E-C	1	Associação paralelo de 2 strings, cada string de 5 painéis em série.	154 V	15,92 A	2451,6 Wp
PV-FAPP-1E-I	3	Associação em série de 8 painéis.	300,8 V	2,75 A	2481,6 Wp
PV-FAPP-2E-I	3	Associação paralelo de 2 strings, cada string de 4 painéis em série.	150,4 V	5,5 A	2481,6 Wp

**Fonte: Autoria própria.**