

JÉSSICA PEDERNEIRAS MORAES ROCHA

**COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS COMO SERVIÇO ANCILAR EM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

JOÃO PESSOA

2017

JÉSSICA PEDERNEIRAS MORAES ROCHA

**COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS COMO SERVIÇO ANCILAR EM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Dr. Fabiano Salvadori
Dra. Camila Seibel Gehrke

JOÃO PESSOA

2017

R672c Rocha, Jéssica Pederneiras Moraes.
Compensação de harmônicos como serviço ancilar em
geração distribuída / Jéssica Pederneiras Moraes Rocha. - João
Pessoa, 2017.
99 f. : il. -

Orientador: Dr. Fabiano Salvadori.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/PPGEE

1. Engenharia elétrica. 2. Geração distribuída. 3. Qualidade de
energia. 4. Serviço ancilar. I. Título.

UFPB/BC

CDU - 621.3(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS COMO SERVIÇO ANCILAR EM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA

Elaborado por

JÉSSICA PEDERNEIRAS MORAES ROCHA

como requisito para obtenção do grau de

Mestre em Engenharia Elétrica.

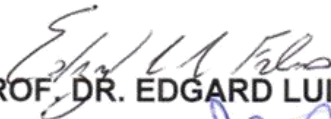
COMISSÃO EXAMINADORA



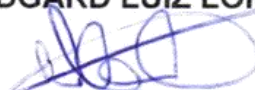
PROF. DR. FABIANO SALVADORI (Presidente)



PROF.^a. DR.^a. CAMILA SEIBEL GEHRKE



PROF. DR. EDGARD LUIZ LOPES FABRICIO



PROF. DR. ALEXANDRE CEZAR DE CASTRO

João Pessoa/PB, 31 de julho de 2017.

Aos meus pais, Jorge (*in memoriam*) e Sana.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, sem Ele não estaria aqui.

Aos professores e orientadores Fabiano Salvadori e Camila Gehrke, por todo o auxílio para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço por todo o aprendizado transmitido.

A minha família, em especial aos meus pais por sempre me apoiarem, investirem em mim, e me incentivar a buscar os meus sonhos durante toda a minha vida. Obrigado por me ensinarem e implantarem valores que fizeram a pessoa que sou hoje.

Aos meus colegas do Laboratório de Otimização, que fizeram desse desafio momentos de aprendizado, satisfação e amizade. Compartilhando respostas nas dúvidas e soluções nas dificuldades.

Ao meu amigo e namorado Matheus Mendes, por todo incentivo e apoio, pela ajuda nos momentos de dificuldade e também por todos os bons momentos proporcionados.

A todos que contribuíram de forma intencional ou não para a realização deste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	X
LISTA DE TABELAS	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XIV
LISTA DE SÍMBOLOS	XVI
RESUMO	XVIII
ABSTRACT	XIX
1 INTRODUÇÃO	21
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	21
1.2 OBJETIVOS	23
1.2.1 Objetivo Geral	23
1.2.2 Objetivos Específicos	23
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	24
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	26
2.1.1 Sistemas Fotovoltaicos.....	29
2.2 SERVIÇOS ANCILARES.....	33
2.2.1 Problemas Associados à Qualidade de Energia	34
2.2.1.1 Normas Associadas à Distorções Harmônicas	39
2.2.2 Compensação de Harmônicos	41
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	45
3.1 MÉTODOS DE DETECÇÃO DAS HARMÔNICAS.....	45
3.1.1 Detecção no Domínio da Frequência	46
3.1.2 Detecção no Domínio do Tempo.....	46
3.2 GD COM COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS.....	51
4 SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COMO SERVIÇO ANCILAR	60
5 RESULTADOS	69
5.1 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	69
5.1.1 Cenário 1	71
5.1.2 Cenário 2.....	74
5.1.3 Cenário 3.....	79
5.2 RESULTADOS EXPERIMENTAIS	83
6 CONCLUSÕES	95
6.1 PUBLICAÇÕES.....	96

REFERÊNCIAS.....	97
------------------	----

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Capacidade de geração do Brasil.	21
Figura 2.1 – Curvas $I \times V$ (a) e $P \times V$ (b) de uma célula fotovoltaica para uma condição climática, evidenciando a existência de um ponto de potência máxima.	29
Figura 2.2 – Fluxograma do algoritmo de P&O.	30
Figura 2.3 – Fluxograma do algoritmo de condutância incremental.	32
Figura 2.4 – Distorções da forma de onda. (a) harmônicas, (b) inter-harmônicas, (c) cunha de tensão, (d) ruído.	36
Figura 2.5 – Tensão e corrente com carga linear (a) e não linear (b).	37
Figura 2.6 – Filtro ativo com estrutura CSI.	42
Figura 2.7 – Filtro ativo com estrutura VSI.	42
Figura 2.8 – Princípio de compensação de um FAPP.	43
Figura 3.1 – Diagrama de controle genérico para GD com SA.	45
Figura 3.2 – Diagrama do princípio da teoria pq	48
Figura 3.3 – Método da referência síncrona dq	48
Figura 3.4 – Diagrama de blocos do método dq harmônico.	49
Figura 3.5 – Fluxo de potência no FAP no método proposto por (WU e JOU, 1996).	51
Figura 3.6 – Método de compensação proposto por (WU e JOU, 1996).	51
Figura 3.7 – Estratégia de controle utilizada por (CAMPANHOL, SILVA, <i>et al.</i> , 2013) e (BELAID, FATHI, <i>et al.</i> , 2015).	53
Figura 3.8 – Estratégia de controle utilizada por (KHOMSI, BOUZID e JELASSI, 2016).	53
Figura 3.9 – Estratégia de controle utilizada por (SHIVA e VIJAYAKUMAR, 2015).	54
Figura 3.10 – Compensação de harmônicos utilizando unidades de GD.	55
Figura 3.11 – Estratégia de controle abordada em (LI e HE, 2014).	56
Figura 3.12 – Estratégia de controle utilizada por (CHILLIPI, SAYARI, <i>et al.</i> , 2016).	57
Figura 3.13 – Estratégia de controle utilizada em (PRODANOVIC, DE BRABANDERE, <i>et al.</i> , 2007).	57
Figura 4.1 – Sistema de geração distribuída conectada à rede através de um inversor trifásico.	60
Figura 4.2 – Representação vetorial das componentes de fase no sistema trifásico e após a transformada de Park.	61
Figura 4.3 – Diagrama da estratégia de controle implementada.	62
Figura 4.4 – Controle da tensão do barramento cc.	63
Figura 4.5 – Estratégia de controle utilizada.	67
Figura 5.1 – Circuito de GD conectado à rede e diagrama de comando para as chaves.	69
Figura 5.2 – Cenário 1: Estratégia de controle do inversor.	72

Figura 5.3 – Cenário 1: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	72
Figura 5.4 – Cenário 1: Tensão e corrente na rede: (a) Fase a; (b) Fase b; (c) Fase c.	73
Figura 5.5 – Cenário 1: Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	73
Figura 5.6 – Cenário 2: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	74
Figura 5.7 – Cenário 2: Tensão e corrente na rede: (a) Fase a; (b) Fase b; (c) Fase c.	75
Figura 5.8 – Cenário 2: Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	75
Figura 5.9 – Sistema para diferentes níveis de radiação solar: Tensão no barramento cc medida (V_{pv}) e irradiância (s).	77
Figura 5.10 – Tensão do barramento (V_{pv}), corrente do painel (I_{pv}), potência de saída do painel (P_{pv}) e irradiância (s), para diferentes níveis de irradiância solar.....	78
Figura 5.11 – Transitório – Degrau de carga: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	79
Figura 5.12 – Cenário 3: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	80
Figura 5.13 – Cenário 3: Tensão e corrente na rede: (a) Fase a; (b) Fase b; (c) Fase c.	80
Figura 5.14 – Cenário 3: Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	81
Figura 5.15 – DHT das correntes nos três cenários.	81
Figura 5.16 – Bancada experimental: vista frontal (a) e vista traseira (b).	83
Figura 5.17 – Simulador de Arranjos Solares (SAS) Keysight E4360.	84
Figura 5.18 – Irradiância = 1000 w/m^2 – Tensão (v_G)(200 v/) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 a/) do sistema.	86
Figura 5.19 – Transitório na conexão do inversor com a rede: Tensão (v_G)(200 v/) e correntes (i_L, i_G, i_F) (20 a/, 20a/, 10a/) do sistema.....	86
Figura 5.20 – Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	87
Figura 5.21 – Tensão (50 v/) e corrente (1 a/) do pv para variação da irradiância. ...	88
Figura 5.22 – Variação da irradiância: tensão no pv (V_{pv})(100 v/), corrente do pv(I_{pv}) (1 a/), corrente na rede (i_G)(10 a/) e corrente do inversor (i_F)(10 a/).	89
Figura 5.23 – Irradiância = 800 w/m^2 – Tensão (v_G)(100 v/) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 a/)do sistema.	89
Figura 5.24 – Irradiância = 800 w/m^2 – Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	90
Figura 5.25 - Irradiância = 500 w/m^2 – Tensão (v_G)(100 v/) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 a/) do sistema.	91
Figura 5.26 – Irradiância = 500 w/m^2 – Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	91

Figura 5.27 – Irradiância = 0 w/m^2 – Tensão (v_G)(200 v/) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 a/) do sistema.....	92
Figura 5.28 – Irradiância = 0 w/m^2 – Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Valores de referência globais das DHT.	39
Tabela 2.2 – Níveis de referência para DHI de tensão.....	40
Tabela 2.3 – Limites para distorção harmônica de corrente.....	41
Tabela 3.1 – Resumo da revisão bibliográfica.....	58
Tabela 5.1 – Parâmetros de simulação.....	70
Tabela 5.2 – Características do gerador fotovoltaico.	71
Tabela 5.3 – Cenário 2: distorção harmônica de corrente medida.	76
Tabela 5.4 – Cenário 2: distorção harmônica de tensão medida.	77
Tabela 5.5 – Potência do conversor.....	82
Tabela 5.6 – Características do PV emulado.	85
Tabela 5.7 – Parâmetros dos testes experimentais.	85
Tabela 5.8 – Parâmetros do SAS para diferentes valores de irradiância.	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ca – Corrente Alternada

cc – Corrente Contínua

CIGRE – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*

CSI – *Current Source Inverter* (Conversor fonte de corrente)

DFT – *Discrete Fourier Transform* (Transformada Discreta de Fourier)

DHI – Distorção Harmônica Individual

DHT – Distorção Harmônica Total

DSP – *Digital Signal Processor*

DVR – *Dynamic Voltage Restorer*

FAP – Filtro Ativo de Potência

FAPP – Filtro Ativo de Potência Paralelo

FERC - *Federal Energy Regulatory Commission*

FFT – *Fast Fourier Transform* (Transformada Rápida de Fourier)

FP – Fator de Potência

FPA – Filtro Passa Altas

FPB – Filtro Passa Baixas

FPP – Filtro Passivo de Potência

GD – Geração Distribuída

IEA - *International Energy Agency*

IEC – International Electrotechnical Commission

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

MCH – Micro Central Hidrelétrica

MPP – *Maximum Power Point* (Ponto de Máxima Potência)

MPPT – *Maximum Power Point Tracking* (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)

MW – MegaWatts

ONS – Operador Nacional do Sistema

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PI – Proporcional Integral

PLL – Phase-Locked Loop

PR – Proporcional Ressonante

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

PWM – Pulse Width Modulation

p.u. – por unidade

P&O – Perturbação e Observação

PV – *PhotoVoltaic* (Fotovoltaico)

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

RDFT – *Recursive Discrete Fourier Transform* (Transformada Discreta de Fourier Recursiva)

SA – Serviço Ancilar

SRF – *Synchronous Reference Frame*

TOSSI – *Third-Order Sinusoidal Signal Integrator*

VSI – *Voltage Source Inverter* (Conversor fonte de tensão)

LISTA DE SÍMBOLOS

C_o : Capacitor do barramento cc.

f_r : Frequência da rede.

f_s : Frequência de chaveamento.

k_{pv}, k_{iv} : Ganho proporcional e integral do controlador PI da tensão.

k_{pi}, k_{ii} : Ganho proporcional e integral do controlador PI da corrente.

$i_{\alpha\beta}$: Correntes nas coordenadas $\alpha\beta$.

v_1 : Componente fundamental da corrente.

i_d^* : Corrente de eixo direto de referência.

i_1^* : Corrente fundamental de referência.

i_{pv}^* : Corrente do painel de referência.

i_c : Corrente de compensação.

i_c^* : Corrente de compensação de referência.

i_{cc} : Corrente de saída do controle de tensão.

i_{dcc} : Componente contínua da corrente de carga.

i_{Fabc} : Corrente na saída do inversor.

i_{Gabc} : Corrente na rede.

i_h : Componente harmônica da corrente.

i_{Labc} : Corrente na carga.

I_{pv} : Corrente injetada pelo PV.

I_{MPP} : Corrente de máxima potência do PV.

I_{sc} : Corrente de curto circuito do PV.

L_f : Filtro Indutivo.

L_g : Indutor na rede.

L_L : Indutor da carga.

\bar{P} : Matriz da Transformada de Park.

$v_{\alpha\beta}$: Tensões nas coordenadas $\alpha\beta$.

v_1 : Componente fundamental da tensão.

V_{cc}^* : Tensão do barramento cc de referência.

v_{cdq} : Tensão de referência para modulação em coordenadas dq .

v_h : Componente harmônica da tensão.

v_{mdq} : Tensão para modulação desacoplada em coordenadas dq .

V_{MPP} : Tensão de máxima potência do PV.

V_{oc} : Tensão de circuito aberto do PV.

V_{pv} : Tensão no barramento cc.

V_{tri} : Pico da onda triangular.

ω : Frequência angular da rede.

θ_{vh} : Ângulo de fase da tensão.

θ_{ik} : Ângulo de fase da corrente.

x_{abc} : Componentes de tensão ou corrente alternada nas fases a, b e c.

$x_{\alpha\beta 0}$: Componentes de tensão ou corrente no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$.

RESUMO

COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS COMO SERVIÇO ANCILAR EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com a crescente integração de geração distribuída na rede, a partir de fontes alternativas principalmente, abriu-se a possibilidade de aproveitar estas fontes no fornecimento outros serviços (serviços ancilares) à rede além de injeção de potência ativa. Neste trabalho é estudada e implementada a utilização de uma fonte de energia alternativa fotovoltaica conectada à rede elétrica, através de um inversor fonte de tensão com modulação por largura de pulso para, além da injeção de potência ativa, controlar as harmônicas de corrente presentes na rede devido a presença de cargas não lineares conectadas no ponto de acoplamento comum. Uma das vantagens da estratégia proposta consiste no fato de que a compensação é realizada sem a necessidade de extração das componentes harmônicas presentes na corrente o que diminui o esforço computacional. Para implementação utiliza-se como variável de controle a corrente medida na rede. O controle baseia-se no balanço de potência na rede e no inversor, e é realizado no referencial síncrono. A validação dos resultados foi realizada através de simulação em ambiente PC utilizando o *software* PSIM e experimental através de uma plataforma implementada no Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia – LOSE. As simulações e os experimentos foram realizados para diversos cenários e os resultados obtidos validam a estratégia de controle utilizada, destacando os benefícios no fornecimento de serviços ancilares na redução das componentes harmônicas presentes na rede.

Descritores: Qualidade de Energia, Geração Distribuída, Compensação de Harmônicos, Serviço Ancilar.

ABSTRACT

HARMONIC COMPENSATION AS ANCILLARY SERVICE IN DISTRIBUTED GENERATION

With the increasing integration of distributed generation in the grid, from alternative sources mainly, it was opened the possibility of using this technology to provide other services (ancillary services) to the grid in addition to active power injection. In this work, the use of an alternative photovoltaic energy source connected to the electric grid through a voltage source inverter with pulse width modulation is studied and implemented, in addition to the active power injection, to attenuate current harmonics present in the grid due to the nonlinear loads connected at the point of common coupling. One of the advantages of the proposed strategy is that the compensation is performed without the need to extract the harmonic components present in the current, which reduces the computational effort. For implementation the measured grid current is used as control variable. The control is based on the power balance in the grid and the inverter, and is carried out in the synchronous reference frame. The validation of the results was performed through simulation in PC environment using the PSIM software and experimental environment, through a platform implemented in the 'Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia' - LOSE. Simulations and experiments were performed for several scenarios and the results obtained validate the control strategy used, highlighting the benefits of providing ancillary services in reducing the harmonic components present in the grid.

Key words: Power Quality, Distributed Generation, Harmonic Compensation, Ancillary Service.

1 INTRODUÇÃO

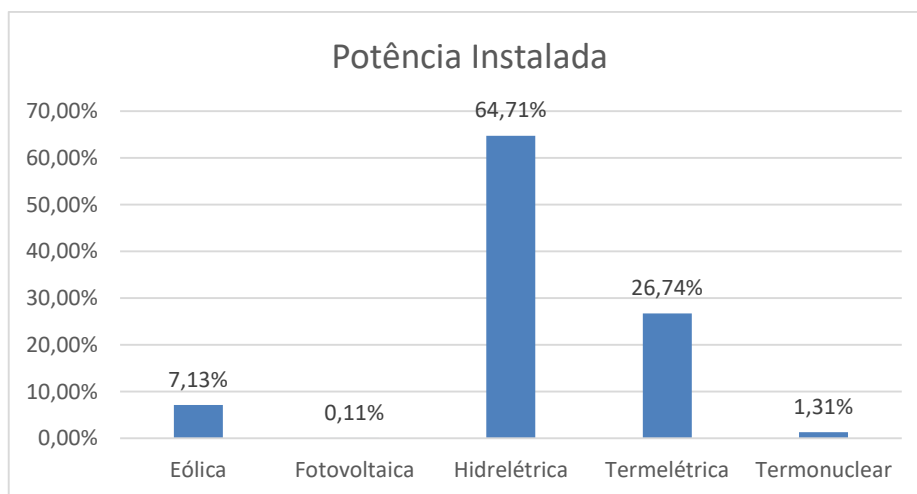
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Desde o início do século XXI, o panorama energético mundial tem mudado de forma mais acentuada, ampliando a necessidade de implantar conceitos de desenvolvimento sustentável. A disponibilidade energética deveria se manter compatível com o acentuado aumento do consumo provocado por um novo ciclo de crescimento econômico. Porém, as fontes tradicionais teriam que ser substituídas por recursos menos agressivos ao meio ambiente. Além disso, os consumidores seriam motivados a substituir fontes energéticas mais poluentes por outras de menor impacto ambiental e a aderir à práticas mais eficientes, por meio das quais seria possível obter o mesmo resultado utilizando menor quantidade de energia (ANEEL, 2008). Nesse contexto, houve um crescimento nos estudos e na utilização de fontes renováveis e alternativas conectadas à rede.

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2017), o Brasil possui no total 153.518,211 MW de potência instalada, dentre os quais aproximadamente 65% corresponde a geração por hidreletricidade. Atualmente, há em operação no Brasil 23,761 MW de potência associada à usinas fotovoltaica. Além disso, prevê-se para os próximos anos uma adição de 2980,0 MW na capacidade de geração fotovoltaica. Na Figura 1.1, é apresentada a quantidade de potência instalada para cada fonte no Brasil em 2017.

Figura 1.1 – Capacidade de Geração do Brasil.



Fonte: (ANEEL, 2017).

Devido ao aumento do consumo de energia elétrica e a preocupação sobre preservação do meio ambiente em âmbito mundial, o uso de fontes renováveis de energia elétrica como alternativa ao uso de combustíveis fósseis, que são mais poluentes e não renováveis, tem-se tornado cada vez mais importante. O aumento no interesse pelas fontes renováveis e alternativas de energia vêm contribuindo para o aumento do uso de geradores distribuídos conectados à rede elétrica. As fontes renováveis de energia, em função da baixa densidade de potência, são melhor adaptadas para a geração distribuída (GD) do que para a geração centralizada (WALTER, 2000).

A GD consiste na instalação de plantas de energia descentralizadas, de pequeno porte até 5 MW, próximas aos usuários, capazes tanto de alimentar as cargas do sistema quanto inserir a energia nesta rede, aliviando a demanda das concessionárias de energia. Com a conexão das fontes distribuídas, as redes de distribuição de energia elétrica estão deixando de ser totalmente passivas, com fluxo de potência unidirecional, e passando a ser ativas, com fluxo bidirecional, em que o consumidor, além de consumir, também gera energia. Ademais, as unidades de GD também podem melhorar a qualidade de energia da rede de distribuição, através de serviço ancilar (SA).

Os SAs são aqueles serviços que complementam os serviços principais. A introdução de GD na rede de distribuição possibilita o fornecimento de SAs para manter a qualidade da energia na rede. Atualmente, os SAs de um sistema de potência são fornecidos e garantidos por grandes geradores síncronos convencionais, normalmente conectados às linhas de transmissão. Isso é feito de forma restrita, mantendo um certo nível de disponibilidades de potência ativa e reativa para quando há uma mudança repentina na demanda. Com as mudanças e novas tendências no setor de energia, e com o aumento da geração de energia por meio de fontes distribuídas, as características dos SAs podem ser melhoradas.

Observando o aumento do consumo de energia por cargas não lineares, como computadores, reatores eletrônicos, televisores, entre outros, cresce a preocupação com a qualidade de energia elétrica na rede. A presença de cargas não lineares conectadas ao ponto de acoplamento comum (PAC) gera correntes harmônicas que, em contato com a impedância de linha da rede, resultam em tensões com distorção harmônica, degradando a qualidade de energia para todos os consumidores

conectados na rede. Existem diversos métodos para reduzir as componentes harmônicas da corrente na rede. Um desses é a utilização de filtros passivos de potência (FPP), os quais são compostos por resistores, indutores e capacitores, criando caminhos de baixa impedância para circulação das correntes harmônicas. Porém com esse tipo de filtro a compensação é realizada para uma frequência fixa, não podendo existir variação de carga no sistema. Outro método consiste na utilização de filtros ativos de potência (FAP), os quais geram correntes harmônicas por meio de uma técnica de controle aplicada aos conversores, de modo a compensar as componentes harmônicas das correntes que circulam pela rede quando somadas à corrente drenada pela carga, resultando em uma corrente senoidal (AKAGI, 2005).

Considerando a crescente inserção de geradores distribuídos na rede e visando a melhoria da qualidade de energia elétrica do sistema, diferentes trabalhos como (BELAID, FATHI, *et al.*, 2015), (CHILLIPI, SAYARI, *et al.*, 2016), (LI e HE, 2014) entre outros, têm utilizado o conversor da GD, não somente para injetar potência ativa e reativa, mas também como um FAP, fornecendo um SA melhorado no que concerne a compensação das componentes harmônicas da rede. Desta forma, neste trabalho é estudado a utilização de um inversor fonte de tensão com modulação por largura de pulso para, além da injeção de potência ativa, atenuar as harmônicas de corrente presentes na rede devido à cargas não lineares conectadas no PAC da unidade de GD, utilizando como referência para controle a corrente medida na rede.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Estudar e implementar a conexão à rede de distribuição de um sistema de GD por meio de um conversor trifásico, no qual além de injeção de potência ativa fornece SA de compensação de harmônicos de corrente, utilizando como referência para controle a corrente medida na rede.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Definir a melhor estratégia de controle de potência do sistema de GD;

- Definir a melhor estratégia de controle de compensação de harmônicos em geradores distribuídos;
- Avaliar o gerenciamento de energia do sistema de GD fornecendo SA;
- Desenvolver plataforma de testes, contemplando todas as etapas de um sistema fotovoltaico de geração de energia com SA de compensação de harmônicos no Laboratório de Otimização de Sistemas Elétricos (LOSE);

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está estruturado da seguinte forma:

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica sobre geração distribuída, serviço ancilar, além dos parâmetros de qualidade de energia e problemas associados e compensação de harmônicos.

No Capítulo 3, é realizada uma revisão bibliográfica a respeito dos métodos de detecção de harmônicos e serviços ancilares oferecidos por geradores distribuídos.

No Capítulo 4, é apresentada a estratégia de controle utilizada.

No Capítulo 5, são apresentados os resultados de simulação e experimentais obtidos do sistema de geração distribuída fornecendo serviço ancilar.

No Capítulo 6, é apresentada uma conclusão geral, comentários e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados conceitos sobre GD e uma breve descrição de sistemas fotovoltaicos e técnicas de rastreamento de máxima potência. E conceitos de SA, com uma abordagem sobre qualidade de energia, normas relacionadas à distorção harmônica, métodos de compensação de harmônicos com filtros ativos.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O setor energético influencia praticamente todos os aspectos de vida humana, abrangendo todos os setores importantes como a saúde, comércio, alimentação, indústria e entretenimento. Sendo de grande importância para a sobrevivência do planeta, a busca por soluções futuras para uma produção de energia de forma limpa, sustentável e de recursos inesgotáveis. Esta busca tornou-se uma das prioridades nas pesquisas dentro do setor de geração de energia. Dentre as fontes renováveis, destacam-se a produção de energia elétrica proveniente do sol, através dos painéis fotovoltaicos, e do vento, através dos geradores eólicos (SCHONARDIE, 2011).

No Brasil a matriz energética é constituída predominantemente de hidroeletricidade, com mais de 70% de participação na energia gerada em 2014 (ONS, 2014). A GD é uma modalidade de geração que pode ser caracterizada pelo uso de geradores de pequena e média potências instalados próximos aos locais de consumo. O aumento do interesse pelas fontes renováveis de energia elétrica vem contribuindo para o aumento do uso de geradores distribuídos conectadas à rede elétrica.

A GD é um conceito que ainda não está completamente definido, existindo inúmeras definições, entre estas, a de que a GD é a produção de energia em pequena escala, com unidades localizadas próximas aos centros consumidores, podendo estar ou não interligadas à rede elétrica (MATOS e CATALÃO, 2013).

Uma definição do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) é que o termo GD seja usado para designar fontes de geração de eletricidade suficientemente menores que plantas de geração centralizadas de tal forma a permitir a interconexão delas em quase qualquer ponto do sistema elétrico. O CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) por outro lado, define a GD como todas as unidades geradoras com uma capacidade máxima de 50 MW à 100 MW, que

normalmente são conectadas à rede de distribuição. A Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* (IEA)) trata a GD como unidades que produzem energia nas localidades do próprio consumo e/ou dentro de unidades de distribuição locais e fornecendo energia diretamente à rede de distribuição local.

De acordo com a ANEEL no Módulo 1 do PRODIST, GD é definida como:

“Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (Operador Nacional do Sistema).”

No presente trabalho utiliza-se a definição de GD conforme apresentado pela ANEEL.

O interesse pela GD vem aumentando nos últimos anos. A IEA lista cinco fatores principais para esse interesse: desenvolvimento de tecnologias de GD, restrições na construção de novas linhas de transmissão, aumento da segurança e confiabilidade do fornecimento de energia no sistema, visto que o fornecimento de energia poderá contar com a geração centralizada e distribuída, o processo de liberalização de mercados de eletricidade e preocupação com as mudanças climáticas.

A maior parte dos benefícios da utilização da GD nas redes de distribuição possuem implicações técnicas e econômicas, que estão inter-relacionadas. Segundo (CHIRADEJA e RAMAKUMAR, 2004) alguns destes benefícios são:

- Redução de perdas nas linhas;
- Melhoria no perfil de tensão;
- Redução na emissão de poluentes;
- Aumento na eficiência energética;
- Confiabilidade e segurança do sistema melhorada;
- Melhoria na qualidade de energia;
- Alívio na capacidade de geração, transmissão e distribuição, por ser localizada próxima aos pontos de consumo.

Embora a GD beneficie em muitos aspectos a rede elétrica, é necessário levar em consideração alguns aspectos intrínsecos à sua utilização. Com relação à qualidade de energia, a GD pode tanto contribuir quanto deteriorar. Alguns problemas com relação à qualidade de energia são (PEPPERMANS, DRIESEN, *et al.*, 2005):

- Frequência: os desequilíbrios entre a energia que é demandada e a que é produzida têm como efeito desvios na frequência nominal da rede.
- Nível de Tensão: a instalação de unidades de GD altera o perfil de tensão da rede de distribuição, provocadas por variações no fluxo de potência;
- Fluxo de Potência: a rede elétrica tradicional foi projetada para operar com um fluxo de potência unidirecional. Assim, a conexão de GD à rede elétrica pode provocar o mau funcionamento dos circuitos de proteção, uma vez que não estão preparados para esta situação;
- Proteção: grande parte da rede de distribuição está configurada segundo a forma radial e com proteções adequadas somente a fluxos de potência unidirecionais;
- Potência Reativa: algumas instalações de GD usam geradores de indução gaiola de esquilo, não produzindo desta forma energia reativa para a rede;
- Condicionamento de Potência: algumas tecnologias de GD, como fotovoltaica, produzem corrente contínua. Logo, essas unidades devem ser conectadas à rede por meio de inversores, o que pode contribuir para injeção de harmônicas indesejadas na rede.

Os avanços tecnológicos realizados nos últimos anos permitiram o aumento das opções de tecnologias disponíveis para aplicações de GD. As principais tecnologias que podem ser utilizadas atualmente nas aplicações de GD são (CHAVES, 2009):

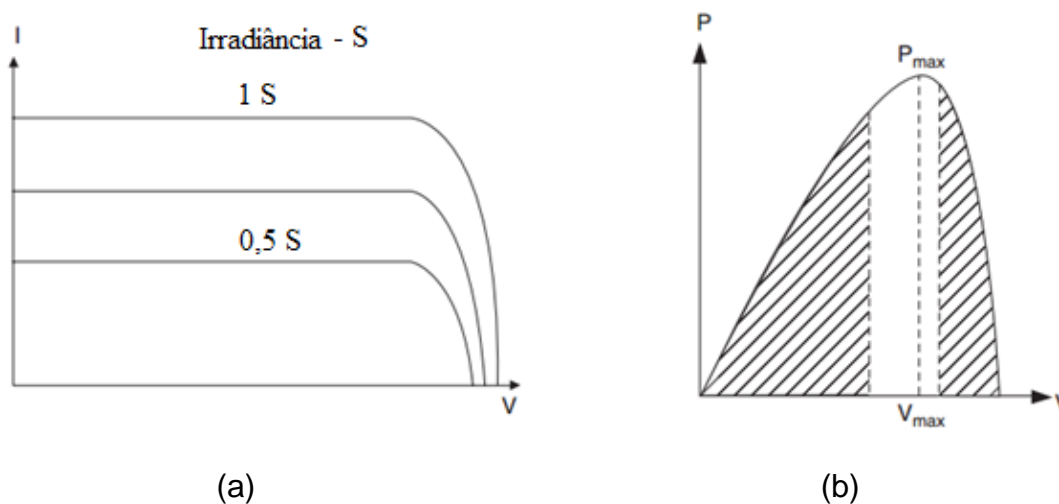
- Solar (fotovoltaica);
- Eólica;
- Turbinas a gás convencionais, meio porte;
- Microturbinas a gás convencionais, pequeno porte;
- Turbinas de vapor;
- Ciclos combinados;
- Pequenas e Micro Centrais Hidrelétricas (PCH/MCH);
- Células combustíveis.

2.1.1 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são sistemas construídos a partir de painéis fotovoltaicos acrescidos de conversores eletrônicos e/ou outros elementos necessários para o aproveitamento da energia fotovoltaica. O painel fotovoltaico (*PhotoVoltaic (PV)*) é o conjunto formado pela união de vários módulos unidos em série ou em paralelo, conforme a necessidade de potência desejada. Módulos esses formados da união de várias células fotovoltaicas, que são responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica através do efeito conhecido como Efeito Fotovoltaico (PATEL, 2006).

Dependendo das condições climáticas (irradiação solar e temperatura), os dispositivos fotovoltaicos apresentam comportamentos variados do ponto de vista elétrico. Contudo, para uma dada condição de operação, as curvas de corrente \times tensão ($I \times V$) e potência \times tensão ($P \times V$) exibem um comportamento típico, como pode ser observado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Curvas $I \times V$ (a) e $P \times V$ (b) de uma célula fotovoltaica para uma condição climática, evidenciando a existência de um ponto de potência máxima.



Fonte: Adaptada de (PATEL, 2006).

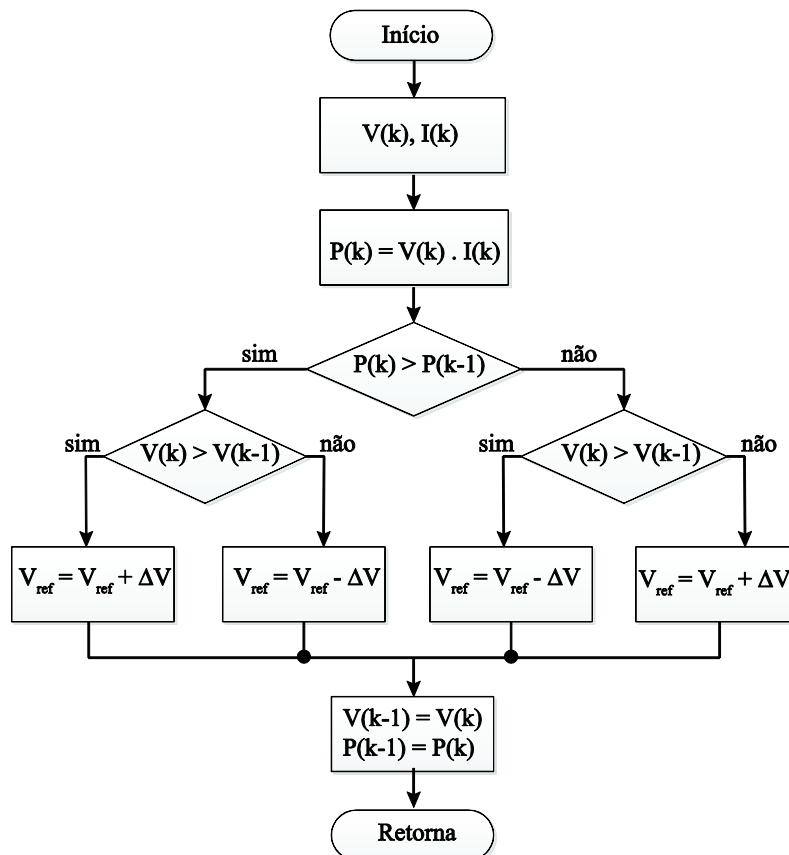
Conforme ilustrado na Figura 2.1 (b), há um único ponto no qual a potência de saída do painel é máxima, (*Maximum Power Point (MPP)*), e associado a este ponto define-se a tensão e corrente de máxima potência (V_{MPP} e I_{MPP}). O rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking (MPPT)*) é uma função necessária em conversores eletrônicos para sistemas fotovoltaicos.

Esse sistema é responsável por fazer a extração da máxima potência instantânea dos painéis solares, ajustando o ponto de operação do sistema às diferentes condições de operação ao longo do dia.

São propostos na literatura diversos métodos para realização do rastreamento de máxima potência, dentre os quais, os mais utilizados são: Perturbação e Observação (P&O), Fração na Tensão de Circuito Aberto, Fração na Corrente de Curto Circuito e Condutância Incremental (T. ESRAM e P. L. CHAPMAN, 2007).

Comparativamente aos demais, o algoritmo de P&O é um método de MPPT de simples compreensão, de fácil implementação e boa eficiência nos sistemas de geração solar fotovoltaico. O princípio deste método está em produzir perturbações na tensão ou corrente do PV e observar a potência resultante. Se a potência aumentou, continua-se perturbando no mesmo sentido na próxima execução do algoritmo. Se a potência diminuiu, na próxima execução perturba-se no sentido oposto. Dessa forma, o algoritmo de P&O faz com que a referência fique variando em valores próximos ao MPP, de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Fluxograma do algoritmo de P&O.



Fonte: Própria.

Alguns métodos mais sofisticados baseiam-se no mesmo princípio empregado no método de P&O. O método *Hill Climbing* é uma modificação no P&O convencional, na qual a perturbação passa a ser inserida no ciclo de trabalho do conversor que está conectado ao módulo PV (M. C. CAVALCANTI, K. C. OLIVEIRA, *et al.*, 2007).

O método da fração de tensão de circuito aberto consiste em fixar a tensão do painel fotovoltaico em um valor calculado a partir da tensão de circuito aberto medida (V_{oc}). A relação entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto pode ser dada por (2. 1):

$$V_{MPP} \approx k_{c1} \cdot V_{oc} \quad (2. 1)$$

onde, k_{c1} é uma constante de proporcionalidade que depende das características do dispositivo fotovoltaico. Como k_{c1} depende das características do PV, seu valor correto deve ser determinado empiricamente, o que torna este método de MPPT pouco geral (T. ESRAM e P. L. CHAPMAN, 2007).

O método da fração de corrente de curto circuito é similar ao anterior. A corrente de referência pode ser aproximada por uma fração da corrente de curto circuito, como a relação entre elas, sob condições atmosféricas variáveis, é aproximadamente linear (SANDALI, OUKHOYA e CHERITI, 2014)(2. 2):

$$I_{MPP} \approx k_{c2} \cdot I_{sc} \quad (2. 2)$$

Entretanto, uma grande dificuldade para a utilização desse método é a necessidade de provocar o curto circuito no arranjo. E o valor de k_{c2} não é constante e pode variar em função das condições de operação do arranjo fotovoltaico, sobretudo na presença de sombras parciais (T. ESRAM e P. L. CHAPMAN, 2007).

O método da condutância incremental, apresentado na Figura 2.3, se baseia no princípio de que o valor da derivada da curva P – V é zero no MPP, positiva se o valor da derivada estiver à esquerda do MPP e negativa caso esteja à direita (2. 3) (M. C. CAVALCANTI, K. C. OLIVEIRA, *et al.*, 2007) (T. ESRAM e P. L. CHAPMAN, 2007):

$$\begin{aligned} dP/dV &= 0, \text{ no MPP} \\ dP/dV &> 0, \text{ à esquerda do MPP} \\ dP/dV &< 0, \text{ à direita do MPP} \end{aligned} \quad (2. 3)$$

Sabendo que:

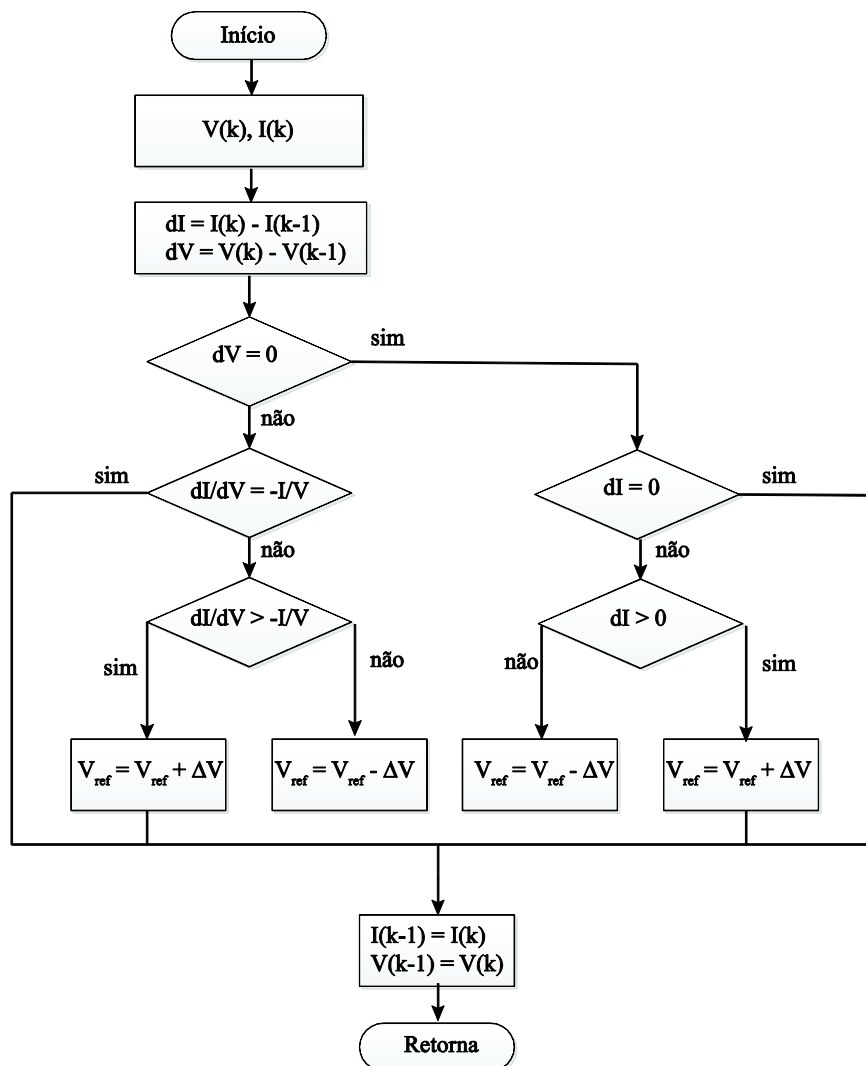
$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (2.4)$$

Então,

$$\begin{aligned} \Delta I / \Delta V &= -I / V, \text{ no MPP} \\ \Delta I / \Delta V &> -I / V, \text{ à esquerda do MPP} \\ \Delta I / \Delta V &< -I / V, \text{ à direita do MPP} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Com base nos resultados destas comparações o algoritmo decide entre incremento, decremento ou permanência da referência (Figura 2.3).

Figura 2.3 – Fluxograma do algoritmo de condutância incremental.



Fonte: Própria.

Este método é semelhante ao P&O, porém exige um maior esforço computacional devido aos cálculos numéricos envolvidos.

2.2 SERVIÇOS ANCILARES

A confiabilidade e segurança dos sistemas elétricos de potência usualmente necessitam de SA, como suporte de potência reativa, qualidade de energia, reservas, balanceamento de energia e regulação de frequência. De acordo com a ANEEL, SA são aqueles serviços que complementam os serviços principais, (INEE, 2006), sendo os serviços principais, na segmentação brasileira, caracterizados pela geração, transmissão, distribuição e comercialização. Para a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), SA são considerados os serviços necessários para dar suporte a transmissão de potência do vendedor para o consumidor, tendo em vista as obrigações das áreas de controle e os serviços de transmissão dentro dessas áreas de controle, para manter operações confiáveis do sistema interligado de transmissão.

Os SA fornecidos com geração incluem seguimento de carga, regulação reativa de tensão de alimentação, serviços de proteção do sistema, serviço de compensação de perdas, controle do sistema, serviços de despacho de carga e serviços de qualidade de energia.

O fornecimento de SA em GD pode ser realizado utilizando os conversores que alguns tipos de fontes de GD utilizam para conectar-se à rede. O fornecimento de SA com GD pode aliviar em grande medida as demandas de sistemas elétricos. Alguns dos SA que a GD pode fornecer são listados abaixo (CHAVES, 2009):

- Controle de tensão;
- Regulação da frequência;
- Seguimento da carga;
- Reserva rápida;
- Reserva suplementária;
- Serviço de restabelecimento ou “*backup*”;
- Compensação de harmônicos;
- Estabilidade da rede;
- Suporte de potência na ponta de curva de demanda (*Peak Shaving*).

Sistemas de GD equipados com inversor podem ser utilizados para suavizar problemas de qualidade de energia presentes na rede. Utilizando um controle independente das componentes ativa e reativa da potência injetada na rede, o gerador

pode ser configurado para comportar-se como um dos seguintes condicionadores ativos de potência (JOOS, OOI, *et al.*, 2000):

- Função STATCOM: potência reativa é injetada na rede para regular a tensão no PAC. Potência reativa pode ser controlada para regular o fator de potência (FP) da planta e pode ser usada para mitigar flutuações de tensão;
- Função DVR (*Dynamic Voltage Restorer*): Um enrolamento em série, associado com um inversor alimentado pelo barramento cc, podem ser incluídos na instalação para injetar tensões necessárias para dar suporte à rede no PAC durante elevações e afundamentos de tensão;
- Função FAP: Podem ser adicionados controles de harmônicas, de modo que componentes harmônicas de corrente em oposição de fase com as harmônicas produzidas pelas cargas sejam injetadas no sistema. Essas componentes harmônicas cancelam as harmônicas da carga tornando a corrente da rede próxima da senoidal.

2.2.1 Problemas Associados à Qualidade de Energia

Com o avanço da eletrônica de potência e da utilização cada vez maior de chaves estáticas, foi possível utilizar a energia de forma mais eficiente. Porém, a presença desses dispositivos eletrônicos na rede elétrica, com características não lineares, causa a distorção da forma de onda da tensão da rede elétrica, introduzindo perturbações muito significativas à qualidade da energia. A qualidade de energia elétrica (QEE) está relacionada com a ausência de qualquer problema de energia manifestado em desvios de tensão, corrente ou frequência que resulte em falha ou mau funcionamento do equipamento (DUGAN, MCGRANAGHAN, *et al.*, 2003). Ainda segundo (FARIA, 2009), o problema da QEE pode ser definido como qualquer problema de energia apresentado na tensão, corrente ou alteração da frequência que resulte em falha ou má operação de equipamentos dos consumidores ou concessionária. Esse problema está associado a uma série de fenômenos que influenciam a energia que chega aos equipamentos e às instalações elétricas.

Dentre os distúrbios de QEE, podem-se destacar (DUGAN, MCGRANAGHAN, *et al.*, 2003): transitórios, variações de tensão de longa duração,

variações de tensão de curta duração, desbalanço de tensão, distorção da forma de onda, flutuação de tensão e variação da frequência.

O transitório descreve um evento súbito e de natureza de curta duração. Os transitórios são variações muito rápidas no valor da tensão e com amplitudes que podem atingir valores da ordem das centenas aos milhares de Volts.

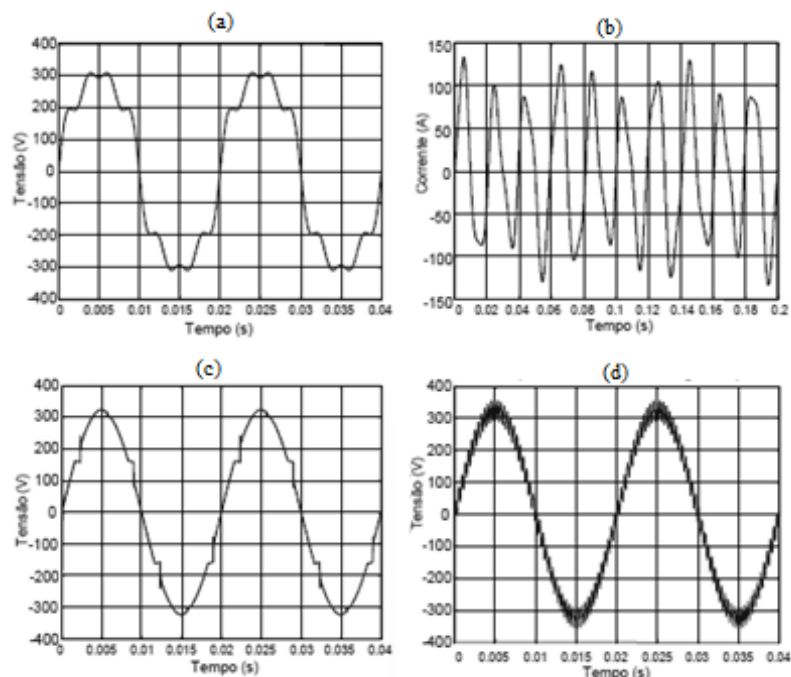
As variações de tensão de longa duração englobam os desvios que ocorrem no valor eficaz da tensão por mais de um minuto. Essas variações podem ser do tipo subtensão, sobretensão ou interrupção sustentada.

As variações de tensão de curta duração englobam os desvios que ocorrem no valor eficaz da tensão por até um minuto. Essas variações são causadas por faltas no sistema de potência e acionamento de grandes cargas, as quais requerem altas correntes de partida. Dependendo da localização da falta e as condições do sistema, as variações de tensão podem ser divididas em três tipos: interrupções de curta duração, afundamentos de tensão e elevações de tensão.

A distorção da forma de onda é definida como um desvio em regime permanente com relação a uma forma de onda pura. Há cinco tipos primários de distorção da forma de onda (DUGAN, MCGRANAGHAN, *et al.*, 2003):

- O nível cc corresponde a um nível contínuo na forma de onda da tensão.
- As harmônicas representam uma componente adicional ao sinal, de frequência múltipla da componente fundamental. As componentes harmônicas causam distorções na forma de onda da corrente e quanto menor sua frequência, maior será a distorção provocada (SILVA, 2010) (Figura 2.4 - a);
- As interharmônicas são correntes ou tensões com componentes de frequências que não são múltiplos inteiros da fundamental (Figura 2.4 - b);
- Cunha de tensão (*notching*) é um distúrbio de tensão periódico causado pela operação normal de dispositivos de potência eletrônicos quando a corrente é comutada de uma fase para outra (Figura 2.4 - c); e,
- Ruído são sinais elétricos indesejados com amplo conteúdo harmônico sobrepostos à tensão ou corrente do sistema de potência (Figura 2.4 - d).

Figura 2.4 – Distorções da forma de onda. (a) Harmônicas, (b) Inter-harmônicas, (c) Cunha de tensão, (d) Ruído.



Fonte: Adaptado de (AFONSO e MARTINS, 2004).

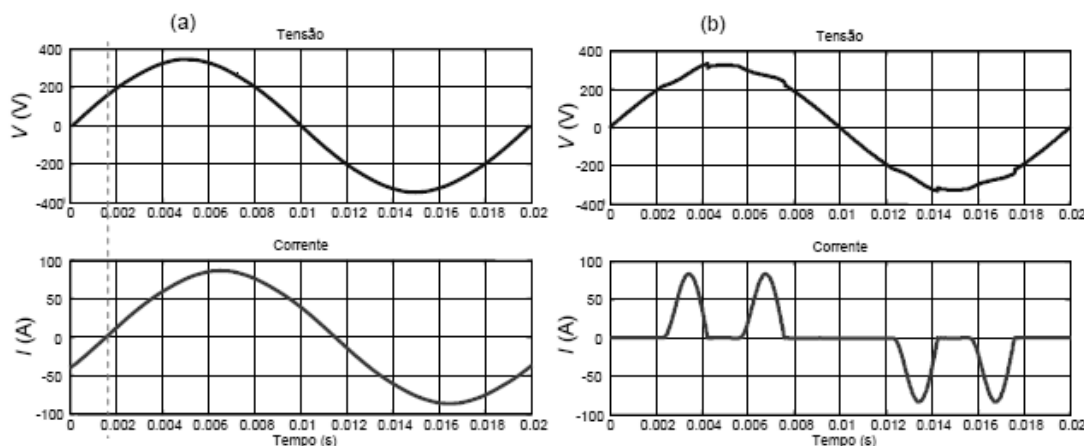
Outro problema de QEE é a flutuação de tensão, que são variações sistemáticas da envoltória da tensão ou uma série de alterações randômicas na tensão, cuja magnitude normalmente não excede a faixa de 0,9 a 1,1 p.u..

Com relação à frequência, a variação de frequência corresponde ao desvio da frequência fundamental do sistema de potência do seu valor nominal especificado.

Dentre as principais categorias de distúrbios descritas anteriormente que degradam a QEE será dado ênfase às harmônicas, devido às cargas não lineares, visto que esse problema é o que mais contribui para a distorção das formas de onda senoidais da tensão e, principalmente, da corrente.

A Figura 2.5 apresenta as formas de onda de tensão e corrente em uma das fases de uma carga trifásica. Observa-se que a corrente não linear da carga está longe de ser senoidal e como consequência a tensão de alimentação fica distorcida.

Figura 2.5 – Tensão e corrente com carga linear (a) e não linear (b).



Fonte: (AFONSO e MARTINS, 2004).

O problema de QEE associado a harmônicos vem sendo detectado desde a década de 1920 (HARMONICS, 1983). No início, a principal fonte de harmônicos eram os transformadores devido à saturação do núcleo magnético, o que ocasionava aquecimento em máquinas síncronas e de indução, interferência telefônica e falha em capacitores de potência. Atualmente, as principais fontes de harmônicos são: dispositivos semicondutores, dispositivos de acionamento de máquinas, fornos a arco, lâmpadas fluorescentes entre outros (MATIAS, 2007).

A presença de harmônicos nas linhas de distribuição de energia elétrica origina problemas em equipamentos e componentes do sistema elétrico, tais como (HENDERSON e ROSE, 1994):

- Aumento das perdas, saturação, ressonâncias, vibrações nos enrolamentos e redução da vida útil de transformadores;
- Aquecimento e redução da vida útil das máquinas elétricas rotativas;
- Disparo indevido dos semicondutores de potência em retificadores controlados e reguladores de tensão;
- Problemas na operação de relés de proteção, disjuntores e fusíveis;
- Aumento nas perdas dos condutores elétricos;
- Aumento considerável na dissipação térmica dos capacitores, levando à deterioração do dielétrico;
- Redução da vida útil das lâmpadas e flutuação da intensidade luminosa;
- Erros nos medidores de energia elétrica e instrumentos de medição;

- Interferência eletromagnética com equipamentos de comunicação;
- Mau funcionamento ou falhas de operação em equipamentos eletrônicos ligados à rede elétrica.

Uma forma de apresentar as harmônicas é através do conteúdo da tensão e corrente. De acordo com (MATIAS, 2007), pode-se reescrever a expressão da potência instântanea, considerando o conteúdo harmônico da tensão e corrente:

$$p(t) = v(t)i(t) \quad (2.6)$$

$$v(t) = \sum_1^{\infty} v_h = v_1(t) + \sum_{h \neq 1}^{\infty} v_h(t) \quad (2.7)$$

$$i(t) = \sum_1^{\infty} i_h = i_1(t) + \sum_{h \neq 1}^{\infty} i_h(t) \quad (2.8)$$

onde, $h = 1$ é a componente fundamental.

Substituindo(2.7) e (2.8) em (2.6), tem-se:

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} v_h i_k \cos(\theta_{vh} - \theta_{ik}) \quad (2.9)$$

onde, θ_{vh} é a fase de v_h e θ_{ik} é a fase de i_k .

Para avaliar a distorção causada pela presença de conteúdo harmônico, pode-se utilizar a taxa de Distorção Harmônica Total (DHT):

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \quad (2.10)$$

A DHT reflete o nível de conteúdo harmônicos em relação à componente fundamental. Para um bom funcionamento dos sistemas elétricos é necessário que este índice esteja dentro de limites toleráveis às normas que regem sobre a presença de harmônicos nas formas de onda de tensão e corrente, como os limites apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.3.

A avaliação da distorção de uma componente de frequência, pode ser obtida pela Distorção Harmônica Individual (DHI), a qual é calculada pela equação (2.11).

$$DTI_h\% = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100 \quad (2.11)$$

2.2.1.1 Normas Associadas à Distorções Harmônicas

As normas internacionais que determinam os limites dos distúrbios eletromagnéticos causados por harmônicas na corrente são a IEC 61000-3-2, a IEC 61000-3-4 e o IEEE 519 – 1992.

No Brasil ainda não há uma norma com caráter de lei que obrigue os consumidores à correção das formas de onda de corrente e de tensão no ponto de entrega de energia. A ANEEL definiu alguns procedimentos relativos à QEE no âmbito nacional no documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). O módulo oito deste documento estabelece os conceitos e parâmetros para indicadores de QEE, além de estabelecer métodos para aferição dos parâmetros estabelecidos. Estes valores propostos pela ANEEL estão baseados na norma IEEE 519-1992.

A Tabela 2.1 apresenta os valores de referência estabelecidos pela ANEEL para as distorções harmônicas totais da tensão.

Tabela 2.1 – Valores de referência globais das DHT.

Tensão Nominal do Barramento	DHT da Tensão (%)
$V_N \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	8
$69 \text{ kV} < V_N \leq 230 \text{ kV}$	5

Fonte: (ANEEL, 2017).

E na Tabela 2.2 estão apresentados os valores que devem ser obedecidos para taxas de DHI.

Tabela 2.2 – Níveis de referência para DHI de tensão.

Ordem Harmônica		Distorção Harmônica Individual da Tensão (%)			
		$V_N \leq 1\text{kV}$	$1\text{kV} < V_N \leq 13,8\text{kV}$	$13,8\text{kV} < V_N \leq 69\text{kV}$	$69\text{kV} < V_N \leq 230\text{kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

Fonte: (IEEE-519, 2014).

Em sistemas cuja tensão no PAC é entre 120 a 69 kV, a IEEE-519 estabelece limites para distorção harmônica da corrente. Na qual, a corrente de curto circuito no PAC (I_{cc}) é calculada a partir dos valores de tensão eficaz fundamental e da impedância de linha da rede elétrica. Então, com base na relação entre a corrente de curto circuito e a corrente na carga (I_L), pode-se analisar os limites de distorção da corrente conforme Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Limites para distorção harmônica de corrente.

Máxima Distorção de Corrente em percentual de I_L				
Harmônicas Individuais de Ordem Ímpar				
I_{cc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	DHT
< 20	4	2	1,5	5
20 < 50	7	3,5	2,5	8
50 < 100	10	4,5	4	12
100 < 1000	12	5,5	5	15
> 1000	15	7	6	20

Fonte: (IEEE-519, 2014).

2.2.2 Compensação de Harmônicos

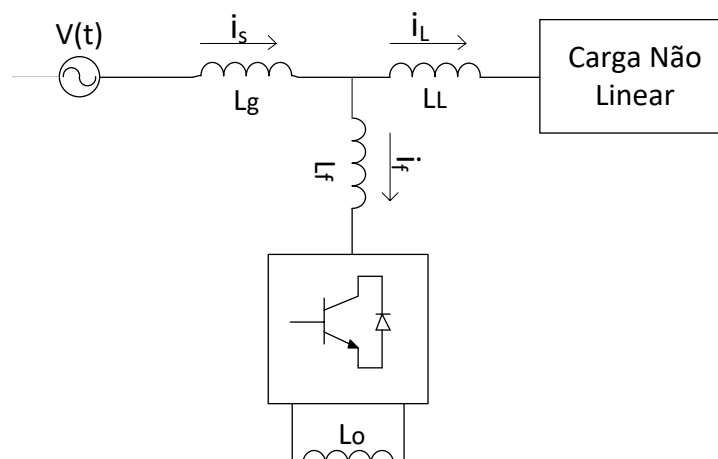
O uso de FAP é uma alternativa à utilização de filtros passivos para a redução de componentes harmônicas. FAP são compostos por conversores estáticos cuja ação de controle visa suprimir harmônicos de corrente e/ou tensão presentes no circuito onde os mesmos estão instalados. Por operarem geralmente em malha fechada, conseguem se autorregular as condições dinâmicas observadas nas redes de distribuição (GEHRKE, 2010).

A filtragem ativa consiste em medir as correntes harmônicas de uma ou mais fases da rede e gerar ativamente um espectro com correntes harmônicas em oposição de fase em relação àquelas medidas. Assim as harmônicas originadas normalmente por cargas não lineares são canceladas. A filtragem ativa difere da passiva, a qual utiliza capacitores e/ou indutores para cancelamento de harmônicas específicas (BIANCHIN, DEMONTI e OMORI, 2008).

São utilizadas normalmente, duas estruturas em FAP, sendo elas inversor fonte de corrente (*Current Source Inverter (CSI)*) e inversor fonte de tensão (*Voltage Source Inverter (VSI)*).

Na Figura 2.6 é apresentado o CSI, que se comporta como uma fonte de corrente não senoidal para eliminar o efeito do conteúdo harmônico da corrente de carga não linear no PAC.

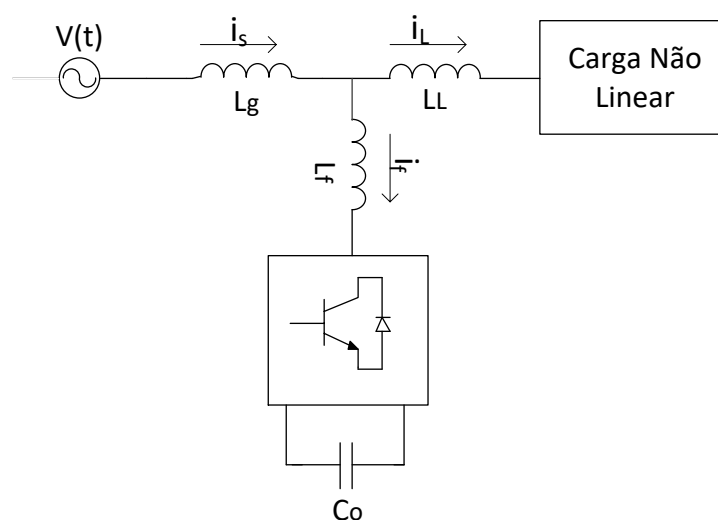
Figura 2.6 – Filtro ativo com estrutura CSI.



Fonte: Própria.

O conversor VSI, Figura 2.7, possui um barramento de tensão contínua com um capacitor, no qual essa tensão é mantida constante fornecendo para a rede no PAC a corrente necessária para compensar o conteúdo harmônico da carga não linear, onde para tal é necessário que o valor médio da tensão no barramento de corrente contínua (cc) deve ser maior que a tensão de pico da rede. O VSI tornou-se dominante, por ser mais leve, devido a não utilização de indutores no barramento cc, e mais barato que os conversores CSI (SINGH, AL-HADDAD e CHANDRA, 1999).

Figura 2.7 – Filtro ativo com estrutura VSI.



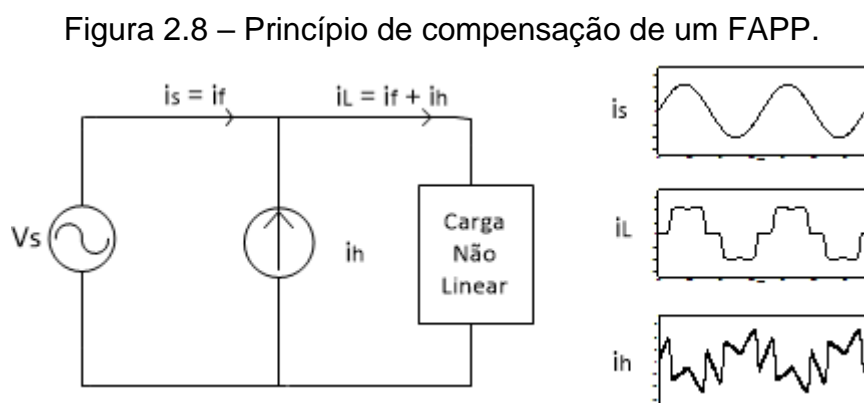
Fonte: Própria.

O filtro ativo de potência paralelo (FAPP) é conectado em paralelo com a rede elétrica, eliminando o conteúdo harmônico das correntes. É utilizado principalmente

para compensação de componentes harmônicos de corrente gerados por cargas não lineares (AKAGI, 1996). Sua função é injetar no ponto de acoplamento (PAC) com o sistema, correntes de compensação que atenuem os componentes harmônicos gerados pela carga de maneira que a rede elétrica se comporte como estivesse alimentando uma carga resistiva sem distorção na forma de onda de corrente.

O FAPP tem como objetivo eliminar o conteúdo harmônico da corrente da carga e compensar potência reativa caso necessário. A Figura 2.8 apresenta o princípio de compensação de um FAPP.

A corrente da carga (i_L) é composta por duas componentes, sendo a primeira a componente fundamental (i_f), e a segunda como sendo a parcela harmônica (i_h). Em um sistema ideal, a fonte de alimentação deveria fornecer somente a parcela ativa da potência da carga, portanto a corrente da fonte (i_s) deveria ser igual a componente fundamental da carga (i_f). Para que isso ocorra, o FAPP trabalha como uma fonte de corrente não senoidal fornecendo para a carga não linear a parcela harmônica e reativa da corrente da carga (MALVEZZI, 2014).



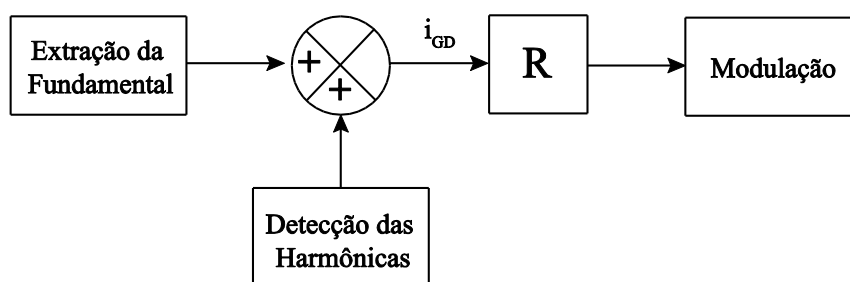
Fonte: Própria.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A implementação do SA de compensação de harmônicos no sistema de GD é usualmente realizada obtendo-se as componentes fundamental e harmônicas para o controle. Como o objetivo é injetar no PAC uma corrente distorcida, com os harmônicos em oposição de fase àquela que circula na rede e uma parcela devido a potência ativa gerada pelo gerador, são realizados procedimentos para detecção dessas componentes harmônicas, para gerar a corrente de referência do conversor operando como FAP. Essa corrente é então utilizada para regulação do conversor, de modo a gerar os sinais para as chaves, conforme diagrama de blocos apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Diagrama de controle genérico para GD com SA.



Fonte: Própria.

A extração das harmônicas pode ser realizada pela corrente ou tensão. E a detecção das componentes harmônicas pode ser realizada no domínio do tempo ou da frequência.

3.1 MÉTODOS DE DETECÇÃO DAS HARMÔNICAS

O método de detecção de harmônica é a parte do controle do FAPP que possui a capacidade de determinar atributos específicos das harmônicas, como frequência, amplitude, fase, duração, potência de um sinal de entrada (sendo este de tensão ou corrente) através de um algoritmo matemático (ASIMINOAEI, BLAABJERG e HANSEN, 2007).

A detecção e controle das harmônicas pode ser realizada no domínio do tempo ou no domínio da frequência.

3.1.1 Detecção no Domínio da Frequência

Os métodos de detecção no domínio da frequência são identificados principalmente pela análise de Fourier, reorganizados para oferecer um resultado o mais rápido possível com um número reduzido de operações, de modo a possibilitar uma implementação em tempo real com um processador digital.

Os métodos utilizados para detecção e controle são: a Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform (DFT)*), Transformada Rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform (FFT)*), a Transformada Discreta de Fourier Recursiva (*Recursive Discrete Fourier Transform (RDFT)*) (ASIMINOAEI, BLAABJERG e HANSEN, 2007).

A DFT corresponde a uma transformação matemática para sinais discretos, que fornece informações de amplitude e fase da harmônica selecionada. A FFT segue a mesma representação da DFT, mas com um número menor de operações. E a RDFT também segue o mesmo princípio da DFT, mas calculada em uma janela deslizante.

Nestes métodos deve ser feita uma sincronização entre a frequência de amostragem e a frequência fundamental. Tais métodos possuem a desvantagem de exigir um grande esforço computacional e, em condições transientes, apresentar resultados sem precisão e possuir uma resposta lenta.

3.1.2 Detecção no Domínio do Tempo

Os métodos de detecção no domínio do tempo são mais rápidos e exigem menos esforço computacional do que os métodos no domínio da frequência. Há uma variedade de métodos de controle e detecção no domínio do tempo, dentre eles têm-se a teoria da potência instantânea (AKAGI, KANAZAWA e NABAE, 1984), o método da referência síncrona dq (BHATTACHARYA e ET AL, 1996), o método dq harmônico (BHATTACHARYA e ET AL, 1998), e o método de controle pelo barramento cc (WU e JOU, 1996).

A teoria da potência instantânea, também conhecida como método pq , foi introduzida para aplicações em filtros ativos para sistemas trifásicos a 3 fios por (AKAGI, KANAZAWA e NABAE, 1984). Nesse método a distorção harmônica é determinada através do cálculo da potência instantânea no sistema trifásico, a qual é

determinada pela multiplicação dos valores instantâneos das correntes e tensões. Para isso, as tensões e correntes são transformadas para as coordenadas $\alpha\beta$, por meio da Transformada de Clarke (3.1).

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Então, a potência ativa e reativa instantânea são calculadas através das variáveis da tensão e da corrente em $\alpha\beta$.

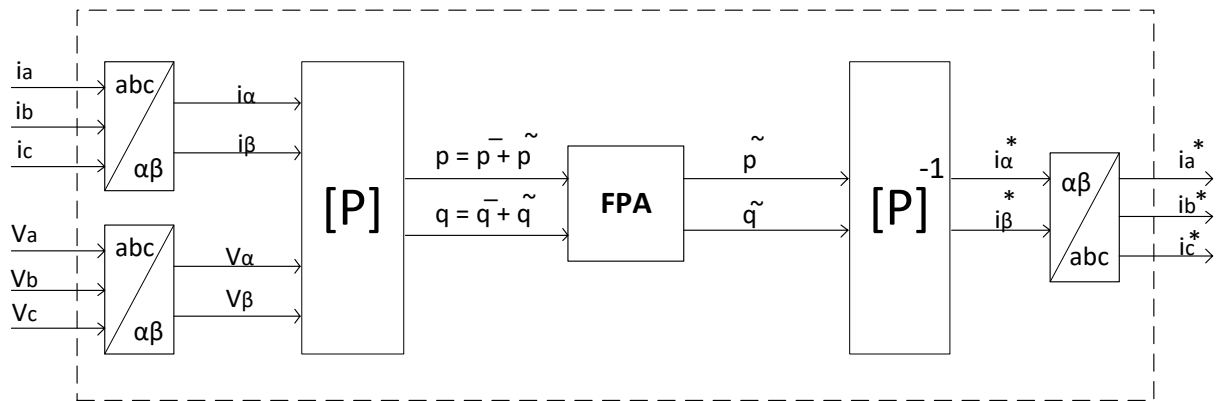
$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = [P] \quad (3.2)$$

Essas potências são compostas por um valor cc (p^- e q^-), resultante das componentes fundamentais da tensão e corrente e um valor ca (p^+ e q^+), resultante das harmônicas. As componentes harmônicas de pq são extraídas usando-se filtros passa altas (FPA). As correntes de compensação de referência são calculadas utilizando (3.3), e realizada a transformada das coordenadas $\alpha\beta$ para abc , de modo a obter as componentes de referência no referencial trifásico (3.4) (AKAGI, KANAZAWA e NABAE, 1984).

$$\begin{bmatrix} i_\alpha^* \\ i_\beta^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p^- \\ q^- \end{bmatrix} = [P]^{-1} \quad (3.3)$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Figura 3.2 – Diagrama do princípio da teoria pq .



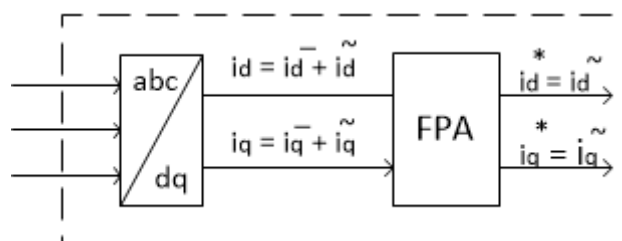
Fonte: (AKAGI, KANAZAWA e NABAE, 1984).

No método da referência síncrona dq , as correntes de carga são obtidas em coordenadas abc por meio de sensores de corrente, e transformadas para coordenadas dq por meio da Transformada de Park (3.5).

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

O referencial dq rotaciona com uma velocidade angular da frequência fundamental, logo, nesse método a componente fundamental é transformada em um valor cc e as componentes harmônicas em um valor ca. Assim, a detecção das harmônicas é feita por um FPA. Para utilizar esse método, é necessário um *phase locked loop* (PLL) para a obtenção do ângulo da transformação dq com a velocidade angular na frequência da fundamental.

Figura 3.3 – Método da referência síncrona dq .

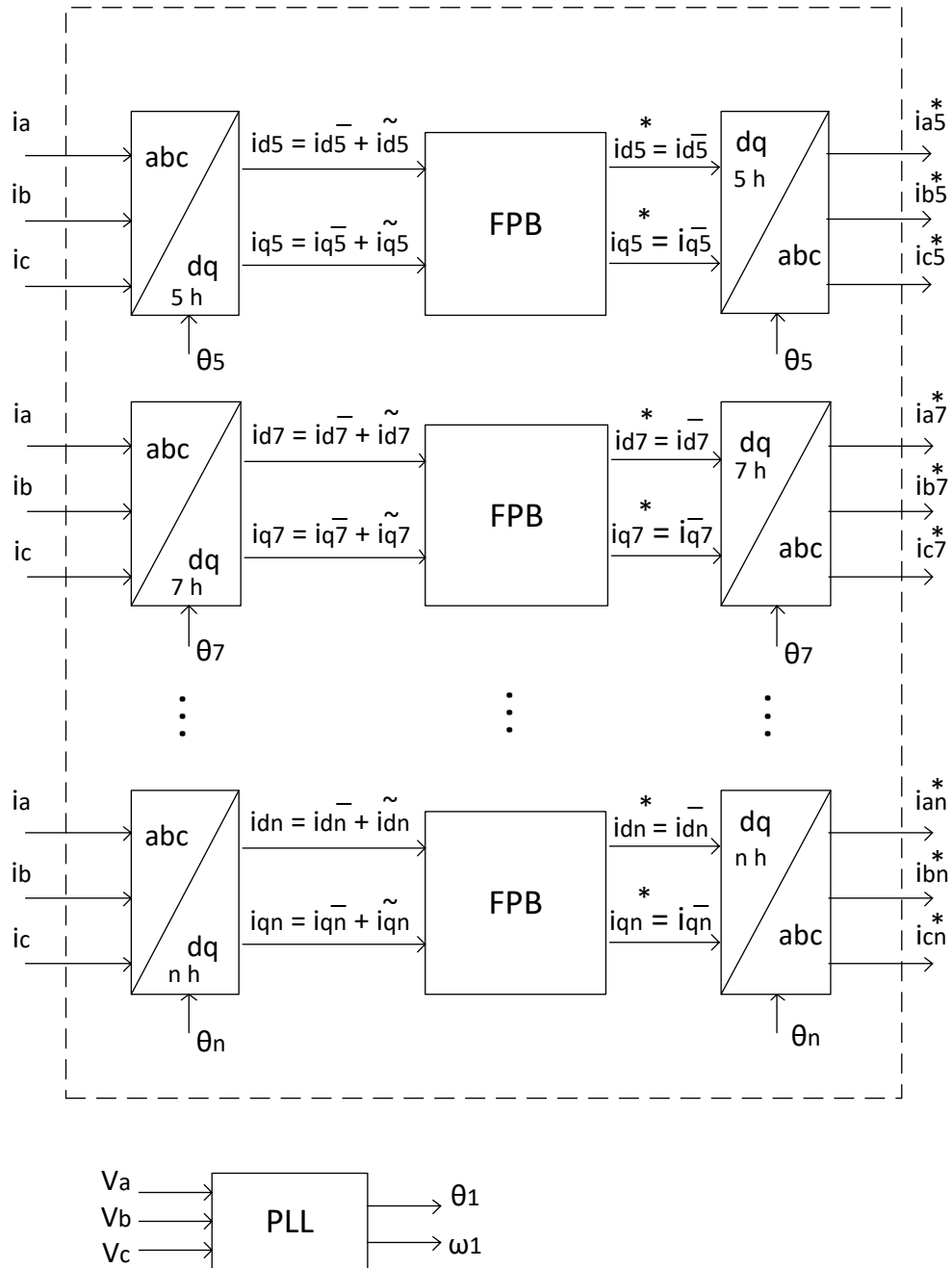


Fonte: (AKAGI, KANAZAWA e NABAE, 1984).

O método da referência síncrona dq , também pode ser utilizado para seleção das harmônicas (Figura 3.4). Neste caso, o referencial dq rotaciona com velocidade angular da harmônica selecionada. Assim, na harmônica selecionada, apenas a

respectiva harmônica é um sinal cc e todas as demais frequências, incluindo a fundamental, são componentes ca (ASIMINOAEI, BLAABJERG e HANSEN, 2007). A detecção das harmônicas selecionadas é realizada com filtro passa-baixa (FPB).

Figura 3.4 – Diagrama de blocos do método dq harmônico.



Fonte: (AKAGI, KANAZAWA e NABAE, 1984).

Além dos já citados, podem ser utilizados integradores generalizados, que são projetados para uma dada frequência, e podem ser utilizados para criar controladores equivalentes a controladores proporcional integral (PI) para sinais alternados. Uma

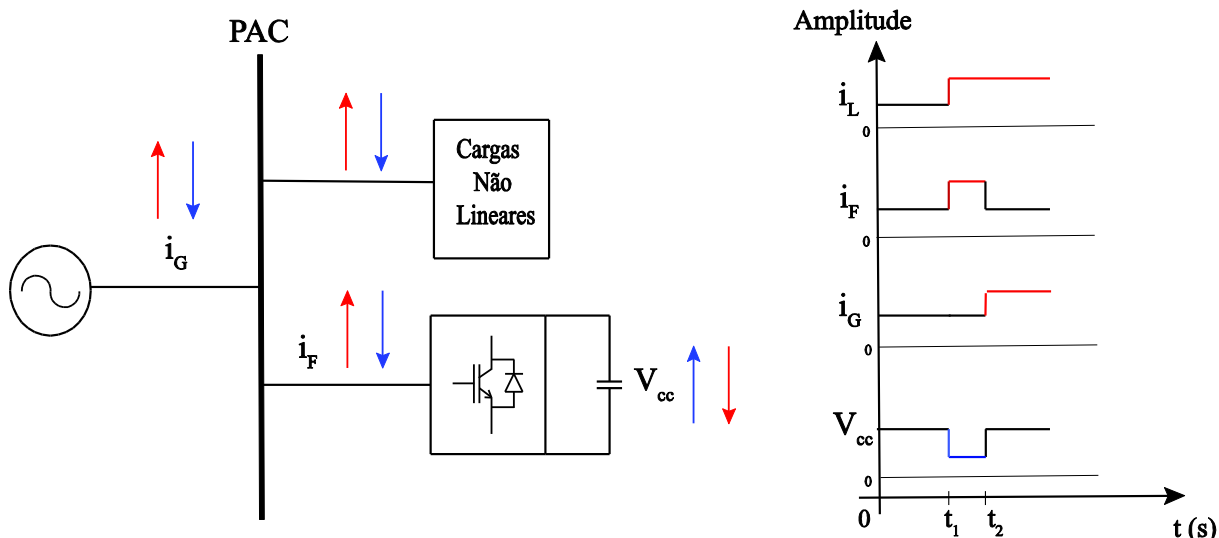
limitação do controlador PI clássico em coordenadas dq projetado para sinais cc é que esse possui uma capacidade de rastreamento limitada para sinais ca gerando erros em estado estacionário. O integrador generalizado deriva a integração no domínio do tempo, obtendo uma função de transferência de segunda ordem no domínio de Laplace o que ocasiona em ganho infinito e deslocamento de fase nulo na frequência de ressonância selecionada. O método não requer PLL, reduzindo portanto, o esforço computacional. Essa abordagem de detecção de harmônicos levou a um número de diferentes implementações desde compensação de harmônica individual em (NEWMAN, ZMOOD e HOLMES, 2002) e (MATTAVELLI, 2001), como uma abordagem em banda larga, como filtros passa faixa, passa altas ou passa baixas. (YUAN, MERK, *et al.*, 2002) e (ALLMELING, 2004).

Os autores (WU e JOU, 1996) propuseram um método de compensação de harmônicos sem a extração das componentes harmônicas. Neste método, a referência é obtida diretamente através da tensão do capacitor do barramento cc, a qual gerencia o fluxo de potência entre rede, conversor e carga. Para o controle da corrente do filtro ativo somente corrente da rede é utilizada.

Neste método, a magnitude da corrente depende do fluxo de potência da rede, do conversor e da carga. Se houver um desbalanço de potência, como um transitório causado por uma variação da carga, o capacitor deve fornecer a diferença de potência entre a rede e a carga.

Se a potência fornecida pela rede for menor que a demandada pela carga, a corrente injetada irá aumentar e a tensão média no capacitor deve diminuir até que a corrente na rede aumente para aumentar a potência fornecida pela rede, até estabilizar. Por outro lado, caso a potência fornecida pela rede seja maior que a demandada pela carga, a corrente injetada pelo filtro irá diminuir e a tensão média no capacitor irá aumentar, até a corrente na rede diminuir, conforme apresentado na Figura 3.5.

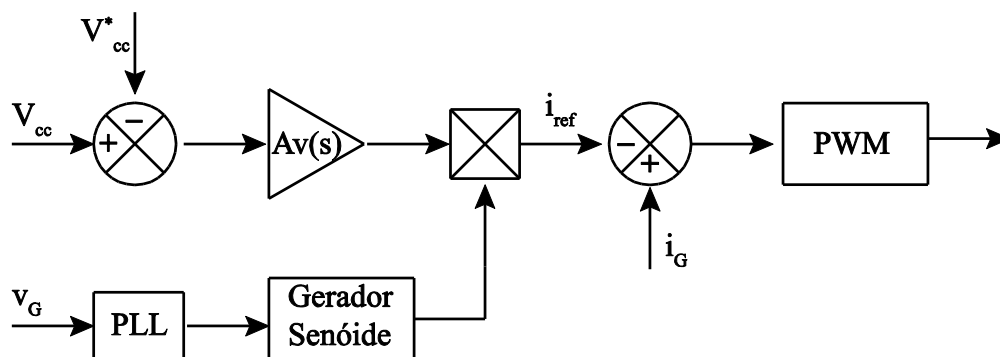
Figura 3.5 – Fluxo de potência no FAP no método proposto por (WU e JOU, 1996).



Fonte: Própria.

A tensão média no capacitor deve fornecer a informação do fluxo de potência, e o controle da amplitude da corrente na rede pode ser obtido através de regulação de tensão (Figura 3.6).

Figura 3.6 – Método de Compensação proposto por (WU e JOU, 1996).



Fonte: Traduzido de (WANG, LIU, *et al.*, 2006).

Por não haver necessidade de se realizar a detecção de harmônicos, o desempenho dinâmico do FAP com o método proposto por (WU e JOU, 1996) apresenta um menor esforço computacional que os anteriores, e para variação de carga o FAP atuará rapidamente para corrigir as harmônicas de corrente.

3.2 GD COM COMPENSAÇÃO DE HARMÔNICOS

Em (CAMPANHOL, SILVA, *et al.*, 2013) foi analisado a conexão à rede de um PV através de um inversor monofásico, o qual oferecia, além da injeção de potência

ativa, a compensação de reativos e supressão de correntes harmônicas oriundas de cargas não lineares. Através de uma estratégia de MPPT e do controle de tensão, obtiveram a parcela fundamental da corrente de referência do filtro (i_{cc}). Já, para a extração dos harmônicos utilizaram-se de medições na corrente na carga utilizando-se de métodos no domínio do tempo. Operando no referencial síncrono, através da transformada $abc-dq$, as parcelas harmônicas da corrente podem ser representadas por parcelas alternadas, enquanto a parcela fundamental pode ser representada por uma grandeza contínua, com base nisso, utilizaram-se de um filtro passa baixas para isolar a componente contínua (i_{dcc}).

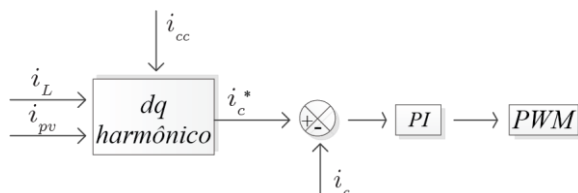
Assim, a corrente fundamental de referência (i_1^*) era obtida por meio da adição da componente i_{dcc} com a componente fundamental obtida do controle de tensão (i_{cc}), e então subtraída da corrente de referência do painel (i_{pv}^*). Então, a corrente de compensação de referência foi obtida pela diferença entre a corrente medida na carga e a corrente fundamental de referência ($i_c^* = i_L - i_1^*$). Finalmente, a corrente de compensação de referência era comparada com a corrente medida na saída do filtro (i_c), e o sinal de erro passa por um regulador de corrente para gerar os sinais modulantes para as chaves.

O sistema apresentado por (CAMPANHOL, SILVA, *et al.*, 2013) é eficaz na operação do inversor como FAP, utilizando para obtenção da parcela fundamental a corrente do painel juntamente com a corrente resultante do controle do barramento cc, porém possui a desvantagem de necessitar de sensores na carga e no filtro.

No artigo de (BELAID, FATHI, *et al.*, 2015) os autores também realizaram a compensação de harmônicos, utilizando para a conexão do PV com a rede um inversor trifásico. Assim como (CAMPANHOL, SILVA, *et al.*, 2013), utilizaram como sinais de entrada, as correntes na carga para gerar a corrente de referência para o filtro, realizando a extração das harmônicas no referencial síncrono dq , porém diferentemente de (CAMPANHOL, SILVA, *et al.*, 2013), utilizaram um filtro passa altas para isolar a parcela alternada da componente de eixo direto. Adicionaram a componente de saída do controle do barramento cc, e por meio da Transformada inversa de Park, obtiveram as correntes de referência no sistema abc . Essas correntes foram comparadas com as correntes de saída do inversor, e os sinais de erro passaram por controladores por histerese, do qual obtiam-se os comandos para as

chaves. O método utilizado é de simples implementação, mas apesar de eficaz, necessita de sensores de corrente na carga e no filtro.

Figura 3.7 – Estratégia de controle utilizada por (CAMPANHOL, SILVA, *et al.*, 2013) e (BELAID, FATHI, *et al.*, 2015).

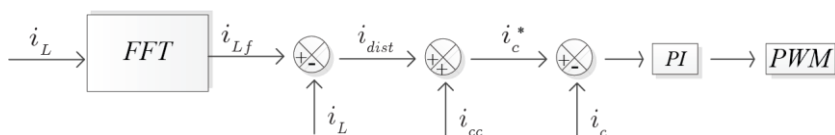


Fonte: Própria.

Em (KHOMSI , BOUZID e JELASSI, 2016) foi utilizado para conexão de um PV na rede um conversor de duplo estágio, composto por um estágio elevador cc/cc e um estágio cc/ca composto por um inversor trifásico para melhoria da qualidade de energia na rede. Para tal, utilizou-se como sinais de entrada a corrente de carga e a extração dos harmônicos foi feita no domínio da frequência, através da transformada rápida de Fourier (FFT).

A técnica utilizada baseou-se na utilização da FFT e de um PLL para determinar o ângulo e magnitude da corrente de carga de cada fase na frequência fundamental da rede. Após realizada a FFT, as magnitudes e os ângulos de fase determinados através do PLL são utilizados para computar a componente fundamental. Com isso, subtraindo-a da corrente na carga, obtiveram a corrente distorcida de referência (Figura 3.8).

Figura 3.8 – Estratégia de Controle utilizada por (KHOMSI , BOUZID e JELASSI, 2016).



Fonte: Própria.

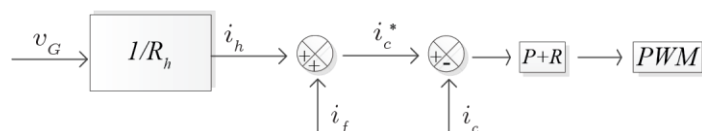
Já a componente fundamental a ser injetada na rede foi obtida através do controle de tensão do barramento cc. Então, a corrente de referência do filtro, composta da componente fundamental e da corrente distorcida de referência, foi comparada com a corrente injetada pelo filtro e o sinal de erro é a entrada para um controlador PI que irá originar os sinais para as chaves do inversor. Este método utiliza para detecção das harmônicas uma estratégia no domínio da frequência, que

conforme apresentado na seção 3.1.2, é mais lento e exige maior esforço computacional que estratégias no domínio do tempo.

Em (SHIVA e VIJAYAKUMAR, 2015) foi proposto operar o inversor conectado a um gerador fotovoltaico como filtro ativo resistivo, realizando a extração dos harmônicos a partir da tensão na rede.

Os harmônicos são detectados da tensão no PAC, então utilizando a resistência virtual, calculou-se a corrente harmônica de referência a partir da tensão harmônica. Então a corrente de saída do gerador é controlada com uma malha de controle dupla, contendo uma malha externa na qual a corrente de referência do gerador distribuído, composta pela corrente harmônica de referência e a referência fundamental, obtida pelo controle do barramento cc, é comparada com a corrente do inversor lida, e uma malha interna responsável pelo controle da corrente do filtro indutivo, utilizando para ambas malhas controladores Proporcional + Ressonante (PR). Por realizar a detecção dos harmônicos a partir da tensão no PAC, é necessário utilizar sensores na tensão no PAC e na corrente injetada.

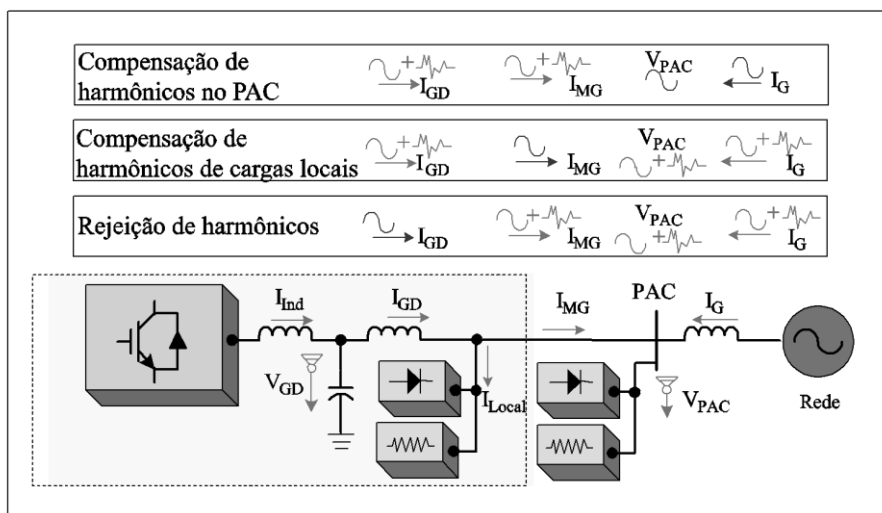
Figura 3.9 – Estratégia de controle utilizada por (SHIVA e VIJAYAKUMAR, 2015).



Fonte: Própria.

Em (LI e HE, 2014) os autores realizaram um estudo sobre os métodos de compensação de harmônicos em diferentes sistemas de controle com GD. Em seu trabalho separou-se os métodos de acordo com três objetivos: 1) compensação das harmônicas de tensão no PAC, 2) Compensação de harmônicas da corrente de carga local, e 3) Rejeição de harmônicos. Para implementação do controle, os autores trabalharam com dois modos: método de controle de corrente e o método de controle de tensão.

Figura 3.10 – Compensação de harmônicos utilizando unidades de GD.



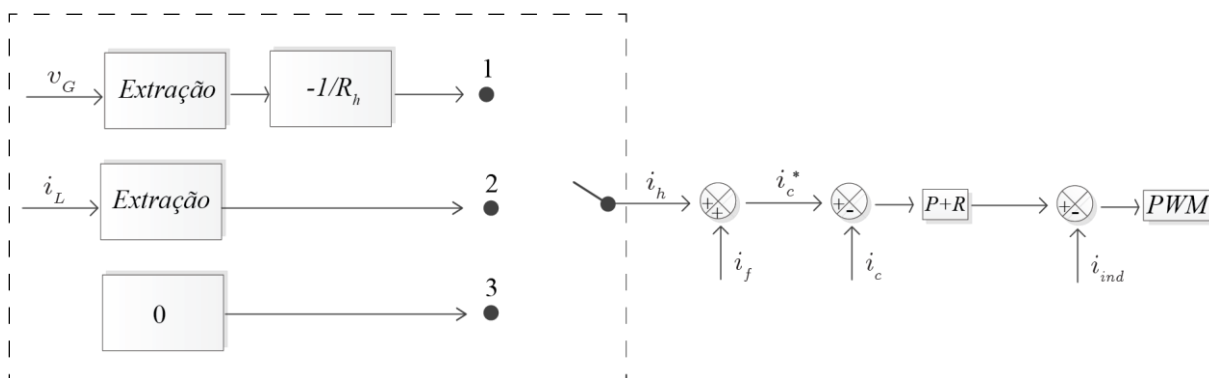
Fonte: Traduzido de (LI e HE, 2014).

No método de controle de corrente, a corrente do inversor é controlada de acordo com a potência de referência. Para o primeiro objetivo, pretende-se manter a tensão no PAC senoidal, minimizando os harmônicos de tensão, para isso a corrente do inversor é controlada de forma que a rede forneça uma corrente senoidal, compensando as harmônicas existentes no PAC. Para isso, utilizou-se o conceito de filtro ativo resistivo para geração da corrente harmônica de referência, no qual a unidade de geração funciona como um pequeno resistor de amortecimento nas frequências harmônicas selecionadas. A corrente de referência do inversor era então composta pela parcela fundamental obtida através do controle de potência ativa e reativa e a parcela harmônica.

Já quando o objetivo é a compensação de harmônicas de cargas locais, realizou-se a medição e detecção das componentes harmônicas das cargas locais para composição da corrente de referência do inversor juntamente com a componente fundamental obtida pelo controle de potência. E no modo de rejeição, a referência é composta apenas da componente fundamental de acordo com a potência de referência.

Para os três objetivos, após a geração das correntes de referência, os autores realizaram a comparação entre a corrente de referência e a corrente medida do inversor, e o sinal de erro foi entrada para um controlador PR.

Figura 3.11 – Estratégia de controle abordada em (LI e HE, 2014).



Fonte: Própria.

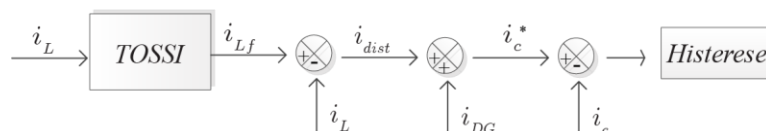
No método de controle da tensão, o controle por *droop* pode ser usado para obtenção da tensão de referência instantânea. Para a compensação de harmônicos de tensão no PAC, a tensão de referência é composta da parcela fundamental obtida por controle por *droop*, e a parcela harmônica por meio da extração das harmônicas da tensão no PAC. Então a tensão de referência é comparada com a tensão do inversor e o sinal de erro passa por controladores PR, que irão gerar as correntes de referência que comparada com o inversor, irá originar as tensões de referência para modulação. Para compensação de harmônicas devido às cargas locais é necessário adicionar um controle interno da corrente harmônica da carga. No modo de rejeição, a tensão de referência é composta pelas componentes fundamental e harmônicas da tensão no PAC, como resultado a corrente do inversor será controlada para ser senoidal, fazendo a unidade de GD se comportar como um conversor controlado por corrente sem compensação.

Para a compensação de harmônicas no PAC, o controle por tensão é mais sensível a variações na impedância do alimentador, devido à impedância virtual utilizada no método estar relacionada com a impedância existente da unidade de GD. Para compensação de cargas locais, o método de controle por corrente é de mais fácil implementação.

Para compensação de harmônicas provenientes de cargas não lineares, (CHILLIPI, SAYARI, *et al.*, 2016) detectaram os sinais da corrente de carga, e utilizaram esses sinais como entrada para estimação das correntes de referência da unidade de GD. Operando no referencial $\alpha\beta$, utilizaram um filtro baseado em TOSSI (*Third-Order Sinusoidal Signal Integrator*), no qual extraiu-se a componente fundamental utilizada para geração da corrente de referência. O sinal de erro entre as

correntes de referências e as correntes do inversor, em coordenadas abc , são as entradas para controladores por histerese, cujas saídas originam os sinais para as chaves do inversor. Neste trabalho foi utilizado um controle por histerese que apesar de vantagem como a sua robustez é limitado pela frequência de chaveamento.

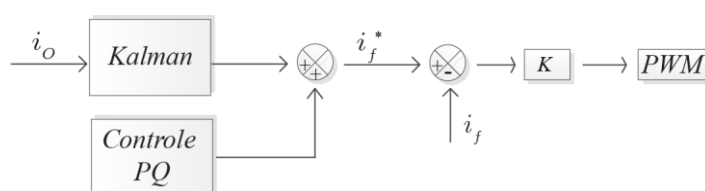
Figura 3.12 – Estratégia de controle utilizada por (CHILLIPI, SAYARI, *et al.*, 2016).



Fonte: Própria.

Em (PRODANOVIC, DE BRABANDERE, *et al.*, 2007) foi realizado o fornecimento de SA de compensação de reativos e harmônicas utilizando um inversor trifásico conectado à rede através de um filtro LC. Seu controle baseou-se na detecção dos componentes harmônicos da tensão e correntes na saída do filtro. Para a geração da corrente de referência, a parcela fundamental era obtida através de um controle de potência ativa e reativa. Enquanto a parcela harmônica era obtida através de observadores baseados em filtros de Kalman. O erro entre a corrente de referência e a corrente medida na saída do inversor, era sinal de entrada para um controlador proporcional de alto ganho, e então a saída do controlador é aplicada ao inversor por meio da modulação PWM.

Figura 3.13 – Estratégia de controle utilizada em (PRODANOVIC, DE BRABANDERE, *et al.*, 2007).



Fonte: Própria.

A Tabela 3.1 resume algumas diferenças nos trabalhos abordados.

Tabela 3.1 – Resumo da revisão bibliográfica.

Trabalho	Método para Detecção das Harmônicas	Sensores/Quantidade
(CAMPANHOL, SILVA, <i>et al.</i> , 2013)	SRF	Corrente na carga Corrente do inversor / 2
(BELAID, FATHI, <i>et al.</i> , 2015)	SRF	Corrente na carga Corrente do inversor / 2
(KHOMSI , BOUZID e JELASSI, 2016)	FFT	Corrente na carga Corrente do inversor / 2
(SHIVA e VIJAYAKUMAR, 2015)	-	Tensão no PAC Corrente do inversor / 2
(LI e HE, 2014)	-	Tensão no PAC ou corrente na carga Corrente do inversor / 2
(CHILLIPI, SAYARI, <i>et al.</i> , 2016)	TOSSI	Corrente na carga Corrente do inversor / 2
(PRODANOVIC, DE BRABANDERE, <i>et al.</i> , 2007)	Filtros de Kalman	Tensão e corrente no filtro Corrente do inversor / 2

Fonte: Própria.

Neste capítulo foram apresentadas algumas técnicas de detecção de harmônicos e de controle de unidades de GD com fornecimento de SA de compensação de harmônicos. Neste trabalho para o controle utiliza-se como ideia base a estratégia utilizada por (WU e JOU, 1996), aplicada ao sistema trifásico, não necessitando assim de realizar a detecção dos harmônicos, utilizando as correntes na rede para controle, e assim necessitando de um menor número de sensores comparativamente aos demais trabalhos abordados, pois necessita-se apenas de sensores de corrente na rede. Porém, possuindo como desvantagem um tempo de resposta pouco mais lento a variações da carga, se comparado a utilizar como variável de controle a corrente na própria carga.

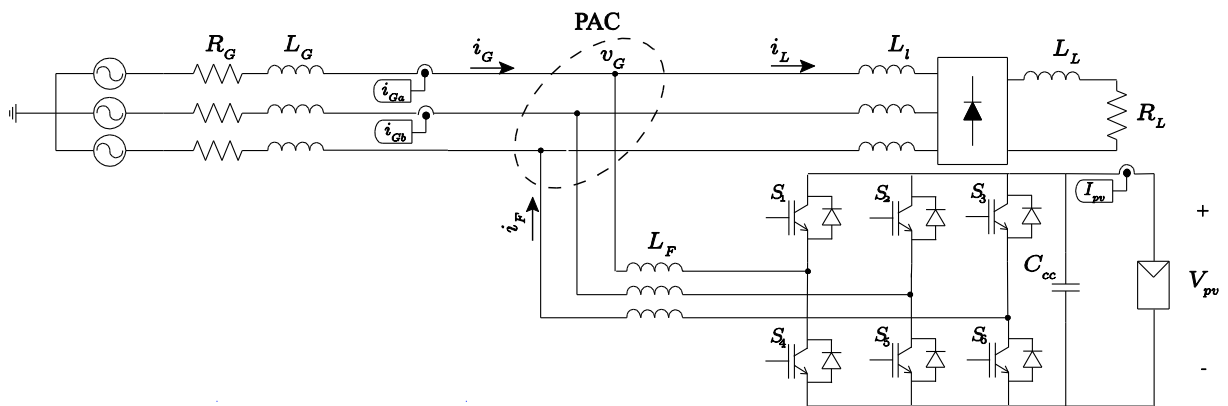
4 SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM SERVIÇO ANCILAR

4 SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COMO SERVIÇO ANCILAR

Neste capítulo é apresentada a estratégia de controle utilizada para o sistema de GD com SA, detalhando-se os controles de tensão e corrente utilizados.

Na Figura 4.1 está apresentado o sistema completo utilizado neste trabalho, no qual utiliza-se como unidade de GD um painel fotovoltaico conectado à rede através de um conversor cc/ca trifásico e como carga não linear conectada ao PAC, retificador não controlado alimentando carga RL.

Figura 4.1 – Sistema de geração distribuída conectada à rede através de um inversor trifásico.



Fonte: Própria.

A implementação da estratégia de controle é realizada no referencial síncrono. Para tal, utiliza-se a Transformada de Park, essa transformada é uma transformação de sinais no domínio do tempo de três fases a partir de um sistema de coordenadas abc para um sistema de coordenadas rotacionais ($dq0$), cuja matriz de transformação foi apresentada em (3.5).

Então, as tensões e correntes no referencial síncrono podem ser escritas como:

$$v_{dq0} = \bar{P} \cdot v_{abc} \quad (4.1)$$

$$i_{dq0} = \bar{P} \cdot i_{abc} \quad (4.2)$$

onde \bar{P} corresponde à matriz de transformação apresentada em (3.5).

Em um sistema equilibrado as componentes homopolares são nulas, então a equação (4.3) pode ser representada por (4.4):

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = \bar{P} \cdot \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

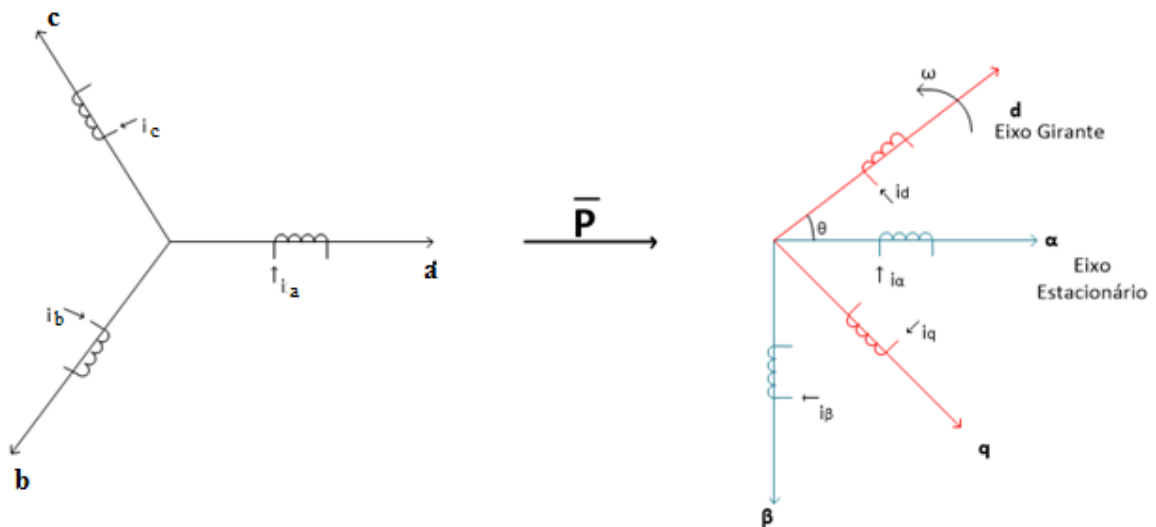
$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

onde θ é obtido através de um bloco PLL, como o proposto por (KARIMI-GHARTEMANI e IRAVANI, 2002).

Podendo a variável u_{dq} representar tensão ou corrente.

Na Figura 4.2 é apresentada a representação vetorial dos componentes de fase (tensão ou corrente) do sistema.

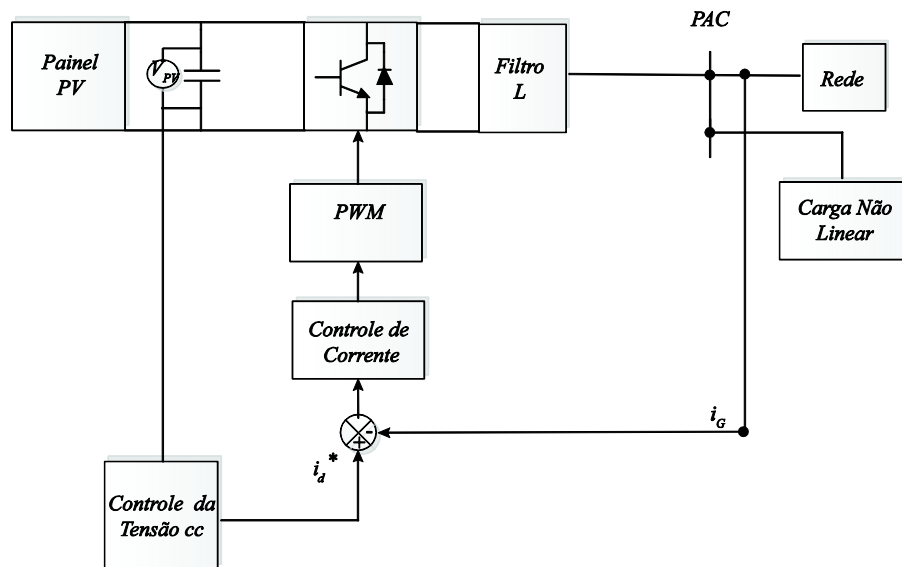
Figura 4.2 – Representação vetorial das componentes de fase no sistema trifásico e após a transformada de Park.



Fonte: Própria.

A estratégia de controle aplicada ao conversor consiste, principalmente, de dois sistemas de controle em cascata. Um controle interno de corrente, responsável por regular a corrente na rede, e um controle externo de tensão, responsável por controlar a tensão no barramento cc e por fornecer a magnitude da corrente de referência, conforme diagrama da Figura 4.3.

Figura 4.3 – Diagrama da estratégia de controle implementada.

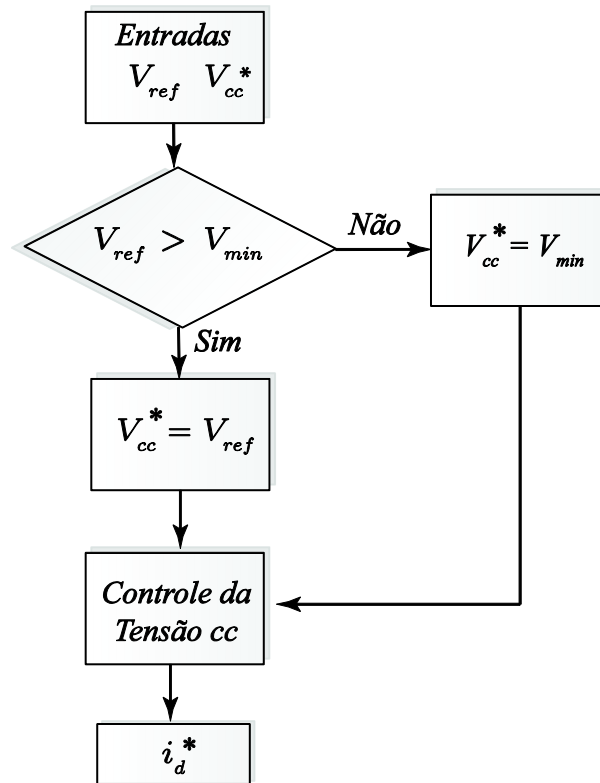


Fonte: Própria.

Para o controle de tensão, objetivando-se manter a tensão de referência do barramento para que o PV operasse sempre na máxima potência, implementou-se um algoritmo de MPPT. Optou-se pelo método de Perturbação e Observação (P&O) devido sua alta eficiência e baixa complexidade computacional.

Para regulação da tensão do barramento cc foi implementado um controle conforme fluxograma apresentado na Figura 4.4. A tensão no barramento cc é regulada de acordo com a potência disponível no arranjo PV, isto é, quando a irradiação solar e temperatura no painel são favoráveis e o arranjo PV produz energia suficiente, a referência de tensão do barramento cc (V_{CC}^*) será a mesma da tensão produzida pelo painel (V_{PV}). Por outro lado, em situações que o PV seja desconectado ou nas quais a energia produzida pelo painel não seja suficiente para manter a tensão do barramento cc em um valor mínimo estabelecido, o algoritmo irá ajustar a tensão de referência para um valor constante de modo a garantir a operação do inversor como filtro ativo.

Figura 4.4 – Controle da tensão do barramento cc.



Fonte: Própria.

Já a estratégia de controle das correntes baseia-se no método de compensação de harmônicos proposto por (WU e JOU, 1996). A saída do controlador de tensão, gera a corrente de referência para o controlador de corrente (4.5).

$$i_d^* = R_v \cdot (V_{cc}^* - V_{PV}) \quad (4.5)$$

onde, R_v representa o controlador PI,

$$R_v = k_{pv} + k_{iv}/s \quad (4.6)$$

Da Figura 4.1, aplicando as leis de Kirchof das correntes e das tensões, pode-se definir que:

$$i_{Fabc}(t) = i_{Gabc}(t) - i_{Labc}(t) \quad (4.7)$$

$$v_{Fabc}(t) - v_{Gabc}(t) = l_F \frac{di_{Fabc}(t)}{dt} \quad (4.8)$$

Considerando o sistema trifásico equilibrado, para o controle das correntes mediu-se a corrente na rede em duas fases e a partir dessas obteve-se a corrente na

terceira fase (4.9), aplicou-se então, a transformada de Park, convertendo as correntes de coordenadas abc para dq (4.10).

$$i_{Gc} = -(i_{Ga} + i_{Gb}) \quad (4.9)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Gd} \\ i_{Gq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Ga} \\ i_{Gb} \\ i_{Gc} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Em coordenadas dq :

$$\bar{P}^{-1} \cdot v_{Fdq}(t) - \bar{P}^{-1} \cdot v_{Gdq}(t) = l_F \frac{d(\bar{P}^{-1} i_{Fdq}(t))}{dt} \quad (4.11)$$

$$v_{Fdq}(t) - v_{Gdq}(t) = l_F \cdot \bar{P} \cdot \frac{d(\bar{P}^{-1} i_{Fdq}(t))}{dt} \quad (4.12)$$

$$v_{Fdq}(t) - v_{Gdq}(t) = l_F \cdot \frac{di_{Fdq}(t)}{dt} + l_F \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} i_{Fdq}(t) \quad (4.13)$$

$$v_{Fd}(t) - v_{Gd}(t) = l_F \cdot \frac{di_{Fd}(t)}{dt} - l_F \cdot \omega \cdot i_{Fq}(t) \quad (4.14)$$

$$v_{Fq}(t) - v_{Gq}(t) = l_F \cdot \frac{di_{Fq}(t)}{dt} + l_F \cdot \omega \cdot i_{Fd}(t) \quad (4.15)$$

onde, ω é a frequência angular da rede.

Aplicando a transformada de Laplace:

$$V_{Fd}(s) - V_{Gd}(s) = l_F \cdot s \cdot I_{Fd}(s) - l_F \cdot \omega \cdot I_{Fq}(s) \quad (4.16)$$

$$V_{Fq}(s) - V_{Gq}(s) = l_F \cdot s \cdot I_{Fq}(s) + l_F \cdot \omega \cdot I_{Fd}(s) \quad (4.17)$$

Os termos de acoplamento $-l_F \cdot \omega \cdot I_{Fq}(s)$ e $l_F \cdot \omega \cdot I_{Fd}(s)$ atuam como um distúrbio no controlador, perturbando o sistema de controle por impedir o controle independente das variáveis dq , o que pode ser compensado utilizando-se do controle por antecipação. Utilizando uma estratégia para possibilitar o controle desacoplado, pode-se reescrever (4.16) e (4.17):

$$V_{Fd}(s) - V_{Gd}(s) = l_F \cdot s \cdot I_{Fd}(s) \quad (4.18)$$

$$V_{Fq}(s) - V_{Gq}(s) = l_F \cdot s \cdot I_{Fq}(s) \quad (4.19)$$

A corrente de referência de eixo direto é composta pela componente proveniente do controle de tensão. Conforme apresentado no capítulo 3, a magnitude da corrente na rede depende do balanço de potência da rede, do inversor e da carga. Se houver uma variação de carga, e a corrente na carga aumentar, imediatamente a corrente no conversor irá aumentar para compensar, e a tensão média no barramento cc irá diminuir. A corrente na rede irá aumentar, porém sua resposta é mais lenta que a do conversor. Quando a corrente da rede suprir a carga, entrando em regime, a corrente do conversor e a tensão no barramento decrescem e crescem, respectivamente, para suas magnitudes iniciais. E a corrente de referência em quadratura é ajustada para zero.

As correntes de referência são comparadas com as correntes medidas na rede no referencial dq , e os sinais de erro são entradas para controladores PI convencional, os quais irão gerar as tensões de referência para a modulação por largura de pulso (*pulse width modulation* (PWM)):

$$v_{cdq} = R_c(i_{dq}^* - i_{Gdq}) \quad (4.20)$$

onde, R_c é o ganho do controlador PI.

$$R_c = k_{pc} + k_{ic}/s \quad (4.21)$$

O sinal de tensão para o modulador PWM é acrescido dos termos de acoplamento ($l_F\omega i_{Gq}$ e $l_F\omega i_{Gd}$) para permitir o desacoplamento dos eixos d e q, mencionados anteriormente.

$$v_{md} = v_{cd} + (l_F\omega i_{Gq})/V_{cc}^* \quad (4.22)$$

$$v_{mq} = v_{cq} - (l_F\omega i_{Gd})/V_{cc}^* \quad (4.23)$$

A relação entre a tensão de saída do inversor (v_{Fdq}) e a tensão de referência para modulação, pode ser representada por (WU e JOU, 1996):

$$\frac{v_{fdq}}{v_{cdq}} = \frac{V_{PV}}{V_{tri}} \quad (4.24)$$

Substituindo (4.20) em (4.24):

$$v_{Fdq} = (i_{dq}^* - i_{Gdq}) \frac{V_{PV}}{V_{tri}} \quad (4.25)$$

Substituindo a tensão de saída do inversor, das equações (4.18) e (4.19), no domínio do tempo, em (4.25):

$$v_{Gdq} + l_F \cdot \frac{di_{Fdq}}{dt} = (i_{dq}^* - i_{Gdq}) \frac{V_{PV}}{V_{tri}} \quad (4.26)$$

Em regime permanente a variação da corrente na carga é muito pequena, então pode-se aproximar a variação da corrente no filtro com a variação da corrente na rede conforme (4.28)

$$\Delta i_G = \Delta i_L + \Delta i_F \quad (4.27)$$

$$\Delta i_F = \Delta i_G \quad (4.28)$$

Então, pode-se reescrever (4.26) como (CASADEI, GRANDI, *et al.*, 1999):

$$v_{Gdq} + l_F \cdot \frac{di_{Gdq}}{dt} = (i_{dq}^* - i_{Gdq}) \frac{V_{PV}}{V_{tri}} \quad (4.29)$$

No domínio da frequência:

$$V_{Gdq}(s) + l_F \cdot s \cdot I_{Gdq}(s) = (I_{dq}^*(s) - I_{Gdq}(s)) \frac{V_{PV}}{V_{tri}} \quad (4.30)$$

$$I_{Gdq}(s) \cdot \left(sl_f + \frac{V_{PV}}{V_{tri}} \right) = V_{Gdq}(s) + \frac{V_{PV}}{V_{tri}} I_{dq}^*(s) \quad (4.31)$$

Com o objetivo de controlar a corrente na rede por meio da tensão média no barramento cc, a corrente na rede é considerada variável de controle e as tensões na rede perturbações. Logo, a função de transferência da corrente na rede e a corrente de referência é dada por:

$$\frac{I_{Gdq}(s)}{I_{dq}^*(s)} = \frac{\frac{V_{PV}}{V_{tri} \cdot l_F}}{s + \frac{V_{PV}}{V_{tri} \cdot l_F}} \quad (4.32)$$

Utiliza-se como valor de pico da triangular a tensão de referência do barramento, logo (4.32) pode ser aproximada por:

$$\frac{I_{Gdq}(s)}{I_{dq}^*(s)} = \frac{1}{l_F s + 1} \quad (4.33)$$

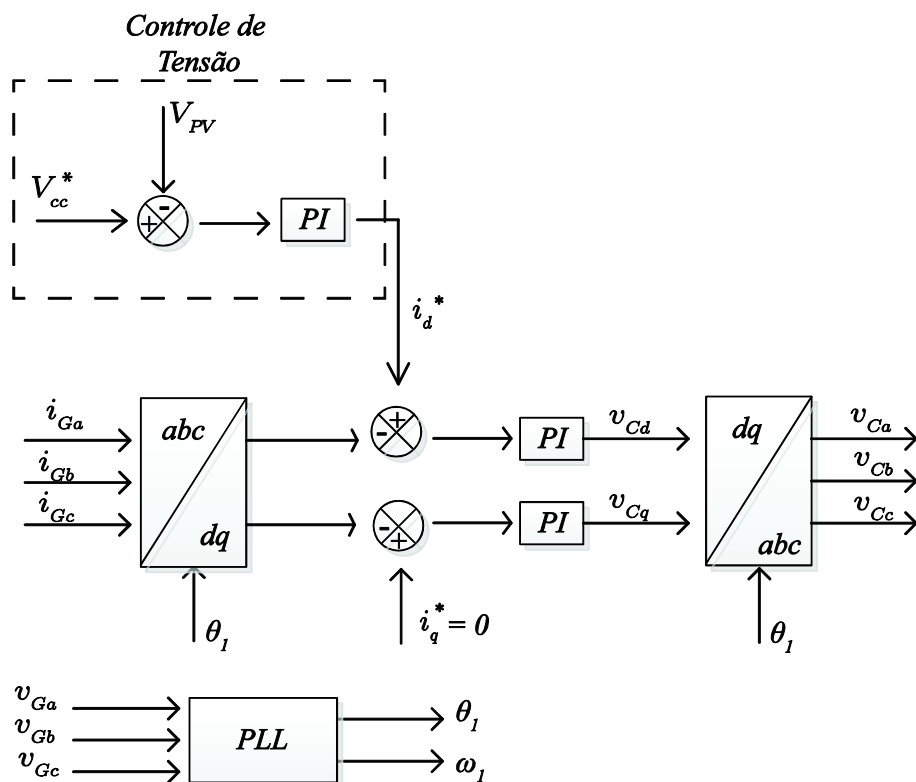
A tensão na rede e a corrente na carga são consideradas perturbações, que podem afetar a corrente na rede. A relação entre i_G e i_L e i_G e v_G , são dadas por (4.34) e (4.35), respectivamente.

$$\frac{I_{Gdq}(s)}{I_{Ldq}(s)} = \frac{s}{s - \frac{V_{PV}}{V_{tri} \cdot l_F}} \quad (4.34)$$

$$\frac{I_{Gdq}(s)}{V_{Gdq}(s)} = \frac{\frac{1}{l_f}}{s - \frac{V_{PV}}{V_{tri} \cdot l_F}} \quad (4.35)$$

A Figura 4.5 apresenta o diagrama da estratégia de controle utilizada.

Figura 4.5 – Estratégia de controle utilizada.



Fonte: Própria.

5 RESULTADOS

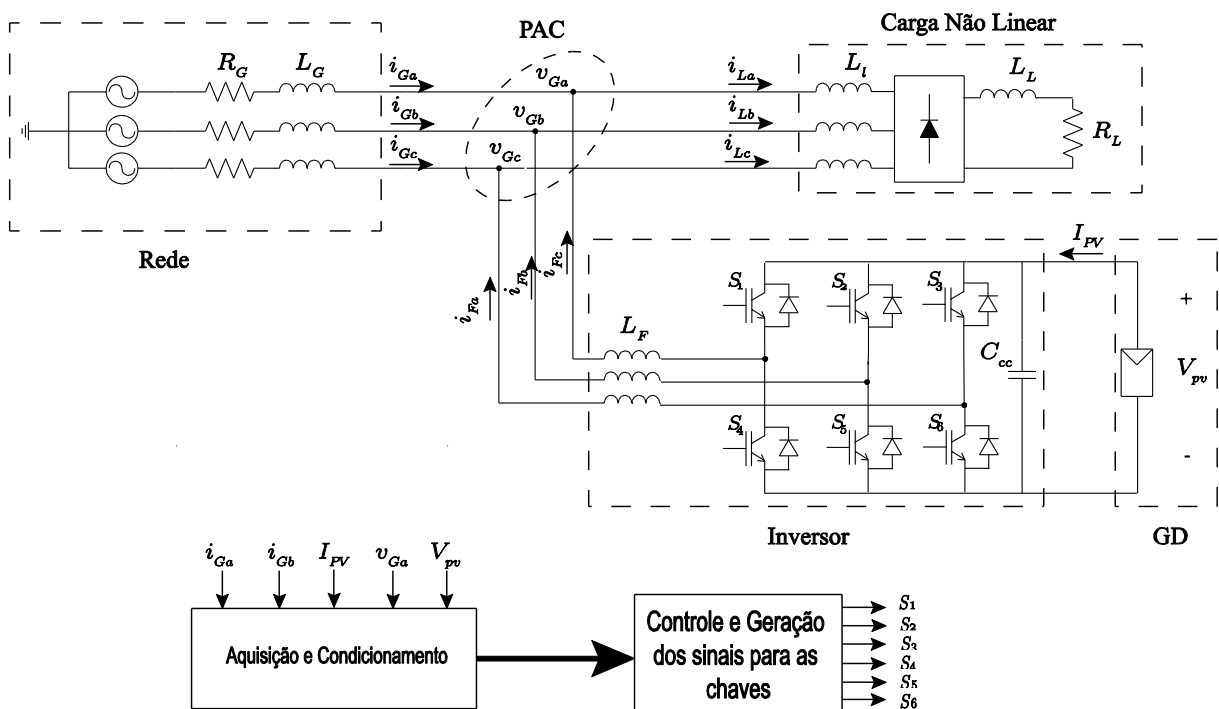
5 RESULTADOS

Para validar a estratégia de controle apresentada no capítulo 4 foram realizadas simulações e testes experimentais. Os problemas de QEE reproduzidos foram distorções harmônicas. Os resultados obtidos estão dispostos a seguir.

5.1 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A Figura 5.1 ilustra um sistema de distribuição de 60 Hz, um arranjo fotovoltaico conectado a rede através de um inversor e uma carga não linear. O sistema foi simulado no PSIM™. A carga não linear foi representada por um retificador não controlado com carga RL. Após 1 minuto de simulação, com o sistema em regime permanente, foi inserido um degrau de carga, dobrando a potência da carga conectada no PAC.

Figura 5.1 – Circuito de GD conectado à rede e diagrama de comando para as chaves.



Fonte: Própria.

A estratégia de controle apresentada na seção 4.2, foi introduzida em um bloco C, e foram utilizados dois sensores de corrente para aquisição da corrente da

rede (i_{Ga} e i_{Gb}), um sensor para a corrente do PV, e um sensor de tensão conectado ao barramento cc (V_{pv}).

Os valores dos componentes utilizados nesta simulação são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Parâmetros de simulação.

Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão Nominal da rede (v_G)	220	V _{RMS}
Frequência Nominal (f_r)	60	Hz
Filtro Indutivo (L_f)	3	mH
Capacitor do barramento cc (C_o)	2,2	mF
Frequência de Chaveamento (f_s)	12	kHz
Impedância da rede (R_g, L_g)	0,1	Ω
	0,1	mH
Carga não linear (R_L, L_L)	25	Ω
	1	mH

Fonte: Própria.

Para o projeto do indutor de acoplamento, utilizou-se o método apresentado em (DAI e WONG, 2011), no qual o valor da indutância é dado pela equação:

$$L = \frac{V_{PV}}{8 * (N - 1) * f_s * \Delta I_r} \quad (5.1)$$

onde, N corresponde ao número de níveis do inversor, f_s é a frequência de chaveamento do inversor, V_{PV} é a tensão no barramento cc, e ΔI_r a ondulação de corrente máxima.

Definindo-se como ondulação máxima 10 %, o valor da indutância para o conversor é:

$$L = \frac{648,6}{8 * (3 - 1) * 12000 * 1,2} = 2,815 \text{ mH} \quad (5.2)$$

Para a simulação do gerador fotovoltaico, considerou-se um arranjo série PV com tensão de MPP suficiente para alimentar o barramento operando com a rede de 220 V. O arranjo fotovoltaico emulado foi implementado baseado no painel KB255-6BPA da Kyocera™. Foram utilizados vinte e um módulos conectados em série. Assim

é possível conectar o arranjo diretamente ao barramento cc do inversor sem necessitar de um estágio elevador. Na Tabela 5.2 estão apresentadas as informações principais do arranjo.

Tabela 5.2 – Características do Gerador Fotovoltaico.

Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	798	V
Corrente de Curto Circuito (I_{CC})	8,83	A
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	646,8	V
Corrente de Máxima Potência (I_{MPP})	8,28	A

Fonte: Própria.

Foram simulados três cenários:

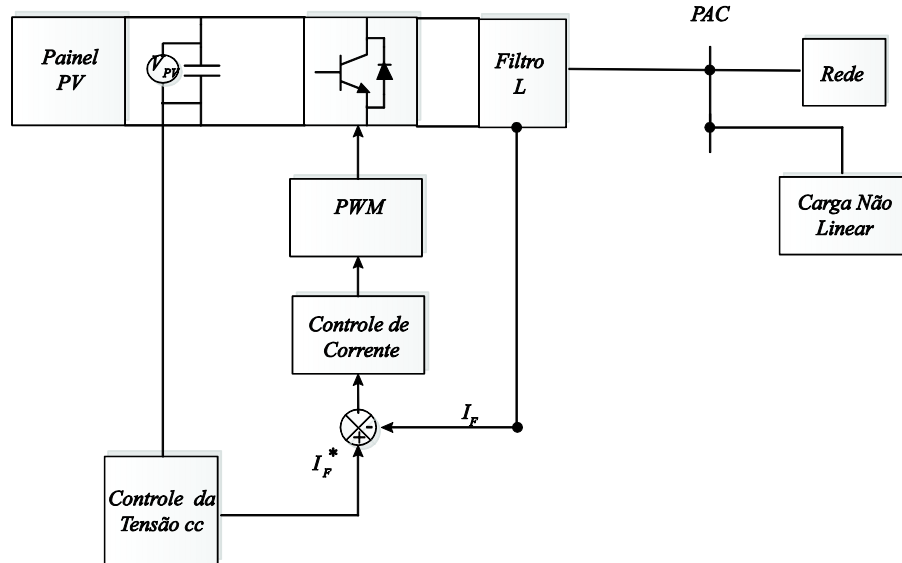
1. Sistema de GD fornecendo potência ativa sem SA;
2. Sistema de GD fornecendo potência ativa e com SA para compensação de harmônicos de corrente na rede;
3. Sistema de GD fornecendo potência ativa e com SA para compensação de harmônicos de corrente na rede com variação da carga não linear.

5.1.1 Cenário 1

Inicialmente simulou-se um sistema sem o fornecimento do SA. O cenário 1 representa o controle da unidade de GD conectada ao PAC por um inversor, no qual deseja-se injetar na rede uma corrente senoidal, onde a corrente medida na saída do filtro é controlada.

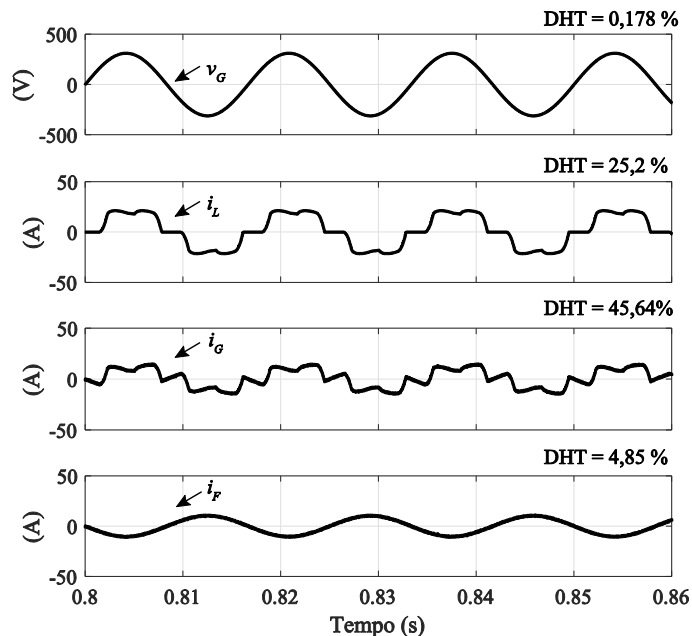
Neste cenário trabalha-se com o modo rejeição de harmônicos, objetivando injetar apenas a potência disponibilizada pelo gerador distribuído. Para isto, implementou-se um controle no domínio do tempo para controlar a corrente de saída do inversor, conforme apresentado na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Cenário 1: Estratégia de controle do inversor.



Fonte: Própria.

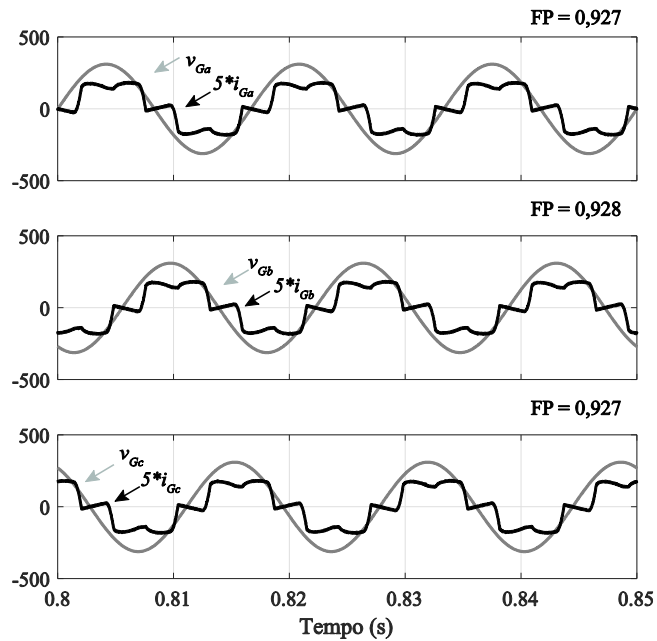
Os resultados de simulação para o cenário 1 estão dispostos a seguir. Na Figura 5.3, estão apresentadas as formas de onda da tensão no PAC (v_G), corrente de carga (i_L), corrente na rede (i_G) e corrente injetada pelo inversor (i_F) na fase “a”.

Figura 5.3 - Cenário 1: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.

Fonte: Própria.

Na Figura 5.4 estão ilustradas as tensões e correntes da rede para as três fases, na qual o FP medido foi de aproximadamente 0,93.

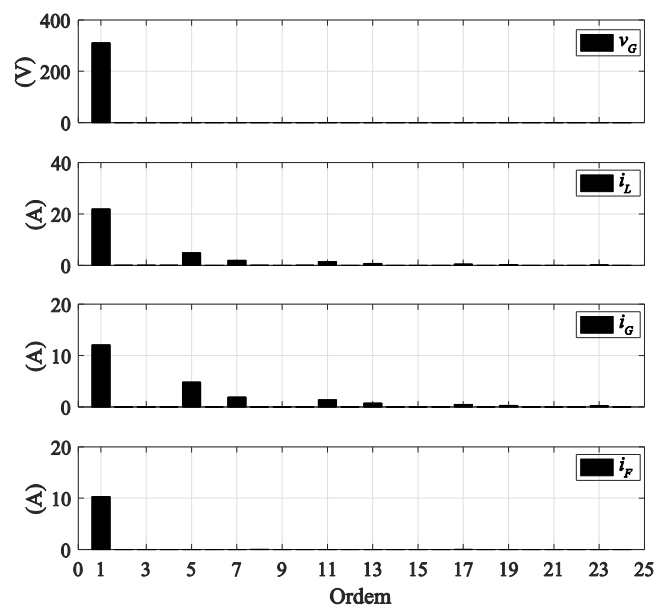
Figura 5.4 – Cenário 1: Tensão e corrente na rede: (a) Fase a; (b) Fase b; (c) Fase c.



Fonte: Própria.

Na Figura 5.5 está ilustrado o espectro harmônico da tensão no PAC (v_G), corrente de carga (i_L), corrente na rede (i_G) e corrente injetada pelo inversor (i_F) na fase “a”. Como é possível observar, a corrente injetada possui basicamente a componente fundamental e devido a carga não linear conectada ao PAC, a corrente na rede permanece com componentes harmônicas.

Figura 5.5 - Cenário 1: Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



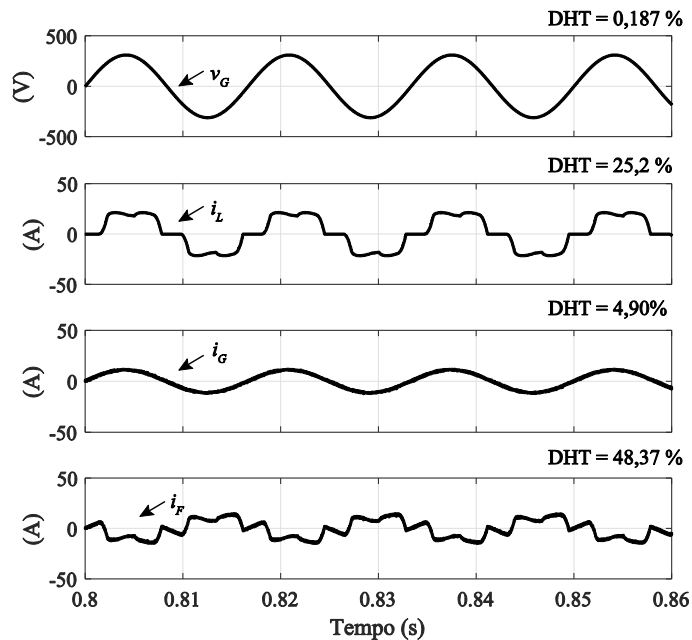
Fonte: Própria.

5.1.2 Cenário 2

Em seguida, realizou-se a simulação do cenário 2, no qual o sistema fotovoltaico além da injeção de potência ativa, realiza a compensação de harmônicos a partir da fundamental, provenientes de cargas não lineares conectadas ao PAC, utilizando a estratégia de controle apresentada no capítulo 4.

Na Figura 5.6 estão apresentadas as formas de onda da tensão no PAC (v_G), corrente de carga (i_L), corrente na rede (i_G) e corrente injetada pelo inversor (i_F) na fase “a”. Analisando-se a Figura 5.6, nota-se que com a aplicação do SA juntamente à injeção de potência ativa, a corrente na rede passa a possuir um perfil senoidal.

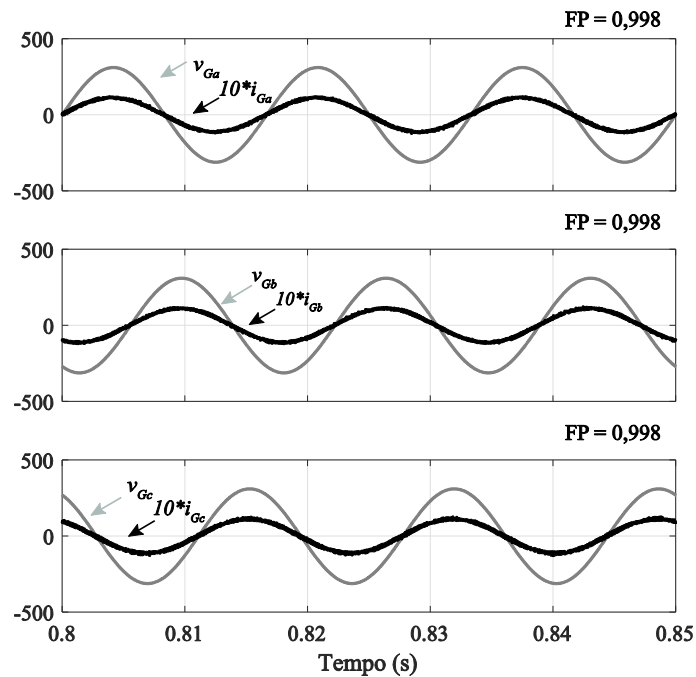
Figura 5.6 - Cenário 2: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

Na Figura 5.7 estão ilustrados as tensões e correntes na rede para as três fases para o sistema com SA, na qual o FP medido foi de 0,99.

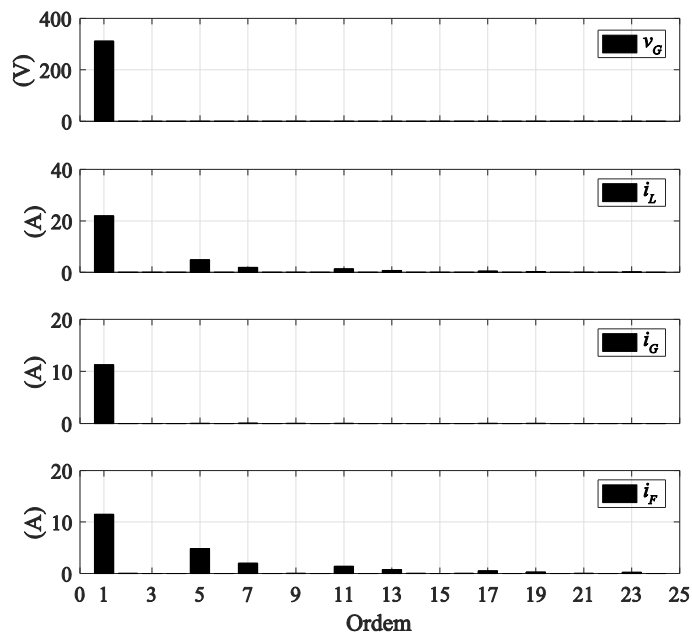
Figura 5.7 - Cenário 2: Tensão e corrente na rede: (a) Fase a; (b) Fase b; (c) Fase c.



Fonte: Própria.

Na Figura 5.8 está ilustrado o espectro harmônico da tensão no PAC (v_G), corrente de carga (i_L), corrente na rede (i_G) e corrente injetada pelo inversor (i_F) na fase “a”. Observa-se pelo espectro de frequências a atenuação das componentes de frequência diferentes da fundamental, conforme esperado.

Figura 5.8 – Cenário 2: Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

A Tabela 5.3 resume os índices de distorção harmônica para cada componente de frequência e a distorção harmônica total das correntes na rede e na carga.

Tabela 5.3 – Cenário 2: Distorção harmônica de corrente medida.

Distorção Harmônica (%)	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	i_{La}	i_{Lb}	i_{Lc}
Total (DHT)	4,90	4,95	4,93	25,20	25,16	25,12
5^a	2,05	2,21	2,13	22,26	22,28	22,28
7^a	1,34	1,33	1,17	8,78	8,76	8,76
11^a	1,55	1,85	1,71	6,46	6,48	6,47
13^a	0,8	0,85	0,52	3,39	3,39	3,39
17^a	1,13	1,12	1,27	2,31	2,32	2,31
19^a	0,59	0,76	0,51	1,37	1,37	1,37
23^a	0,82	0,92	1,07	1,05	1,05	1,04
25^a	0,56	0,72	0,58	0,56	0,56	0,57

Fonte: Própria.

Inicialmente, a DHT da corrente não obedecia a nenhum padrão ou norma, com a filtragem houve uma redução de um índice de distorção harmônica de em média 25% para 4%, valor que atende as normas internacionais como a IEEE 519.

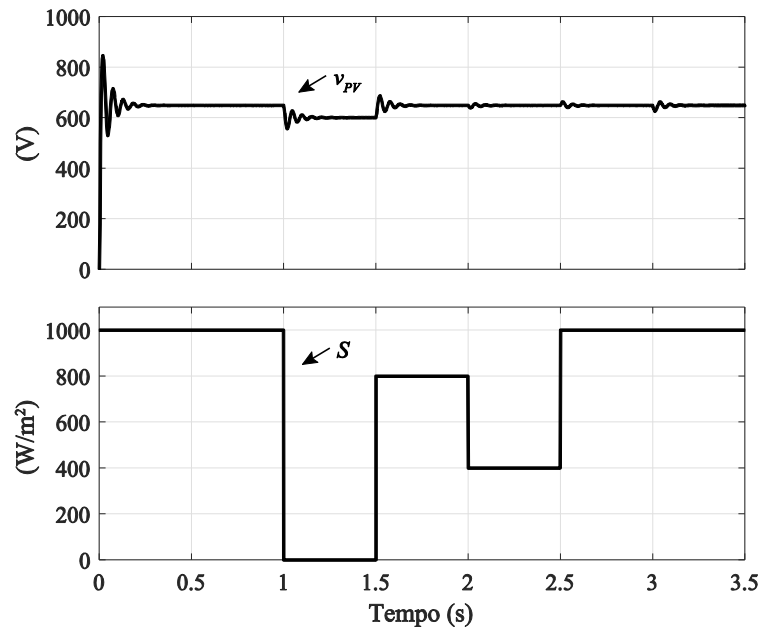
A tensão apesar de menos afetada pela presença da carga não linear, também obteve seu percentual de distorção harmônico reduzido se comparado com a tensão na carga, conforme Tabela 5.4.

De acordo com o apresentado na seção 4, a estratégia de controle pretendia controlar a tensão do barramento de modo a operar no MPP, como pode ser observado pelo resultado obtido ilustrado na Figura 5.9. A tensão permanece em torno de 646 V, valor de máxima potência do painel, excetuando-se o caso em que simulou-se o desligamento do painel, no qual conforme estratégia de controle apresentada, o valor de referência para tensão v_{max} , que foi de 600 V.

Tabela 5.4 – Cenário 2: Distorção harmônica de tensão medida.

Distorção Harmônica (%)	v_{Ga}	v_{Gb}	v_{Gc}	v_{La}	v_{Lb}	v_{Lc}
Total (DHT)	0,187	0,166	0,166	7,47	7,32	7,36
5^a	0,0124	0,0066	0,0065	0,1110	0,1283	0,1319
7^a	0,0087	0,0045	0,0044	0,1177	0,0765	0,1244
11^a	0,0055	0,0028	0,0027	0,1022	0,1129	0,1753
13^a	0,0046	0,0023	0,0023	0,0645	0,1937	0,1370
17^a	0,0035	0,0018	0,0017	0,1808	0,0398	0,1666
19^a	0,0031	0,0016	0,0016	0,0643	0,0920	0,1494
23^a	0,0026	0,0013	0,0013	0,0584	0,1398	0,0839
25^a	0,0024	0,0012	0,0012	0,1648	0,0799	0,2105

Fonte: Própria.

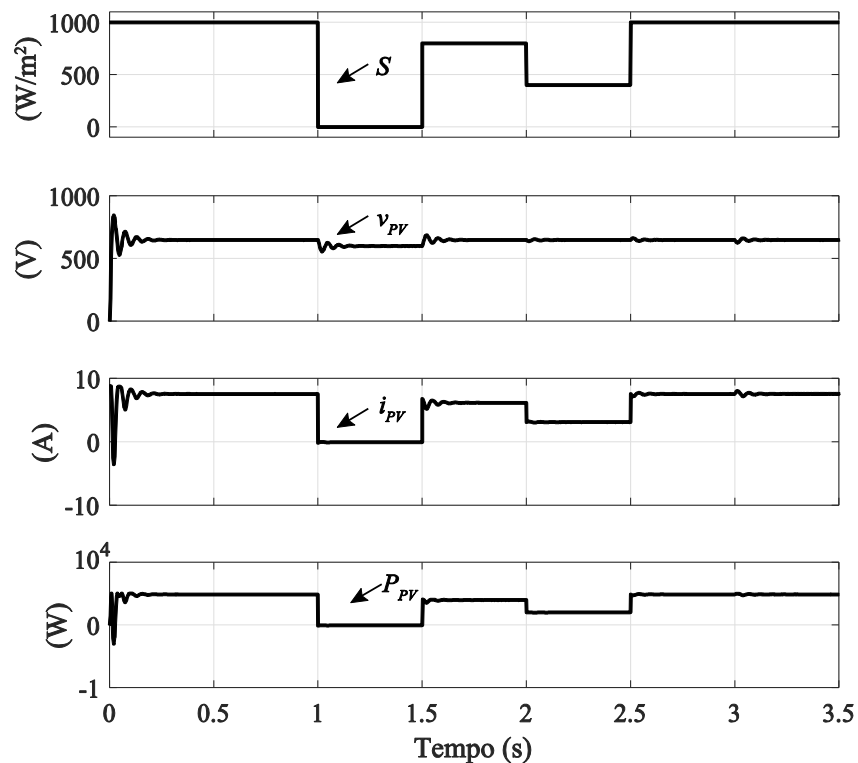
Figura 5.9 – Sistema para diferentes níveis de radiação solar: Tensão no barramento cc medida (V_{pv}) e Irradiância (S).

Fonte: Própria.

No ambiente de simulação, realizou-se variações na irradiância. No intervalo de 0 a 1 s, a irradiância era de 1000 W/m^2 , e o controle atingiu o ponto de máxima

potência. No intervalo de 1 a 1.5 s, a irradiância foi de 0 W/m², simulando o desligamento do painel, nesse intervalo, a tensão do barramento foi ajustada para uma tensão fixa em 600 V, conforme algoritmo apresentado na Figura 4.4, sendo essa tensão mantida pela rede. Em seguida, a irradiância foi colocada em 800 W/m², no qual ocorre uma diminuição da corrente de saída do painel e a tensão permanece praticamente constante, e no intervalo de 2 a 2,5 s, diminuiu ainda mais a irradiância, 400 W/m², e o controle permaneceu operando no MPP. E a partir do instante t = 2,5 s, a irradiância foi novamente de 1000 W/m². Exceto no caso em que simulou-se o desligamento do painel ($S = 0 \text{ W/m}^2$), observa-se que a variação na tensão do painel (V_{pv}) quando aplicada a estratégia de MPPT é pequena, mantendo-se em torno da referência para irradiância máxima. Na Figura 5.10 estão apresentados a tensão, corrente e potência do painel PV para a variação de irradiância.

Figura 5.10 - Tensão do barramento (V_{pv}), corrente do painel (I_{pv}), potência de saída do painel (P_{pv}) e irradiância (S), para diferentes níveis de irradiação solar.

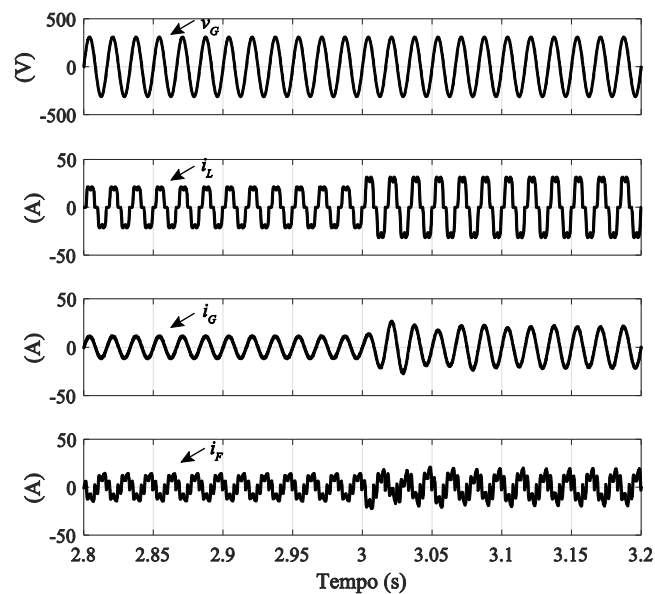


Fonte: Própria.

5.1.3 Cenário 3

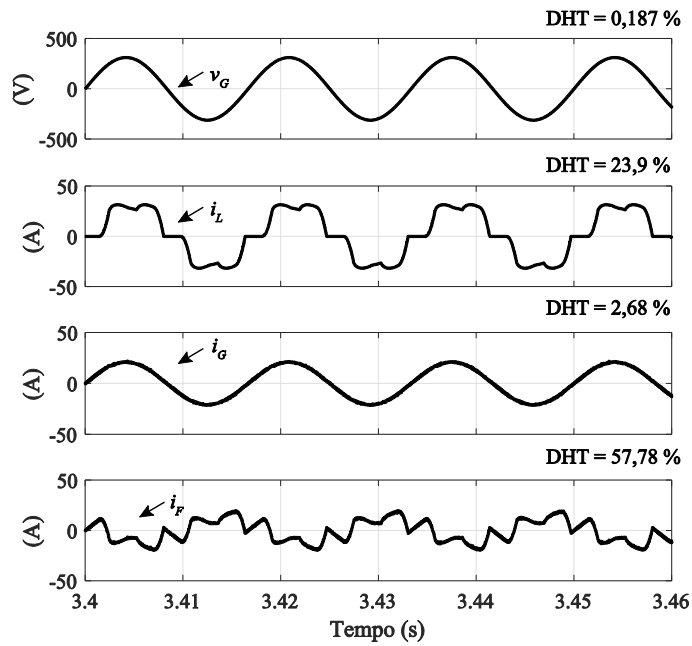
Após o tempo de simulação de 3 s, foi inserido um degrau de carga de 50% para observar o comportamento do sistema de controle, simulando assim o cenário 3. Os resultados estão apresentados a seguir. Na Figura 5.11 e na Figura 5.12 estão apresentadas as formas de onda da tensão no PAC (v_G), corrente de carga (i_L), corrente na rede (i_G) e corrente injetada pelo inversor (i_F) na fase “a” quando foi inserido o degrau de carga.

Figura 5.11 – Transitório – Degrâu de carga: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

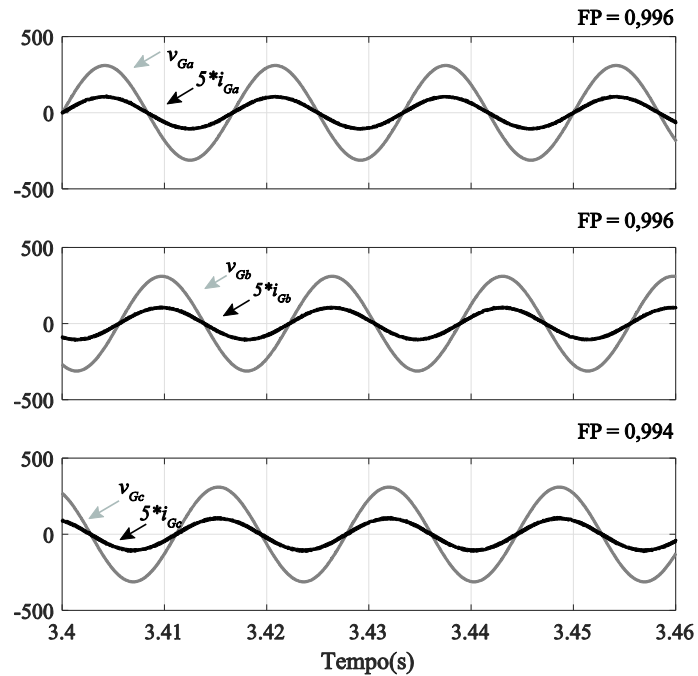
Figura 5.12 - Cenário 3: Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

Na Figura 5.13 estão ilustradas as tensões e correntes na rede para as três fases para o sistema com SA, na qual o FP medido foi de 0,99.

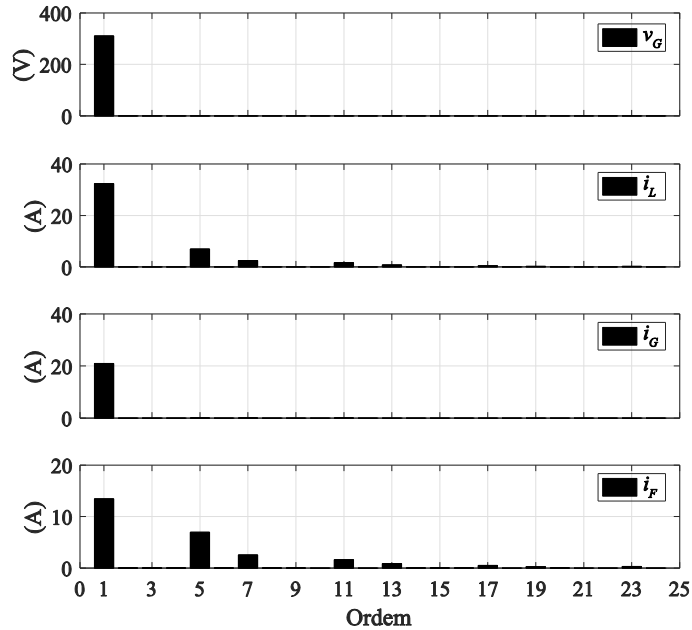
Figura 5.13 – Cenário 3: Tensão e corrente na rede: (a) Fase a; (b) Fase b; (c) Fase c.



Fonte: Própria.

Na Figura 5.14 está ilustrado o espectro harmônico da tensão no PAC (v_G), corrente de carga (i_L), corrente na rede (i_G) e corrente injetada pelo inversor (i_F) na fase “a”.

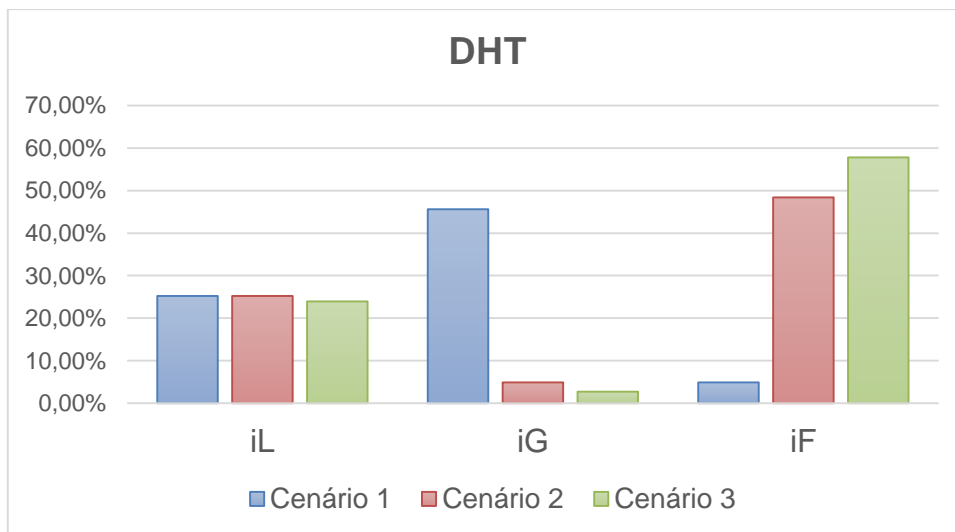
Figura 5.14 – Cenário 3: Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

A Figura 5.15 resume a distorção harmônica das correntes para os três cenários simulados. Conforme apresentado, com a introdução do SA houve uma diminuição considerável na distorção da corrente.

Figura 5.15 – DHT das correntes nos três cenários.



Fonte: Própria.

Analisou-se também a potência harmônica injetada na rede. Para tal, extraiu-se da tensão e corrente injetada pelo inversor a componente fundamental, por meio de um filtro passa faixa, e calculou-se a potência ativa da componente fundamental. A partir desta, obteve-se a potência ativa harmônica, por fase, calculada conforme definição da IEEE 1459, (5. 3):

$$\begin{aligned}
 P &= P_1 + P_h \\
 P_1 &= V_1 I_1 \cos \theta_1 \\
 P_h &= V_o I_o + \sum_{h \neq 1} V_h I_h \cos \theta_h = P - P_1
 \end{aligned}
 \tag{5. 3}$$

onde, P_1 é a potência ativa da fundamental e P_h a potência ativa harmônica.

Na Tabela 5.5 estão apresentadas as potências medidas a cada variação da irradiância.

Tabela 5.5 – Potência do conversor.

Parâmetro	Carga 1	Carga 2
Potência Aparente (VA)	4245,4	4748,8
Potência Aparente Fundamental (VA)	3866,14	4215,1
Potência Ativa (W)	3752,94	3608,85
Potência Ativa Fundamental (W)	3417,67	3203,47
Potência Harmônica (W)	335,26	405,38
Potência Reativa (VAR)	1984,5	3084

Fonte: Própria.

Com a primeira carga, da potência ativa entregue pelo conversor, aproximadamente 9% corresponde à potência harmônica. Da potência aparente, 88% corresponde à potência ativa entregue pelo conversor. Com a variação de carga, a potência ativa harmônica corresponde a 11% da potência ativa do conversor, e da potência aparente do conversor, 76% é correspondente à potência ativa total (fundamental e harmônicas).

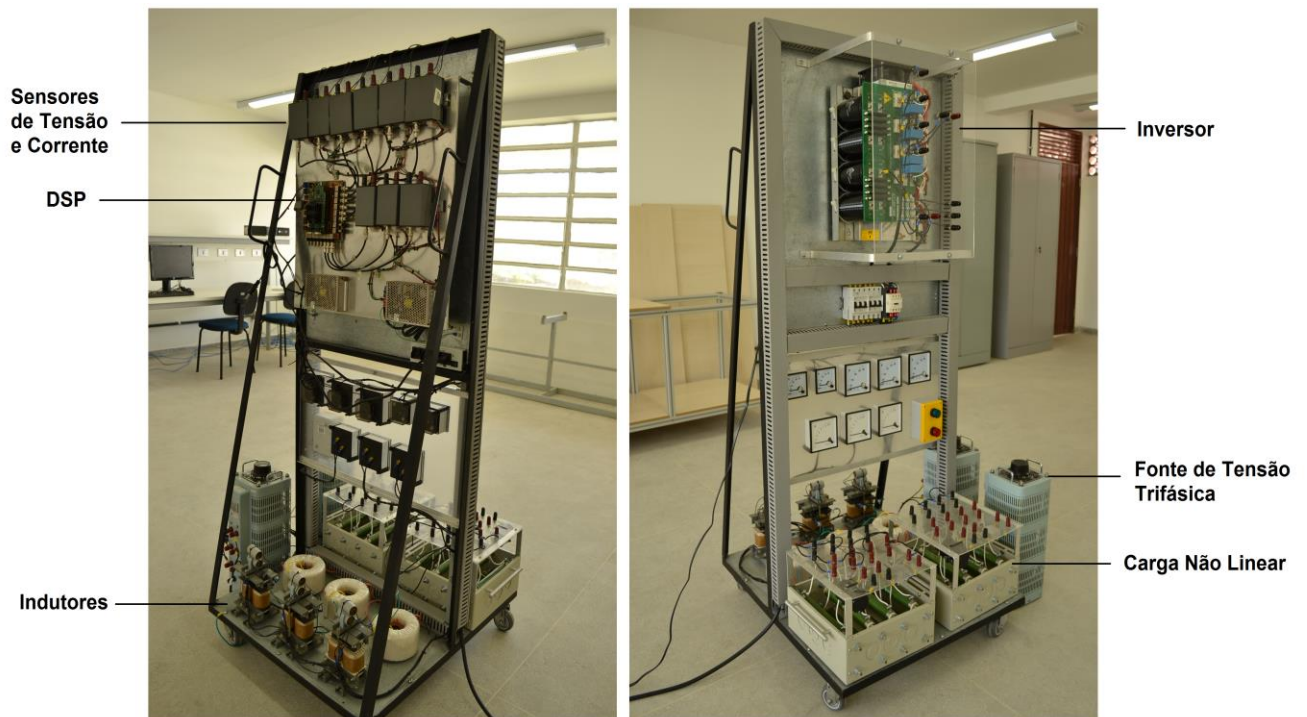
5.2 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Para a obtenção de resultados experimentais, foi montado o sistema de GD com SA em bancada experimental, utilizando como gerador distribuído um emulador fotovoltaico.

A Figura 5.1 mostra o circuito de GD com SA e um diagrama de comando para as chaves. O bloco responsável pela aquisição e condicionamento dos sinais é formado pelos sensores de corrente e tensão. Após aquisição e condicionamento das correntes de fase a e b, da corrente do PV, da tensão de fase a, e da tensão no barramento cc, o DSP efetua a leitura de i_{Ga} , i_{Gb} , I_{pv} , v_{Ga} e V_{pv} , que serão utilizadas para o controle do sistema e geração das tensões de referência para as chaves do inversor.

A Figura 5.16 ilustra a bancada experimental utilizada para obtenção dos resultados experimentais. A plataforma é composta por quatro braços de chaves IGBT, um retificador trifásico a diodos, sensores de tensão e corrente, indutores, capacitores e um DSP.

Figura 5.16 – Bancada experimental: vista frontal (a) e vista traseira (b).



Fonte: Própria.

Utilizou-se o DSP TMS320F28335, que possui frequência de operação de até 150 MHz, com 12 canais capazes de gerar sinais PWM, operando com 16 bits, em três modos diferentes, contagem crescente, contagem decrescente e contagem crescente-decrescente. O DSP tem 16 pinos de entrada dedicados

Para a leitura das correntes utilizou-se o transdutor LEM LA 25-NP que permite a leitura de até 25 A_{rms}. Para a leitura da tensão no PAC e no barramento cc, utilizou-se o transdutor LEM LV-25-P que permite a leitura de até 500 V.

Como unidade de GD, foi utilizado um simulador de arranjo solar modular Keysight™ E4360 (Figura 5.17). O Simulador de Arranjos Solares (SAS) E4360 da Keysight™ é uma fonte de alimentação cc programável, que simula as características de saída de um arranjo solar. É basicamente uma fonte de corrente, com baixíssima capacitância, que é capaz de simular rapidamente a curva I-V de diferentes arranjos, em condições variadas. Opera com três modos de trabalho: o Fixo, SAS e Tabela. No modo fixo, o dispositivo atua como uma fonte cc comum, com ajuste de tensão e corrente; no modo SAS, simula a curva IxV da energia em seus terminais conforme os parâmetros de tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto circuito (I_{sc}), tensão e corrente de máxima potência (V_{mpp} e I_{mpp}); no modo tabela, a curva que define o comportamento da tensão com relação à corrente será definida através da inserção de uma tabela com os pontos da curva.

Figura 5.17 – Simulador de Arranjos Solares (SAS) Keysight™ E4360.



Fonte: (KEYSIGHT TECHNOLOGIES).

A Tabela 5.6 apresenta as tensões e correntes da curva I X V utilizada no emulador.

Tabela 5.6 – Características do PV emulado.

Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	130	V
Corrente de Curto Circuito (I_{CC})	2,5	A
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	120	V
Corrente de Máxima Potência (I_{MPP})	2,0	A

Fonte: Própria.

Devido a tensão máxima disponibilizada pelo módulo SAS ser de 120 V, para realização dos testes experimentais a tensão de entrada foi reduzida para 50 V_{pico}.

A carga não linear conectada ao PAC era composta de uma ponte trifásica de diodos com carga RL ($R = 17 \Omega$ e $L = 1$ mH). Outros parâmetros utilizados para realização dos testes experimentais estão apresentados na Tabela 5.7.

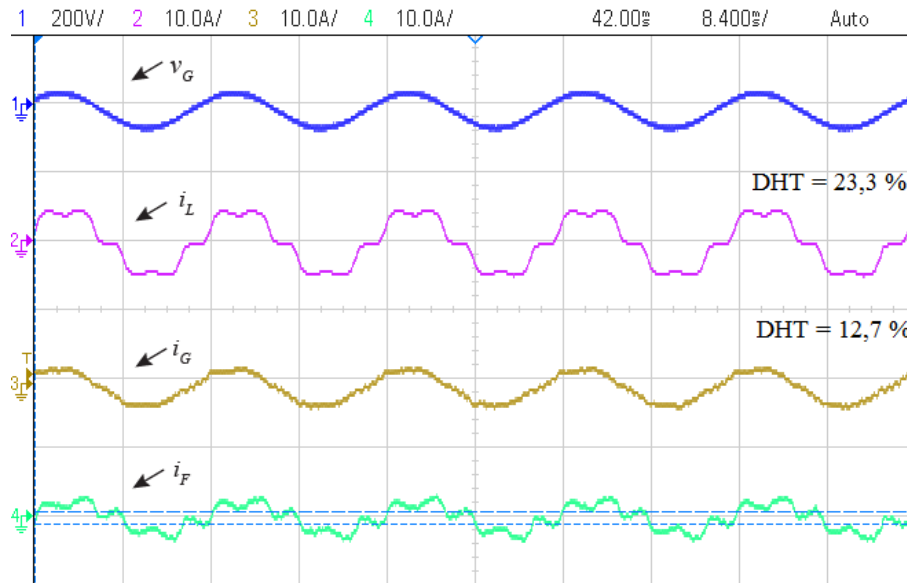
Tabela 5.7 – Parâmetros dos testes experimentais.

Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão Nominal da rede (v_G)	35	V _{RMS}
Frequência Nominal (f_r)	60	Hz
Filtro Indutivo (L_f)	3	mH
Capacitor do barramento cc (C_o)	2,2	mF
Frequência de Chaveamento (f_s)	12	kHz
Carga não linear (R_L, L_L)	17	Ω
	1	mH

Fonte: Própria.

Para validar o funcionamento do inversor fornecendo potência ativa e serviço ancilar, inicialmente, foi ajustada a irradiância para 1000 W/m², e nessas condições no ponto de máxima potência o SAS forneceu tensão máxima de 120 V e corrente máxima de 2 A. Para essas condições, o inversor forneceu SA conforme pode ser observado na Figura 5.18, na qual estão apresentadas a tensão no PAC (v_G) na fase 'a', a corrente medida na carga (i_L), a corrente compensada na rede (i_G) e a corrente de compensação injetada pelo filtro (i_F). Como pode ser observado, a corrente na rede possui um perfil mais senoidal se comparada à corrente drenada pela carga.

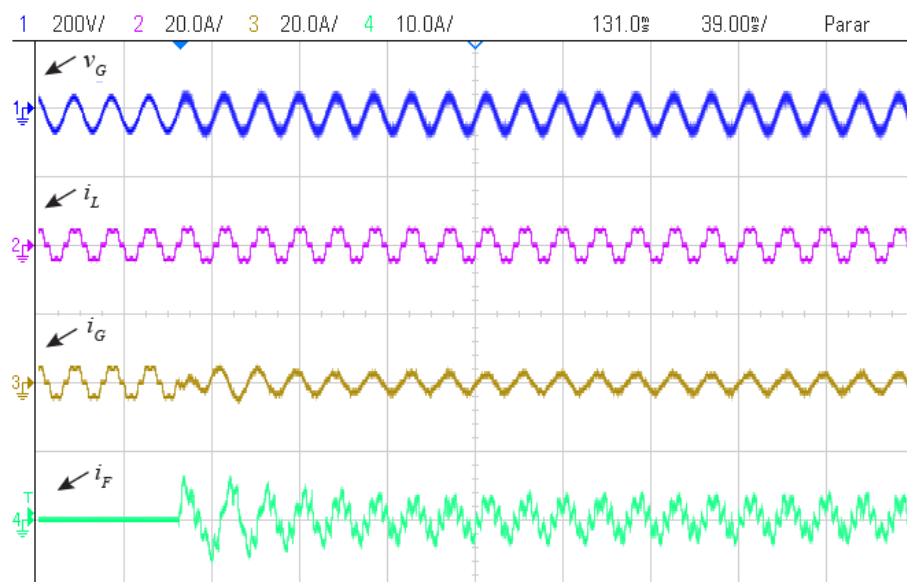
Figura 5.18 – Irradiância = 1000 W/m² – Tensão (v_G)(200 V/) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 A/) do sistema.



Fonte: Própria.

A Figura 5.19 apresenta o período transitório da conexão do inversor com a rede. Como pode ser observado, a corrente na rede era distorcida devido à carga conectada a ela, com DHT de 23,3 %, e com o fornecimento do SA, passou a possuir um perfil mais senoidal, obtendo-se uma redução da DHT para 12,7 %.

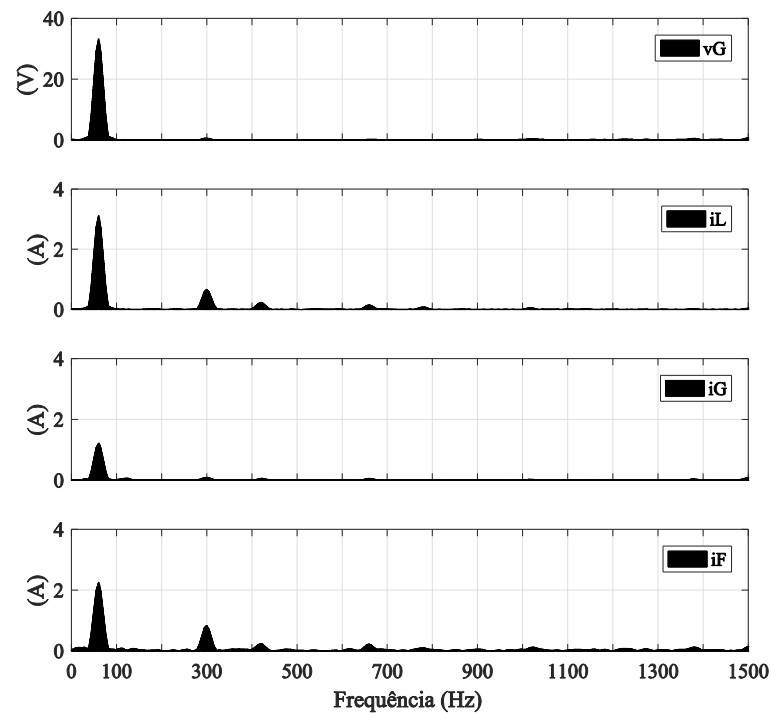
Figura 5.19 – Transitório na conexão do inversor com a rede: Tensão (v_G)(200 V/) e correntes (i_L, i_G, i_F) (20 A/, 20A/, 10A/) do sistema.



Fonte: Própria.

Na Figura 5.20 está ilustrado o espectro harmônico da tensão no PAC (v_G), corrente de carga (i_L), corrente na rede (i_G) e corrente injetada pelo inversor (i_F) na fase “a” em regime permanente. Como é possível observar, houve uma minimização dos componentes harmônicos na corrente na rede. E a corrente injetada é possível observar a injeção de potência ativa e harmônicos.

Figura 5.20 – Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

Em seguida foi realizada a variação de irradiância. Inicialmente a irradiância era de 1000 W/m^2 , depois em no instante $t = 0,35 \text{ s}$ foi reduzida para 800 W/m^2 , em $t = 0,7 \text{ s}$ para 500 W/m^2 , novamente variou para 1000 W/m^2 em $t = 1,05 \text{ s}$ e por último, em $t = 1,222 \text{ s}$, 0 W/m^2 , simulando o desligamento do painel, conforme apresentado na Tabela 5.8.

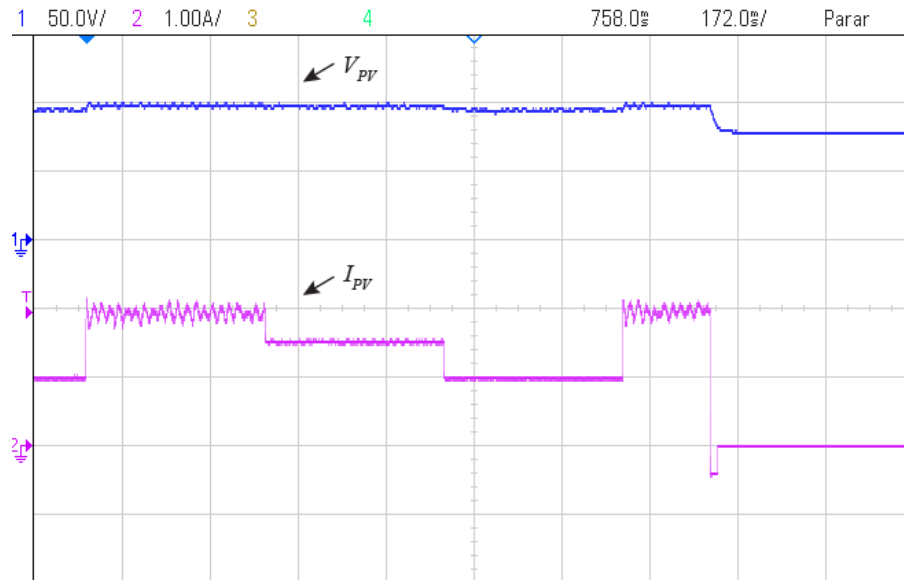
Tabela 5.8 – Parâmetros do SAS para diferentes valores de irradiância.

Parâmetro	S=1000 W/m ²	S=800 W/m ²	S=500 W/m ²
V _{oc}	130 V	128,5 V	125,5 V
V _{mpp}	110 V	109,46 V	106,5 V
I _{sc}	2 A	1,6 A	1 A
I _{mpp}	1,8 A	1,5 A	0,95 A

Fonte: Própria.

Na Figura 5.21 estão apresentados os sinais de corrente e tensão do PV sob a variação da irradiância.

Figura 5.21 – Tensão (50 V/) e corrente (1 A/) do PV para variação da irradiância.

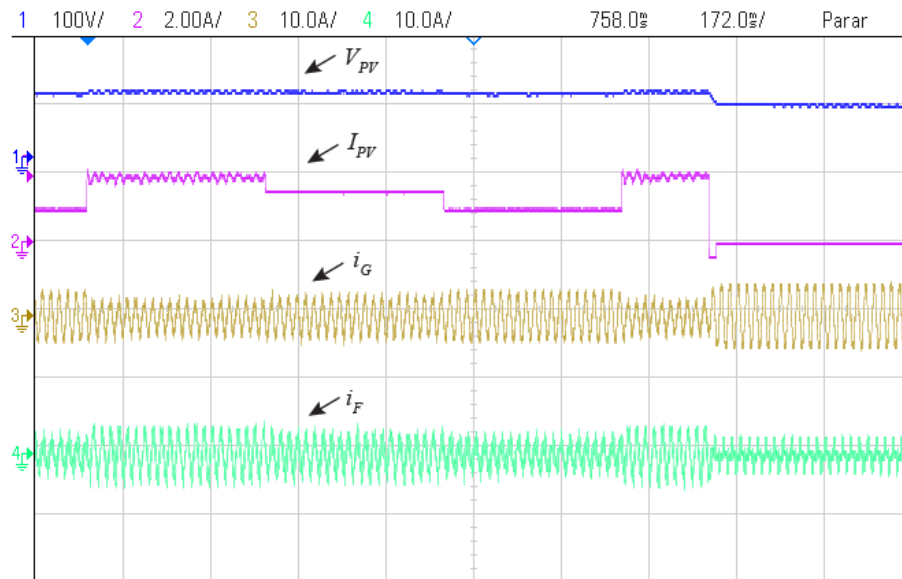


Fonte: Própria.

Conforme o esperado, a tensão se manteve na referência durante a variação da irradiância. E quando simulou-se o desligamento do painel, a referência mudou para um v_{max} , e o controle seguiu a referência. Ao variar a irradiância, as alterações na corrente são mais significativas, conforme pode ser observado na Figura 5.21.

Ao reduzir a irradiância, diminui-se a corrente fornecida pelo PV, conforme observado anteriormente. O efeito disso pode ser visualizado na Figura 5.22. Ao variar a irradiância a corrente ativa injetada diminui, então a corrente da rede aumenta para compensar a carga, e o filtro continua fornecendo potência ativa e harmônicos. Quando o painel foi desligado, o inversor passa a se comportar somente como FAP, injetando apenas harmônicas. Dessa forma, a rede supre a corrente fundamental da carga.

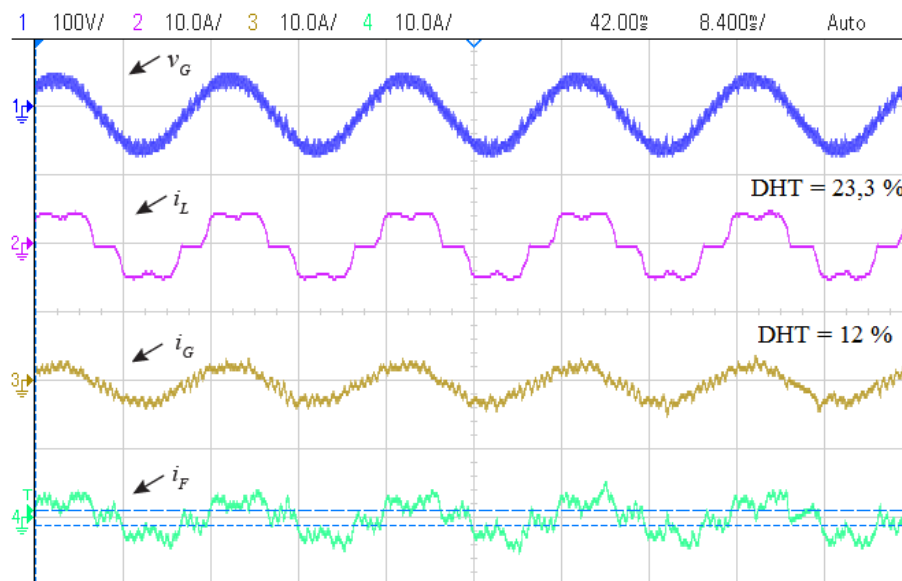
Figura 5.22 – Variação da irradiância: Tensão no PV (V_{pv})(100 V/), corrente do PV (I_{pv}) (1 A/), corrente na rede (i_G)(10 A/) e corrente do inversor (i_F)(10 A/).



Fonte: Própria.

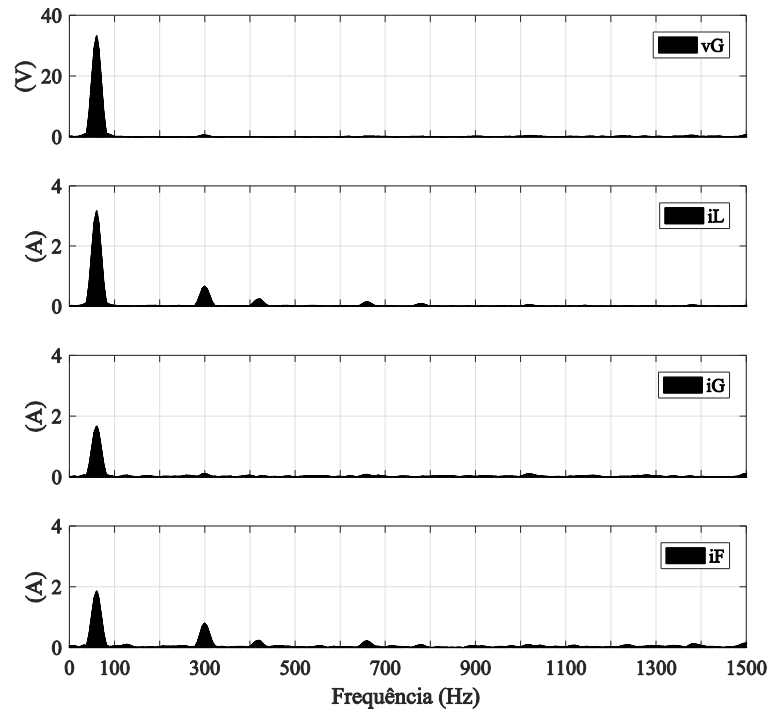
A Figura 5.23 apresenta as formas de onda da tensão no PAC e das correntes quando a irradiância era de 800 W/m^2 . Neste caso, o PV injeta 1,5 A e as harmônicas, tendo a rede que suprir o restante da potência demandada pela carga. Ao diminuir a irradiância, a DHT da corrente na rede foi reduzida para 12 %.

Figura 5.23 – Irradiância = 800 W/m^2 – Tensão (v_G)(100 V/) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 A/)do sistema.



Fonte: Própria.

Figura 5.24 – Irradiância = 800 W/m^2 – Espectro harmônico da Tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.

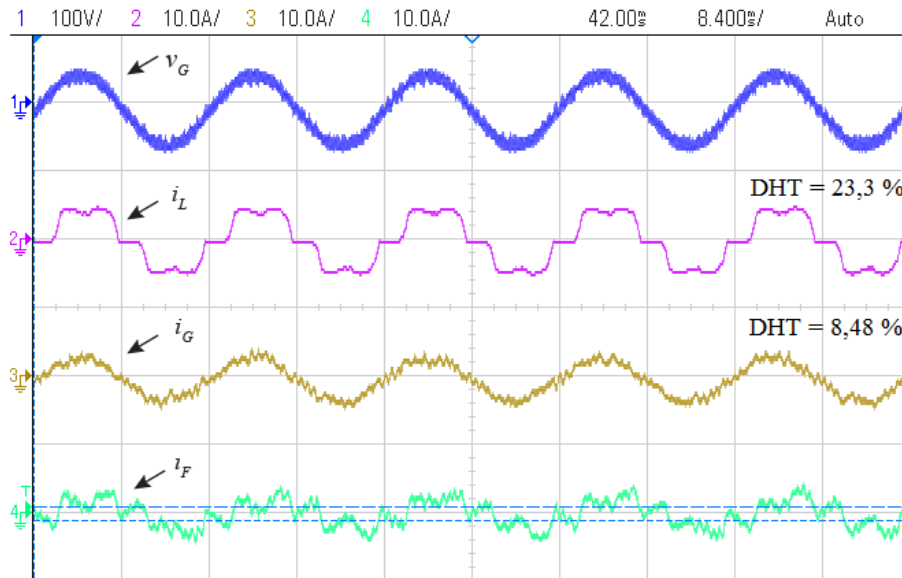


Fonte: Própria.

A Figura 5.25 apresenta as formas de onda da tensão no PAC e das correntes quando a irradiância era de 500 W/m^2 , e na Figura 5.26 estão os respectivos espectros harmônicos.

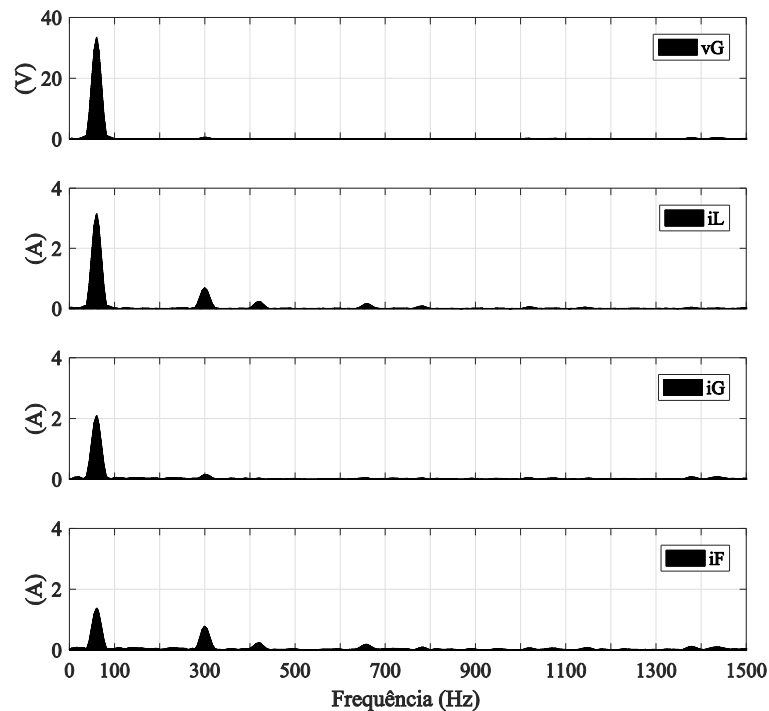
Com a irradiância diminuída pela metade, também diminuiu em 50% a corrente injetada pelo PV, e nesse caso o PV fornece 1 A, restando para a rede suprir 2 A necessários para a carga. O inversor continua a injetar os harmônicos presentes na corrente da carga, conforme apresentado no espectro das correntes de carga e do filtro. E neste caso, a DHT da corrente na rede foi reduzida para 8,48 %.

Figura 5.25 - Irradiância = 500 W/m² – Tensão (v_G)(100 V) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 A) do sistema.



Fonte: Própria.

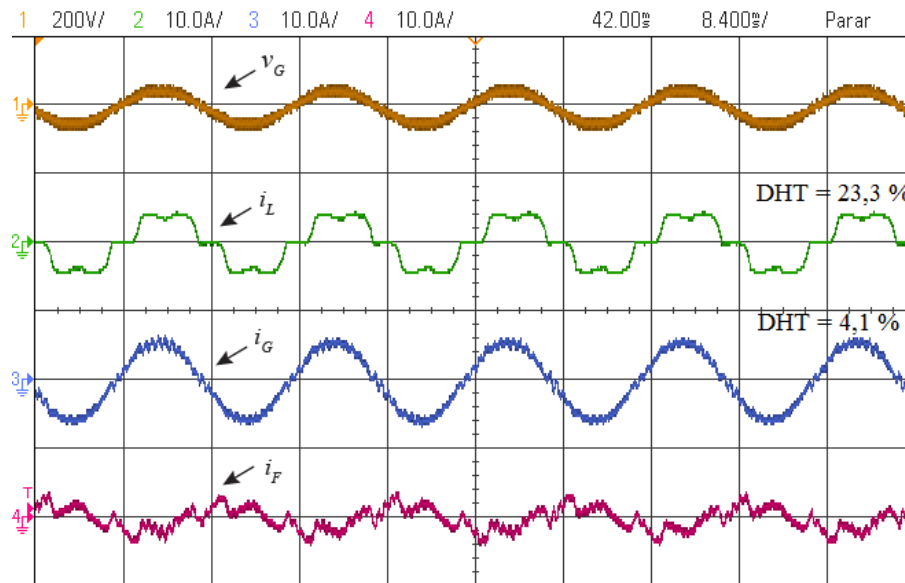
Figura 5.26 – Irradiância = 500 W/m² – Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

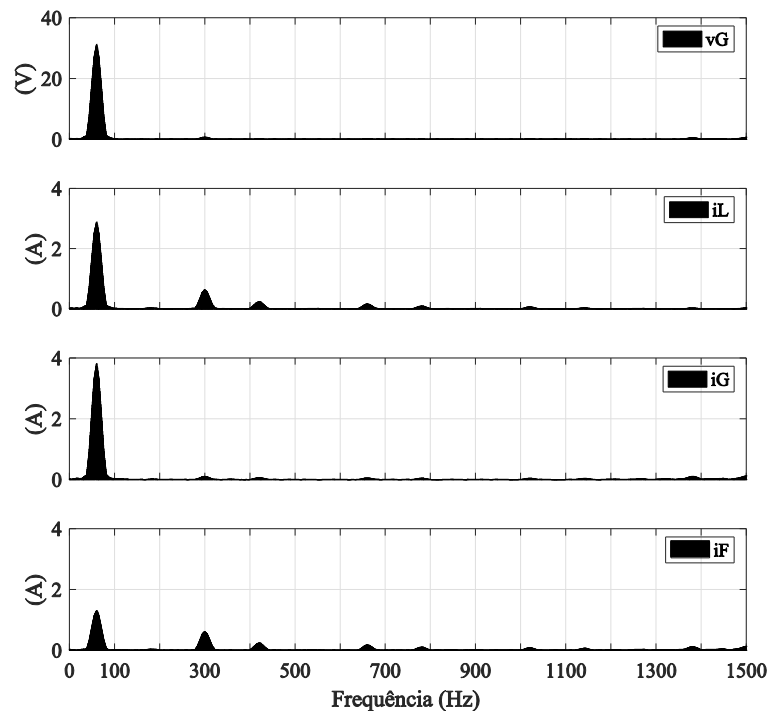
A Figura 5.27 apresenta as formas de onda da tensão no PAC e das correntes quando simulou-se o desligamento do PV. Neste caso, o inversor comporta-se apenas como filtro ativo. E na Figura 5.28 estão os respectivos espectros harmônicos.

Figura 5.27 - Irradiância = 0 W/m² – Tensão (v_G)(200 V) e correntes (i_L, i_G, i_F)(10 A) do sistema.



Fonte: Própria.

Figura 5.28 – Irradiância = 0 W/m² – Espectro harmônico da tensão (v_G) e correntes (i_L, i_G, i_F) do sistema.



Fonte: Própria.

A partir dos espectros de frequência apresentados, é possível observar a redução do conteúdo harmônico na corrente da rede. Em resumo, a DHT das correntes na rede para irradiância máxima foi de 12,7 %. Ao variar a irradiância para

800 W/m², a DHT diminuiu para 12 %, e ao reduzir pela metade, a DHT passou a ser de 8,48 %. Na situação em que o PV foi desligado, a DHT na rede passou a ser de 4,1 %. O comportamento da DHT com relação a variação da irradiância, deve-se ao fato de que ao diminuir a irradiância e conseqüentemente a corrente injetada pelo PV, cresce a amplitude da fundamental na rede, enquanto os harmônicos continuam a ser atenuados.

Os resultados obtidos experimentalmente comprovam os benefícios do fornecimento do SA em GD em termos de qualidade de energia, visto que com o SA houve uma diminuição na distorção harmônica da corrente que circula pela rede.

6 CONCLUSÕES

6 CONCLUSÕES

Com as necessidades atuais, por diferentes motivos, de diversificação da matriz energética, a utilização de fontes alternativas, solar e eólica principalmente, como geradores distribuídos conectados à rede passou a ser uma realidade. Além de fornecerem potência ativa estes geradores distribuídos abrem a possibilidade de utilização como prestadores de SAs (supressão de harmônicas e correção do Fator de Potência, por exemplo).

Concomitante a isso, o desenvolvimento da Eletrônica de Potência e a ampliação do uso de chaves estáticas, ocasionou um aumento de cargas não lineares conectadas à rede. Como consequência deste aumento, tivemos uma degradação da QEE em consequência do aumento dos conteúdos harmônicos na rede.

Neste trabalho foi realizado o estudo acerca da prestação de SAs propiciados por geradores distribuídos, especificamente mitigação de harmônicas provenientes de cargas não lineares no ponto de acoplamento. Para fins de simulação e experimentais foi utilizado um gerador distribuído fotovoltaico e a estratégia de controle baseada no fluxo de potência foi implementada.

Para isso, foi simulado um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede, cujas correntes possuíam componentes harmônicas decorrentes de cargas não lineares, utilizando-se dois sensores de corrente e dois sensores de tensão para aplicar a estratégia de controle apresentada na seção 4.

Para o controle do sistema, utilizou-se como variáveis de controle a corrente medida na rede, reduzindo assim a quantidade de sensores utilizados, em comparação com outros métodos existentes na literatura, apresentados no capítulo 3. A estratégia de controle de potência implementada apresentada como característica positiva o fato de requerer menor esforço computacional, comparativamente com outras estudadas, por não necessitar realizar a detecção das harmônicas, mostrou-se eficiente para a injeção de potência ativa e o fornecimento do SA.

Os resultados obtidos de simulação, comprovaram que a atenuação de harmônicas é um SA factível de ser realizado por geradores distribuídos conectados à rede através de um conversor cc-ca. Constatou-se que sem o SA, o inversor injetou no PAC uma corrente senoidal que somada à corrente distorcida drenada pela carga, ocasionando a circulação de uma corrente harmônica pela rede.

Na sequência foi simulada a realização da compensação das harmônicas a partir da fundamental (SA) com a implementação da estratégia de controle no inversor. Com isso, obteve-se no ponto de acoplamento uma redução do conteúdo harmônico de, em média, 21% e 7%, da corrente e da tensão, respectivamente. Então, obteve-se no PAC uma corrente senoidal, um fator de potência praticamente unitário de 0,998, e com índice de distorção menor que 5%, obedecendo à Norma IEEE 519.

Na sequência, os testes laboratoriais/experimentais foram realizados em uma plataforma implementada no Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia – LOSE. Para o controle do inversor, foi utilizado o DSP TMS320F28335 e para emular o painel fotovoltaico (PV) utilizou-se um emulador de arranjo solar Keysight E4360. Os resultados obtidos experimentalmente, comprovam os resultados obtidos por simulação, ratificando os benefícios do fornecimento dos SA para melhoria da QEE na rede.

O inversor, fornecendo SA, foi capaz de fornecer a potência ativa do PV para a carga, além de compensar as harmônicas provenientes da carga não linear.

Para os cenários analisados, da potência aparente do conversor, 88% corresponde a potência ativa, dentre os quais a parcela de potência harmônica injetada pelo filtro corresponde a apenas 9%. Com a variação da carga, a potência harmônica injetada aumentou para 11% da potência ativa.

Sugere-se como trabalhos futuros: 1) a realização da análise da estabilidade do conversor por meio de um estudo matemático da planta obtida; 2) a implementação do sistema de gerenciamento de potência.

6.1 PUBLICAÇÕES

O artigo intitulado “Harmonic Compensation as Ancillary Service of a Grid-Connected Photovoltaic Power System” foi aceito para publicação na Brazilian Power Electronics Conference – COBEP 2017, a ser realizada em Juiz de Fora, Minas Gerais no período de 19 à 22 de Novembro de 2017.

REFERÊNCIAS

- AFONSO, J. L.; MARTINS, J. S. Qualidade da Energia Elétrica. **Revista o Electricista**, n. 9, p. 66-71, 2004.
- AKAGI, H. New Trends in active filter por power conditioning. **IEEE Transactions**, 1996. 1312-1322.
- AKAGI, H. Active Harmonic Filters. **Procedures IEEE**, 93, n. 12, 2005. 2128-2141.
- AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; NABAE, A. Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components. **IEEE Transactions Industrial Applications**, 1984. 625-630.
- ALLMELING, J. A control structure for fast harmonics compensation in active filters. **IEEE Transactions Power Electronics**, 2004. 508-514.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª. ed. Brasília: Aneel, 2008. 236 p.
- ANEEL. Big - Banco de Informações de Geração, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.
- Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017.
- ASIMINOAEI, L.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Detection is Key: Harmonic detection methods for active power filter applications. **IEEE Industry Applications Magazine**, 2007. 22-33.
- BELAID, R. et al. **Power quality improvement based on shunt active power filter connected to a photovoltaic array**. Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2015 3rd International. Marrakech: IEEE. 2015.
- BHATTACHARYA, S.; ET AL. Fluxbased active filter controller. **IEEE Transactions Industrial Applications**, vol. 32, no. 3, 1996. 491-502.
- BHATTACHARYA, S.; ET AL. Active filter system implementation. **EEE Transactions Industrial Application**, 1998. 47-63.
- BIANCHIN, C. G.; DEMONTI, R.; OMORI, J. S. **Desenvolvimento de Filtro ativo trifásico para redução de Harmônicas de Corrente: compensação e balanceamento**. XVIII Senci. [S.l.]: [s.n.]. 2008.

- CAMPANHOL, L. B. G. et al. **A grid-connected photovoltaic power system with active power injection, reactive power compensation and harmonic filtering.** 2013 Brazilian Power Electronics Conference. Gramado: [s.n.]. 2013. p. 642-649.
- CASADEI, D. et al. **CONTROL METHODS FOR ACTIVE POWER FILTERS WITH MINIMUM MEASUREMENT REQUIREMENTS.** APEC '99. Fourteenth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition. [S.I.]: IEEE. 1999.
- CHAMBERS, A. **Distributed generation: a nontechnical guide.** Tulsa: PennWell, 2001.
- CHAVES, F. D. M. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos.** Tese : Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2009.
- CHILLIPI, R. et al. Control scheme for grid-tied distributed generation inverter under unbalanced and distorted utility conditions with power quality ancillary services. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 2, p. 140-149, 2016.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 19, n. 4, 2004. 764-773.
- DAI, N.-Y.; WONG, M.-C. **Design Considerations of Coupling Inductance for Active Power Filters.** 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). Beijing: IEEE. 2011.
- DONDI, P. et al. Network integration of distributed power generation. **Journal of Power Sources** , p. 1-9, Abril 2002.
- DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality.** 2^a. ed. [S.I.]: McGraw Hill, 2003.
- FARIA, T. L. **Filtro Ativo Paralelo Trifásico para Sistemas de Baixa Potência.** Dissertação: Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009.
- GEHRKE, C. S. **Localização e Operação Cooperativa de Filtros Ativos de Potência em Redes de Distribuição.** Dissertação: Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2010.
- HARMONICS, W. G. P. S. Power system harmonics: An overview. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 102, n. 8, 1983. 2455-2460.

- HENDERSON, R. D.; ROSE, P. J. Harmonics: the effects on power quality and transformers. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 30, n. 3, 1994. 528-532.
- IEEE-519. **Recommended Practices for Harmonic Control in Electric Power System**. [S.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2014.
- INEE. **Contribuição do Instituto Nacional de Eficiência Energética INEE à Audiência Pública Nº 010/2006 para alterar a Resolução Normativa nº 265/03 da ANEEL sobre os serviços ancilares**. [S.l.]: [s.n.], 2006. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/010/contribuicao/inee_-_instituto_nacional_de_efici%C3%Aancia_energetica.pdf>. Acesso em: 12 Novembro 2016.
- JOOS, G. et al. The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services. **Power Engineering Society Summer Meeting**, 2000.
- KARIMI-GHARTEMANI, M.; IRAVANI,. A nonlinear adaptive filter for online signal analysis in power systems: applications. **IEEE Transactions on Power Delivery** , v. 17, n. 2, p. 617-622, Abril 2002.
- KEYSIGHT TECHNOLOGIES. Keysight Technologies. Disponível em: <<http://www.keysight.com/en/pd-1370006-pn-E4360A/modular-solar-array-simulator-mainframe-1200w?cc=BR&lc=por>>. Acesso em: jun. 2017.
- KHOMSI , ; BOUZID , M.; JELASSI,. **A new efficient technique for disturbing current extraction to improve the grid current quality in a three-phase grid connected PV system supplying a non-linear load**. 2016 7th International Conference on Sciences of Electronics, Technologies of Information and Telecommunications (SETIT). Hammamet: IEEE. 2016. p. 121-127.
- LI, Y. W.; HE, J. Distribution System Harmonic Compensation Methods: An Overview of DG-Interfacing Inverters. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 8, n. 4, p. 18-31, Dezembro 2014.
- M. C. CAVALCANTI et al. Comparative study of maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems. **Revista Eletrônica de Potência**, v. 12, n. 2, p. 163-171, Julho 2007.
- MALVEZZI, V. B. **Estudo e projeto de controladores aplicados na malha de controle de corrente de um filtro ativo de potência paralelo**. Dissertação: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2014.

- MATIAS, R. R. **Compensadores Estáticos de Potência para Sistemas Trifásicos**. Dissertação: Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.
- MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. **Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica**. International Conference on Engineering. Covilha: [s.n.]. 2013.
- MATTAVELLI, P. A closed-loop selective harmonic compensation for active filters. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 37, n. 1, 2001. 81-89.
- NEWMAN, M. J.; ZMOOD, D. N.; HOLMES, D. G. Stationary frame harmonic reference generation for active filter systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 38, n. 6, 2002. 1591-1599.
- ONS. dados Relevantes 2014: Visão Geral do Sistema Interligado Nacional - SIN, 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/DADOS2014_ONS/2_3.html>. Acesso em: 26 dezembro 2016.
- PATEL, M. R. **Wind and Power Solar Systems: Design, Analysis, and Operation**. 2ª ed. [S.l.]: CRC Press, 2006.
- PEPPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Police**, 33, n. 6, 2005. 787-798.
- PIERNO, A.; DI NOIA, L. P.; RUBINO, L. Ancillary services provided by PV power plants. **Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies**, n. 28, p. 57-76, 2016.
- PRODANOVIC, M. et al. Harmonic and reactive power compensation as ancillary services in inverter-based distributed generation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 1, n. 3, 2007. 432-438.
- SANDALI, A.; OUKHOYA, T.; CHERITI, A. **Modeling and design of PV grid connected system using a modified fractional short-circuit current MPPT**. 2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). Ouarzazate: [s.n.]. 2014. p. 224-229.
- SCHONARDIE, M. F. **Sistema Fotovoltaico Trifásico conectado à rede com controle de potência ativa e reativa utilizando transformada dq0**. Tese: Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.
- SEZEN, S.; AKTAS, ; UCAR,. **A three-phase three-level NPC inverter based grid-connected photovoltaic system with active power filtering**. Power Electronics and

- Motion Control Conference and Exposition (PEMC), 2014 16th International. Antalya: IEEE. 2014. p. 1331-1335.
- SHIVA, T.; VIJAYAKUMAR, N. Harmonic Compensation of Distribution generation Using Photovoltaic Interfacing Inverter. **International Journal of Science Engineering and Advance Technology**, v. 3, n. 2, 2015.
- SILVA, P. V. **Implementação Experimental de Filtro Ativo Paralelo de Potência com Aplicação a Gerador de Indução Trifásico**. Dissertação: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.
- SINGH, B.; AL-HADDAD, K.; CHANDRA, A. A review of active filters for power quality improvement. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 46, n. 5, 1999. 960-971.
- T. ESRAM; P. L. CHAPMAN. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 2, p. 439-449, Junho 2007.
- VIZOSO, A. F.; PIEGARI, L.; TRICOLI, P. **A Photovoltaic Power Unit Providing Ancillary Services for Smart Distribution**. International Conference on Renewable Energies and Power Quality. [S.I.]: [s.n.]. 2011. p. 447-452.
- WALTER, A. Fomento à geração elétrica com fontes renováveis de energia no meio rural brasileiro: barreiras, ações e perspectivas. **Encontro de Energia no Meio Rural**, Campinas, 2000. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000022000000100028&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 11 Janeiro 2017.
- WANG, X. et al. **Comparative analysis of popular control schemes for parallel active power filter and experimental verification**. Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06. 37th IEEE. [S.I.]: IEEE. 2006.
- WU, J. C.; JOU, H. L. Simplified control method for the single-phase active power filter. **IEE Proceedings - Electric Power Applications**, v. 143, n. 3, p. 219-224, Maio 1996.
- YUAN, X. et al. Stationary frame generalized integrators for current control of active power filters with zero steady-state error for current harmonics of concern under unbalanced and distorted operating conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 38, n. 2, 2002. 523-532.

