



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS DE SOBRAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO - PPGEEC

FRANCISCO KELSON PEREIRA ALVES

INTEGRAÇÃO DE UM FILTRO ATIVO PARALELO E ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO

SOBRAL
2018

FRANCISCO KELSON PEREIRA ALVES

**INTEGRAÇÃO DE UM FILTRO ATIVO PARALELO E ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

**Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
de Computação da Universidade Federal do
Ceará, como quesito parcial para obtenção
do Título de Mestre em Engenharia
Elétrica.**

**Orientador: Prof. Dr. Isaac Rocha
Machado.**

SOBRAL

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- A479i Alves, Francisco Kelson Pereira.
Integração de um filtro ativo paralelo e armazenamento de energia para melhoria da qualidade de energia em sistemas de distribuição / Francisco Kelson Pereira Alves. – 2018.
65 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Sobral, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Isaac Rocha Machado.
1. Filtro Ativo De Potência. 2. Armazenamento de energia. 3. Harmônicos. 4. Geração distribuída. I.
Título.

CDD 621.3

FRANCISCO KELSON PEREIRA ALVES

**INTEGRAÇÃO DE UM FILTRO ATIVO PARALELO E ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

**Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
de Computação da Universidade Federal do
Ceará, como quesito parcial para obtenção
do Título de Mestre em Engenharia
Elétrica.**

Aprovada em: 27 \ 04 \ 2018.

BANCA EXAMINADORA

**Prof. Dr. Isaac Rocha Machado (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)**

**Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto
Universidade Federal do Ceará (UFC)**

**Profa. Dra. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos
Universidade Federal do Maranhão (UFMA)**

A Deus.

Aos meus pais, Lourdes e João.

A minha noiva Patrícia.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Dr. Isaac Rocha Machado, pelo total apoio e dedicação ao trabalho, sem medir esforços e manter constantes incentivos à pesquisa. Sobre tudo, agradeço ainda por sempre acreditar no meu potencial, e me apoiar nas situações mais difíceis. De fato, sem o seu auxílio, não teria conseguido chegar até este ponto.

Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto e a Profa. Dra. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos, por terem aceitado participar da banca examinadora dedicando tempo e atenção, e pelas valiosas contribuições ao trabalho.

Aos colegas de pós-graduação pelas reflexões, críticas e sugestões. Em especial ao meu grande amigo José Aglailson Silva de Olivindo, por partilhar um pouco de seu conhecimento e experiência no assunto e demonstrar-se sempre a disposição.

Agradeço imensamente à CAPES pelo apoio financeiro disponibilizado entre os anos de 2016 e 2017 através da bolsa de pós-graduação.

Por fim, agradeço a todos os meus familiares que sempre me ajudaram a superar os maiores desafios, através de incentivos e aconselhamentos constantes. Às minhas irmãs Kele e Kércia por demonstrarem orgulho em minhas conquistas. Ao meu amigo e cunhado Emanuel por todas as alegrias partilhadas, sem elas seria bem mais difícil passar por esse período. Agradeço igualmente a minha cunhada Daiane por também fazer parte dessa história.

RESUMO

O aumento da geração a partir de fontes renováveis tende a causar um aumento significativo nas magnitudes das correntes harmônicas e na degradação da qualidade de energia nos sistemas de distribuição. Este trabalho apresenta o estudo e modelagem de um Filtro Ativo Paralelo de Potência (FAPP) integrado a um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) visando a melhoria da qualidade de energia em um típico sistema de distribuição de energia elétrica. O sistema de distribuição é composto por cargas não lineares, geração distribuída (com caráter intermitente) e um FAPP integrado a um SAE (banco de baterias) através de um conversor CC/CC conectado ao link CC comum. O objetivo é realizar, ao mesmo tempo, a filtragem de correntes harmônicas de alta frequência (5° e 7° harmônicos são as componentes mais significativas) inseridas pelas cargas não lineares e a suavização da demanda de potência ativa da rede, eliminando a componente oscilante em baixa frequência inserida pela geração distribuída intermitente. O circuito de potência do FAPP consiste de um Conversor de Fonte de Tensão (*Voltage Source Converter - VSC*) de seis pulsos, cujo controle é implementado a partir da medição de potências instantâneas do conjunto cargas-geração. O banco de baterias é conectado ao link CC do FAPP através de um conversor CC/CC bidirecional em corrente e com controle baseado na medição de potência ativa da rede. Desta forma, o SAE tem o objetivo de controlar o balanço de energia gerada e consumida, fazendo com que a demanda na rede seja aproximadamente constante, ou seja, aplicando-se o nivelamento de carga.

Palavras-chave: Filtro Ativo Paralelo. Teoria da potência instantânea. Harmônicos de corrente. Armazenamento de Energia. Controle de potência.

ABSTRACT

The increase of the renewable energy generation tends to cause a significant increase in the magnitudes of the harmonic currents and the degradation of the power quality of distribution systems distribution systems. This work presents the study and modeling of a Parallel Active Power Filter (PAPF) integrated with an Energy Storage System (ESS) aimed at improving the power quality in a typical electric power distribution system. The distribution system consists of non-linear loads, distributed generation (with intermittent characteristics) and a PAPF integrated with an ESS (battery bank) through a DC / DC converter connected to the common DC link. The objective is to perform, at the same time, the high harmonic currents filtering (5th and 7th harmonics are the most significant components) inserted by the nonlinear loads and the smoothing of the active power demanded by the grid, eliminating the low frequency oscillating component inserted by intermittent distributed generation. The PAPF power circuit consists of a six-pulse Voltage Source Converter (VSC), whose control is implemented by measuring the instantaneous powers of the load-generation set. The battery bank is connected to the DC link of the PAPF through DC/DC converter bidirecional in current and with control based on the Active power measurement. In this way, the ESS has the objective of controlling the balance between the generated and consumed powers, making the grid Power demand approximately constant, that is, by applying the load leveling.

Keywords: Shunt Active Filter. Instantaneous Power Theory. Harmonics Current. Energy Storage. Control of Power.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Filtro ativo paralelo de potência (FAPP).....	15
Figura 1.2 - Filtro ativo série de potência (FASP).....	15
Figura 1.3 - Filtros híbrido e universal.	16
Figura 1.4 - Esquema de integração entre FAPP e SAE.....	19
Figura 2.1 - Topologia do FAPP tipo VSC.	21
Figura 2.2 - Configurações de possíveis estados das chaves do VSC.	22
Figura 2.3 - Análise de Thevenin das respectivas configurações da Fig. 2.2.	23
Figura 2.4 - a) Transformada de Clark direta; b) Transformada de Clark inversa.	27
Figura 2.5 - <i>Phase Locked Loop</i>	28
Figura 2.6 – Esquema de controle do FAPP.	29
Figura 2.7 - Malha de corrente	33
Figura 3.1 - Circuito de potência do SAE.	35
Figura 3.2 - Modelo matemático do banco de baterias.	38
Figura 3.3 - Curva de descarga típica das baterias.	38
Figura 3.4 - Esquemático de controle do SAE.	42
Figura 4.1 - Curva de descarga modelada do banco de baterias.....	44
Figura 4.2 - Comparação das correntes de saída (ifa) e referência (ifa*) do FAPP em 0,5s. ..	45
Figura 4.3 - Corrente de rede na fase A no instante em que o FAPP é acionado.....	46
Figura 4.4 - Correntes de de linha de rede nas fases A, B e C no instante em que o FAPP é acionado.	46
Figura 4.5 - THD das correntes de rede em (%).	46
Figura 4.6 - Zoom na THD das correntes de rede (%).	46
Figura 4.7 - Potências de carga ativa (PL) e reativa (QL).....	47
Figura 4.8 - Potências de geração intermitente ativa (P _{int}) e reativa (Q _{int}).	48
Figura 4.9 - Potências instantâneas do FAPP: ativa (P _f) e reativa (Q _f).	48
Figura 4.10 - Comparação das correntes de saída (ifa) e referência (ifa*) do FAPP em 1,5s.	49
Figura 4.11 - Comparação das correntes de saída (ifa) e referência (ifa*) do FAPP em 2,0s.	49
Figura 4.12 - Comparação das correntes de saída (ifa) e referência (ifa*) do FAPP em 3,0s.	49
Figura 4.13 - Potência ativa do SAE (P _{sae}).	50
Figura 4.14 - Potências de rede ativa (P _r) e reativa (Q _r).	50
Figura 4.15 - Tensão no <i>Link CC</i> (v _{cap}).	51
Figura 4.16 - Curva de descarga do banco de baterias simulado.	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Parâmetros utilizados nas simulações.....	43
Tabela 5.1 Trabalhos em eventos e periódicos.....	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CSC	<i>Current Source Converter</i>
DHI	Distorção Harmônica Individual
DHT	Distorção Harmônica Total
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAPP	Filtro Ativo Paralelo de Potência
FASP	Filtro Ativo Série de Potência
FP	Fator de Potência
FPB	Filtro Passa-Baixa
PCC	Ponto de Conexão Comum
PI	Proporcional-Integral
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída
PSCAD	<i>Power Systems Computer Aided Design</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

C_f	Capacitor <i>Link</i> CC
L_f	Indutor de acoplamento do filtro ativo
v_{cap}	Tensão nominal do <i>Link</i> CC
Δi_f	Varição de corrente na saída do filtro ativo
v_L	Tensão no indutor de acoplamento do FAPP
v_p	Tensão de pico entre fase e neutro da rede de distribuição
v_{an}	Tensão instantânea modulada pelo filtro ativo entre fase e neutro
S_L, P_L, Q_L, D_L	Potências aparente, ativa, reativa e distorção da carga
S_f	Potência do filtro ativo
E_m	Módulo de tensão da rede
I_1, θ_1	Módulo e ângulo da corrente fundamental
Δv_C	Varição de tensão no capacitor
i_C	Corrente no capacitor
f_r	Frequência de rede
v_a, v_b, v_c	Tensões genéricas de fase equilibradas e senoidais
v_α, v_β	Tensões genéricas equilibradas e senoidais em coordenadas $\alpha\beta$
$S_{\alpha\beta}, e, i$	Vetores complexos de potência aparente, tensão e corrente em $\alpha\beta$
p, q	Potências ativa e reativa instantâneas em $\alpha\beta$
k_{pib}, k_{iib}	Ganho proporcional e integral de corrente do banco de baterias
$\omega_i, \omega_v, \omega_{ib}$	Frequências naturais das malhas de corrente e tensão
k_{pi}, k_{ii}	Ganho proporcional e integral de corrente no FAPP
k_{pv}, k_{iv}	Ganho proporcional e integral de tensão no FAPP
v_d, v_q	Tensões genéricas em coordenadas dq
i_d, i_q	Correntes genéricas em coordenadas dq

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Revisão Bibliográfica	15
1.2	Motivação	18
1.3	Objetivos	18
1.3.1	Objetivos Específicos	18
1.4	Organização do Trabalho	20
2	FILTRO ATIVO PARALELO DE POTÊNCIA	21
2.1	Cálculo do Indutor de Acoplamento.....	22
2.2	Cálculo do Capacitor do <i>Link</i> CC.....	24
2.3	Controle do FAPP.....	26
2.3.1	Teoria da Potência Instantânea.....	26
2.3.2	Phase Locked Loop (PLL)	28
2.3.3	Projeto das Malhas de Controle	29
3	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	35
3.1	Cálculo do Filtro Indutivo de Corrente.....	36
3.2	Modelagem do Banco de Baterias	37
3.3	Medição de Potência no PCC.....	40
3.4	Controle de Corrente no SAE	41
4	SIMULAÇÕES	43
4.1	Dimensionamento do Sistema de Potência.....	43
4.2	Análise de Desempenho da Integração entre FAPP e SAE	44
4.2.1	Resultados da Filtragem de Harmônicos	45
4.2.2	Resultados do Nivelamento de Carga.....	47
4.2.3	Resultados do Controle de Tensão no Link cc.....	51
4.2.4	Resultados da Descarga do Banco de Bateria.....	51
5	SÍNTESE E CONCLUSÕES	52
5.1	Síntese.....	52
5.2	Conclusões	53

	12
5.3 Contribuições	53
5.4 Trabalhos Futuros.....	54
REFERÊNCIAS	55
APÊNDICE A – CONCEITO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL E INDIVIDUAL (DHT E DHI)	59
APENDICE B – CÁLCULO DOS PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO.....	60
ANEXO A – ESQUEMÁTICO DO SISTEMA SIMULADO	63

1 INTRODUÇÃO

Depois que a opinião pública passou a dar maior atenção aos danos ambientais causados pela geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, a busca por fontes alternativas tornou-se cada vez mais presente nos projetos e programas socioambientais e socioeconômicos mundiais.

Devido aos impactos das grandes instalações, a descentralização e diversificação das fontes de energia apresentam-se como solução para este problema. Á exemplo, pode-se citar a implantação das pequenas centrais geradoras que além de descentralizar a geração, também possibilitam a efetiva utilização das fontes renováveis em caráter alternativo.

Grandes incentivos têm sido direcionados para as tecnologias de geração eólica e fotovoltaica, cujos potenciais são bastante atrativos em regiões litorâneas e equatoriais. Quando se fala na produção de energia elétrica a nível de transmissão, os geradores eólicos tornam-se mais atrativos devido vantagens econômicas. A energia fotovoltaica até o momento possui viabilidade econômica para aplicações de porte menor, como por exemplo prédios residenciais e comerciais, a nível secundário de distribuição.

Segundo dados do relatório final da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicado no final de 2017, o Brasil apresentou 6,7% de participação da energia eólica em sua capacidade total instalada, equivalendo a 54,9% de aumento em relação ao ano anterior. Enquanto que a fotovoltaica teve uma participação de 0,01%, e manteve-se estagnada. Mesmo com essa baixa porcentagem, comparando ao ano de 2012 (data inicial da geração distribuída no Brasil), a geração fotovoltaica cresceu cerca de 81.000%. Não o bastante, a utilização de fontes não renováveis reduziu de 25,9% para 19,6% de influência na matriz energética nacional (1).

É evidente que as fontes intermitentes já possuem significativa influência na matriz energética brasileira. Embora os dados da EPE não mostrem aumento da geração fotovoltaica entre 2016 e 2017, diante das contínuas medidas de incentivo na geração distribuída, a tendência é que este percentual torne-se cada vez mais expressivo. Como indicativo, pode-se citar o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD), lançado em 2015 pelo governo brasileiro, que anunciou investimento de R\$ 100 Bilhões como forma de incentivos na área (2).

A previsão é de que até 2030, 2,7 Milhões de consumidores (residências, comércios, indústrias e setor agrícola) possam gerar sua própria energia. O ProGD é voltado

para geração distribuída de forma geral, mas tem como foco principal a energia fotovoltaica. O objetivo é fazer com que as energias alternativas saltem para o percentual de 45% de participação na matriz energética nacional (1) (2).

Aumentar a geração distribuída significa fortalecer o sistema de potência quanto a sua capacidade, reduzindo a necessidade de investimentos na geração convencional e infraestrutura para sistemas de transmissão. Podemos citar ainda as questões ambientais como aproveitamento do potencial solar e redução da emissão de gases do efeito estufa.

No entanto, sabe-se que tanto geração eólica como fotovoltaica apresentam características intermitentes. Considerando que a quantidade de cargas conectadas na rede de distribuição aumenta conforme o país avança em desenvolvimento, é incerto dizer que a geração distribuída conseguirá suprir essa demanda sem a necessidade de intervenção das fontes convencionais. A intermitência pode ainda causar impactos de operação, como por exemplo o desvio de frequência. O desafio é encontrar uma forma de equilibrar e controlar a geração intermitente em consonância ao despacho de energia, de forma que a entrada e saída das fontes alternativas não provoquem grandes oscilações de potência no sistema (3).

Outro fato que deve ser lembrado é a necessidade de utilização de inversores na geração fotovoltaica. O que significa dizer que o aumento da geração distribuída irá acarretar em significativa injeção de harmônicos de corrente na rede de distribuição. Juntando isso ao contínuo aumento de cargas não lineares, induz-se a dizer que as medidas de controle de harmônicos serão cada vez mais necessárias (4).

Além de reduzir o fator de potência, os harmônicos de corrente também provocam distorções na forma de onda de tensão, e também acarretam em uma série de outros problemas. A seguir destacam-se os principais (12):

- Aquecimento adicional em equipamentos de distribuição e transmissão;
- Sobretensão;
- Erro em dispositivos de medição;
- Operação indevida de dispositivos de proteção;
- Interferência em sistemas de controle e comunicação.

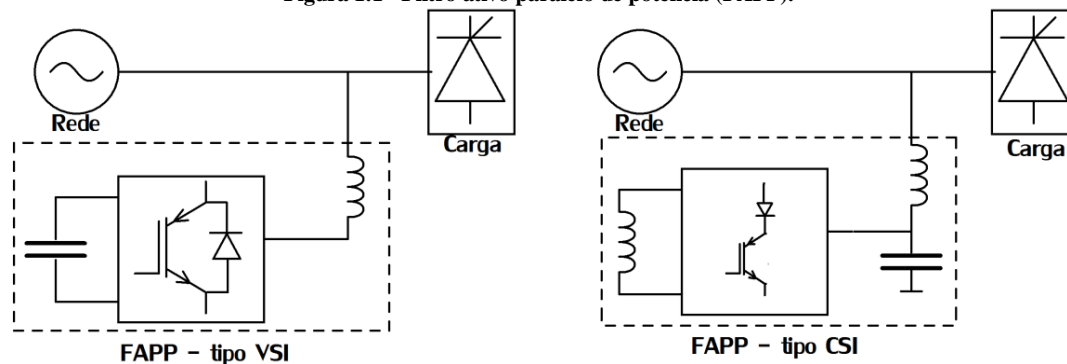
Uma forma de amenizar os impactos da geração distribuída é através do armazenamento de energia elétrica. Grandes avanços tecnológicos foram obtidos nas últimas décadas em relação aos dispositivos de armazenamento. Hoje, dispõe-se de elementos com grande capacidade armazenadora, e de diferentes aplicabilidades. Esta capacidade pode variar de minutos a algumas horas de fornecimento contínuo de energia, e podem ser aplicados tanto em sistemas de distribuição como também de transmissão (3).

1.1 Revisão Bibliográfica

Quando se trata de filtros ativos de potência, pode-se dizer que o foco do assunto é a qualidade de fornecimento da energia elétrica. Basicamente, trata-se de um equipamento desenvolvido para atuar no controle de injeção de harmônicos de tensão (Filtro Ativo Série de Potência - FASP) ou corrente (Filtro Ativo Paralelo de Potência - FAPP). Fazendo a correção nos formatos de onda, o filtro automaticamente compensa potências reativas e harmônicas, e também eleva o fator de potência no ponto de conexão comum (PCC) (5) (6).

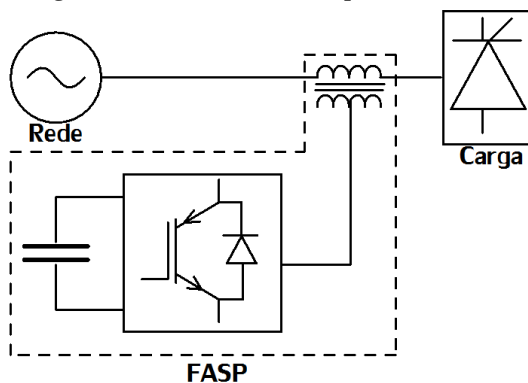
Tanto o filtro série como paralelo necessitam de um elemento armazenador que possibilite a troca de energia, conforme Fig. 1.1 e 1.2. O FAPP pode utilizar tanto um capacitor (*Voltage Source Converter – VSC*) como um indutor (*Current Source Converter – CSC*), a escolha é feita conforme as características do sistema ao qual o filtro será aplicado. O CSC é utilizado quando necessita-se de um dispositivo robusto, enquanto que o VSC apresenta-se mais eficiente, de menor custo e ocupa menos espaço (5).

Figura 1.1 - Filtro ativo paralelo de potência (FAPP).



Fonte: elaborada pelos autores.

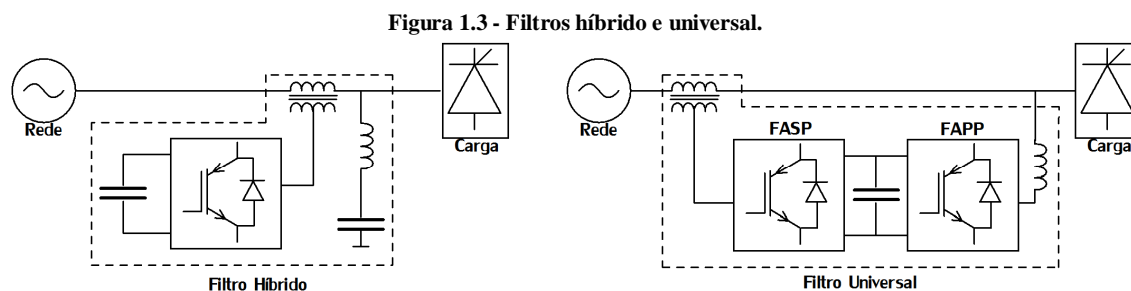
Figura 1.2 - Filtro ativo série de potência (FASP).



Fonte: elaborada pelos autores.

Existem ainda os filtros de potência híbridos e universais. O filtro híbrido utiliza uma topologia de compensação que combina os filtros ativos com filtros passivos. Enquanto

que os filtros universais realizam a integração entre o FAPP e o FASP (13). A topologia de potência dos filtros ativos híbridos e universais são apresentadas na Fig. 1.3.



Fonte: elaborada pelos autores.

Depois que a teoria da potência instantânea foi apresentada em forma de aplicação para o controle de acionamento dos filtros ativos (5), desencadeou-se uma série de outros estudos visando a eficiência de compensação. De fato, já existem análises bastante disseminadas na comunidade acadêmica e científica. Análises quanto aos tipos de modulação (8), estratégias de controle (5)(6), tipos de controlador (9)(10)(11) e tipos de conversores (7). A definição da configuração geral do filtro depende do tipo de aplicação, e do local onde o equipamento vai ser instalado. Considerando os trabalhos analisados é possível constatar resultados similares, quando se fala apenas em compensação harmônica.

Comparando os controles direto e indireto (6) do FAPP (compensação com detecção/ sem detecção de harmônicos de carga, respectivamente), o primeiro é mais eficiente no controle de tensão do Link CC, e o segundo possibilita a redução do número de sensores necessários. Embora o controle indireto seja mais simples e exija menos sensoriamento, o controle direto apresenta maior robustez e estabilidade de controle.

Com as teorias de controle e compensação harmônica bastante disseminadas, os FAPP passam agora a ser estudados como forma de integração das fontes alternativas no sistema de potência. A exemplo disso pode-se citar o estudo apresentado em (39), que utiliza o filtro ativo para mitigar os harmônicos de um sistema de potência injetados por uma carga não linear e um sistema de geração fotovoltaico.

Já a análise apresentada em (41) faz o estudo de um filtro ativo cuja tensão no Link CC é controlada por um sistema de armazenamento, e este último é carregado através de um sistema de geração fotovoltaica. A diferença desta topologia conversora para o filtro ativo em sua aplicação tradicional, é que as perdas por modulação não precisam ser compensadas pela rede, devendo assim o filtro preocupar-se apenas com a filtragem harmônica e potência reativa.

Outra análise cujos resultados são apresentados em (42), estuda-se um conceito de aplicação do FAPP para filtragem da potência oscilante de baixa frequência injetada por um gerador eólico. Isto é feito através da utilização de um sistema de armazenamento de energia conectado ao Link CC. Com topologia similar, o estudo realizado em (40) mostrando experimentalmente que controlando a constante de tempo associada a filtragem de potência de baixa frequência, é possível configurar a quantidade de energia a ser filtrada dentro de um período específico. Estabelecendo o nível de energia e o tempo de filtragem, pode-se também dimensionar a capacidade de armazenamento necessária.

O trabalho apresentado em (43) faz a análise da integração entre o filtro ativo e o sistema de armazenamento de energia para uma microrrede. Diferente dos outros trabalhos citados, a energia ativa a ser armazenada provém do PCC, e não mais do Link cc. O conceito apresentado permite ainda que o filtro opere na configuração On-Grid e Off-Grid. A gestão do fluxo de energia é feita a partir dos parâmetros de demanda da microrrede.

Em (7) propõe-se uma modelagem para o armazenamento, considerando um banco de baterias, feito de forma empírica partindo das características reais e comuns entre as tecnologias vigentes. Basicamente faz-se a aproximação da curva de descarga do banco de baterias através de uma representação matemática, a qual é dividida nas zonas exponencial, nominal e descarga total. A modelagem da curva varia de acordo com a taxa de descarga, e também com os parâmetros de carga máxima.

Os dispositivos e equipamentos armazenadores desenvolvidos até esta data apresentam diferentes características com relação a dinâmica de carga e descarga, e também quanto a sua capacidade de armazenamento e autonomia. Para cada tipo de atividade existe um equipamento que responde adequadamente as necessidades daquela aplicação. Logo, a escolha do dispositivo armazenador varia conforme os objetivos almejados.

É possível classificar as tecnologias de armazenamento em relação ao tipo de trabalho a ser realizado em duas categorias (3):

- *Descarga rápida*: pode ser subdividida em descarga de curto período (menos de um minuto) e descarga de longo período (cerca de uma hora). As tecnologias de armazenamento com descarga de curto período tratam-se de dispositivos armazenadores utilizados para fornecer estabilidade e qualidade de energia pra rede (Ex.: Capacitores, *Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES*, *Flywheel*, etc). Já as tecnologias de armazenamento com descarga de longo período, por apresentarem maior autonomia, podem ser aplicados para integração das fontes renováveis (Ex.: Baterias de lítio, chumbo-ácido,

níquel-cádmio e hidreto de níquel-metal, bombeamento d'água, *Compressed Air Energy Storage – CAES*, etc.).

- *Gestão energética*: pode fornecer descarga contínua durante várias horas, o que permite maior capacidade de controle e fornecimento de energia em períodos de alta e baixa demanda na rede. (Ex.: Baterias de fluxo, lítio avançado e baterias de altas temperaturas).

1.2 Motivação

A dissertação é fruto de pesquisas realizadas desde a graduação (2014) sobre a utilização do FAPP para eliminação de harmônicos de corrente em sistemas de distribuição. Conforme mencionado, o aumento da geração distribuída tende a intensificar as distorções no formato de onda dessas correntes, por conta da necessidade de utilização de inversores para conexão com a rede. Outra questão, existe ainda o problema da intermitência das fontes alternativas, as quais podem acarretar em problemas diversos.

De fato, as literaturas que abordam o controle e acionamento do FAPP já apresentam-se bastante disseminadas, e por conta disso o foco da pesquisa passou a ser direcionado para a versatilidade de aplicação do FAPP. Especificamente, para integração das fontes alternativas de energia nos sistemas de distribuição. Trabalhos recentes sobre armazenamento e balanceamento de potência foram utilizados como ponto de partida para desenvolvimento da pesquisa em questão.

1.3 Objetivos

Visando mitigar os problemas intrínsecos dessa nova realidade nos sistemas elétricos de potência, onde a presença da geração de pequeno e médio porte a partir de fontes renováveis é cada vez mais presente a nível de distribuição, propõe-se neste trabalho uma topologia que integra as funcionalidades de um FAPP e armazenamento de energia a fim de melhorar a qualidade e fornecimento de energia.

De forma geral, a tendência é que cada vez mais os problemas de regulação de tensão e frequência sejam resolvidos de forma local, diferentemente do controle centralizado nos grandes centros de geração de energia. Para isso, dois grandes “gargalos” são a necessidade de equilíbrio no despacho de energia (equilíbrio entre geração e consumo), bem como a eliminação de harmônicos de corrente indesejáveis.

1.3.1 Objetivos Específicos

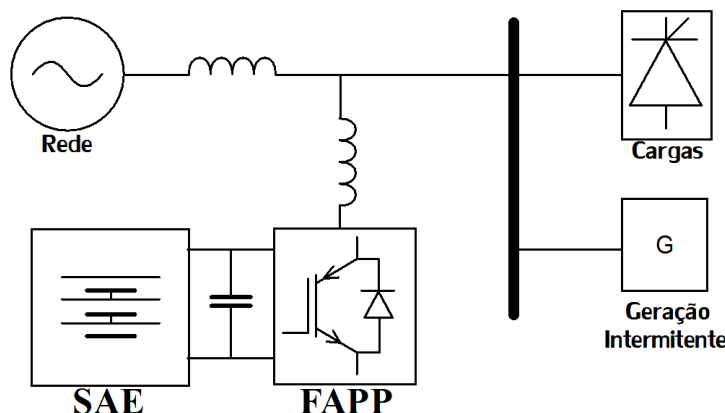
Propõe-se realizar o estudo e análise de uma tecnologia que realize,

simultaneamente, duas tarefas. A ideia é utilizar um FAPP para o controle de harmônicos, que ao mesmo tempo deve também servir como mediador do fluxo de potência entre a rede de distribuição e um SAE. Em suma, os objetivos específicos são:

- Fazer o estudo de controle da integração entre o FAPP e o SAE;
- Realizar a filtragem de corrente a partir da detecção de harmônicos de carga utilizando a teoria da potência instantânea;
- Fazer o balanceamento de potência na rede utilizando os conceitos apresentados em (40) e (43);
- Fazer um estudo de caso onde tanto cargas não lineares como sistemas de geração distribuída são conectados ao sistema de distribuição de baixa tensão.

A Fig. 1.4 apresenta a topologia do sistema de potência do estudo proposto.

Figura 1.4 - Esquema de integração entre FAPP e SAE.



Fonte: elaborada pelos autores.

O sistema proposto para estudo apresentado na Fig. 1.4 de forma genérica, será detalhadamente discutido nos capítulos seguintes. Basicamente, o sistema de distribuição de baixa tensão (380 V) é composto por cargas não-lineares (retificadores trifásicos controlados a tiristor com carga indutiva), um modelo equivalente de um sistema de geração eólica de pequeno porte (representado por fontes intermitentes de corrente), um FAPP e SAE conectados a um link CC comum. O FAPP utiliza a topologia de VSC trifásico de seis pulsos enquanto que o SAE é composto por um banco de baterias interligado ao link CC através de um conversor fonte de tensão meia ponte. Obviamente, este conversor utilizado na conexão das baterias ao link CC é bidirecional em corrente para que o controle de carga e descarga do banco possa ser realizado de acordo com a necessidade. O dimensionamento de todos os elementos passivos bem como a modelagem e projeto das malhas de controle serão detalhadamente apresentados nos capítulos seguintes.

Conforme mostra a Fig. 1.4, a saída do SAE é conectada diretamente ao Link CC

comum, onde a tensão tende a sofrer grandes estresses por conta do fluxo de potência ativa oscilante entre a carga e o FAPP. Logo, a variação de tensão no capacitor é diretamente afetada pelo tipo de controle utilizado. Em virtude deste fato, o controle direto torna-se mais apropriado e foi escolhido para o estudo.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho é organizado em 5 capítulos, incluindo o capítulo introdutório, no qual foram apresentados a motivação e objetivos do estudo realizado.

No capítulo 2 apresenta-se o dimensionamento e controle do FAPP, considerando a metodologia tradicional de mitigação de harmônicos de corrente. Apresentam-se ainda as metodologias de cálculo para os elementos passivos do circuito de potência, e também o conceito da teoria da potência instantânea para o controle implementado. Os tipos de controladores e malhas de controle de tensão e corrente são apresentadas e dimensionadas.

No capítulo 3 apresenta-se a modelagem e o dimensionamento do filtro indutivo e do elemento armazenador de energia, que neste caso é um banco de baterias. Em seguida apresenta-se o estudo do fluxo de potência entre o SAE e o Link CC através do controle da corrente de saída do conversor CC/CC bidirecional em corrente.

Os resultados das simulações implementadas para a topologia de sistema estudada, mostrando tanto a redução na distorção harmônica das correntes de rede como também a realização do balanço de potência entre carga e geração, são apresentados no capítulo 4.

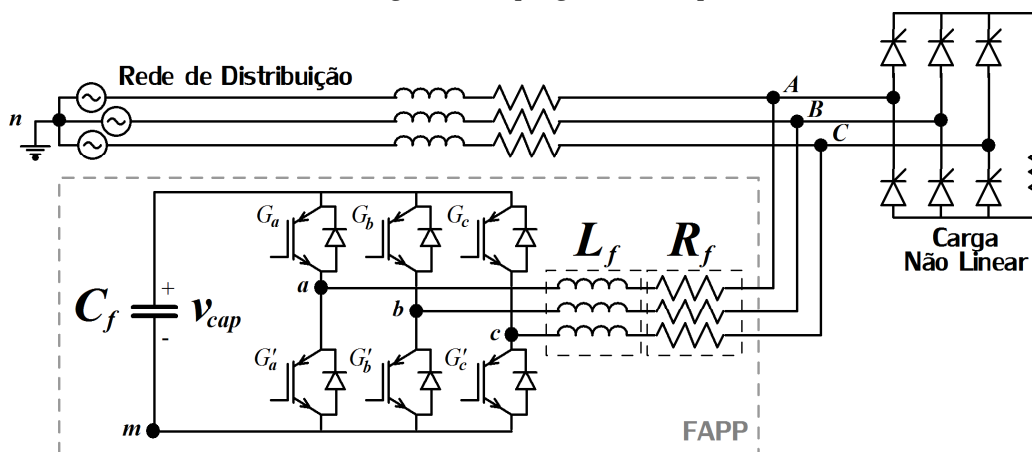
Uma síntese do trabalho e as conclusões a cerca das simulações são apresentadas no capítulo 5. Propostas para trabalhos futuros são apresentadas neste capítulo.

2 FILTRO ATIVO PARALELO DE POTÊNCIA

O FAPP apresenta estrutura interna baseada em um conversor CC/CA bidirecional em corrente. O FAPP é projetado para funcionar como uma fonte que sintetiza correntes harmônicas e reativas para suprir as demandas da carga com exceção da componente fundamental. A ideia é fazer com que apenas a componente fundamental da corrente seja fornecida da rede de distribuição para carga, de forma que tensões e correntes apresentem características senoidais e não defasadas no PCC. O método de controle direto realiza o monitoramento contínuo das variações de corrente de carga, e através da teoria das potências instantâneas é possível tratar a não linearidade de forma eficaz.

Para realizar a troca de energia entre conversor e rede elétrica é necessário a utilização de um elemento armazenador de energia. Basicamente existem duas topologias conversoras possíveis: o VSC (Voltage Source Converter) que utiliza um capacitor no barramento CC, e o CSC (Current Source Converter) que utiliza um indutor no lado CC. Conforme explicado em (5), o CSC é utilizado quando necessita-se de um dispositivo robusto (melhor controle e confiabilidade), enquanto que o VSC apresenta-se mais eficiente, de menor custo e ocupa menos espaço. Como o objetivo deste trabalho é fazer a integração de um SAE diretamente no *Link* CC, a tensão de conexão deve ser constante. Assim, além das vantagens já citadas, utiliza-se o VSC para o estudo em questão justamente pela sua propriedade de operar em tensão constante no barramento, cuja topologia é apresentada na Fig. 2.1.

Figura 2.1 - Topologia do FAPP tipo VSC.



Fonte: elaborada pelos autores.

Os valores de capacitância (C_f) e indutância (L_f) devem ser dimensionados de acordo com os parâmetros do sistema de distribuição, e também com os níveis de distorção e características da carga. Deve-se estabelecer a variação máxima e mínima de corrente, para

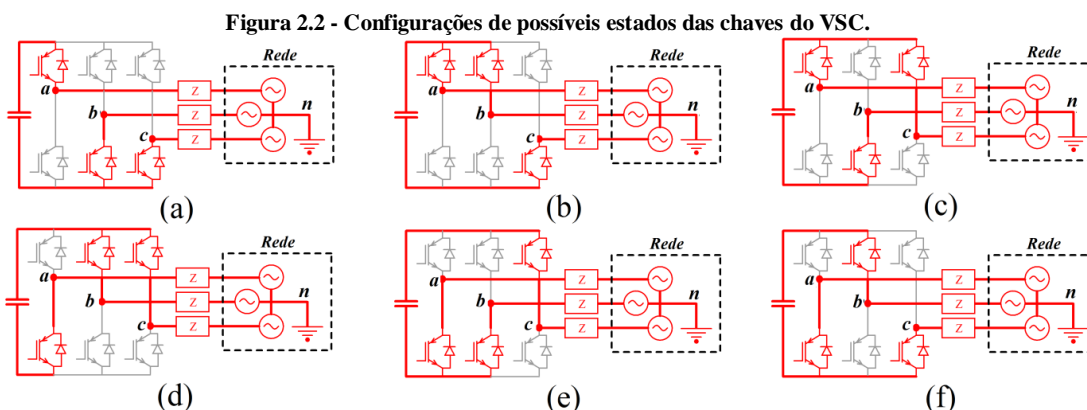
que o FAPP consiga sintetizar a corrente de compensação requerida de forma eficaz e controlada. Este equilíbrio de desempenho depende tanto da teoria de controle utilizada como também da configuração adequada para C_f e L_f .

2.1 Cálculo do Indutor de Acoplamento

Sabe-se que o valor de indutância L_f é inversamente proporcional com a variação de corrente. Como o objetivo do FAPP, que é de compensar componentes harmônicos em ampla faixa de frequência, deve-se permitir que este filtro apresente uma máxima variação de corrente possível. Para garantir a compensação requerida basta assegurar-se de que esta máxima variação de corrente no FAPP seja superior aos parâmetros de distorção das cargas. Logo, por questões de controle, o indutor de acoplamento pode ser dimensionado a partir de um valor mínimo que permita esta variação máxima, e um valor máximo que mantenha uma faixa de frequência de compensação acima dos parâmetros de carga.

Para calcular o valor mínimo de L_f é necessário saber a máxima tensão (v_L) nos seus terminais. Analisando a fase A na Fig. 2.1, pode-se dizer que v_L será máximo quando v_{an} (tensão entre os pontos “a” e “n”) for máximo e a tensão de rede (v_{An}) for mínima, ou vice versa. Para garantir a operacionalidade do filtro deve-se estabelecer um valor mínimo de tensão no Link CC (v_{cap}), o qual deve ser dimensionado com base na tensão v_{An} . A tensão v_L é diretamente influenciada por v_{cap} , logo este parâmetro também influencia na variação de corrente (Δi_f) no indutor L_f . Assim, o dimensionamento da tensão v_{cap} é tão importante quanto o dimensionamento do indutor.

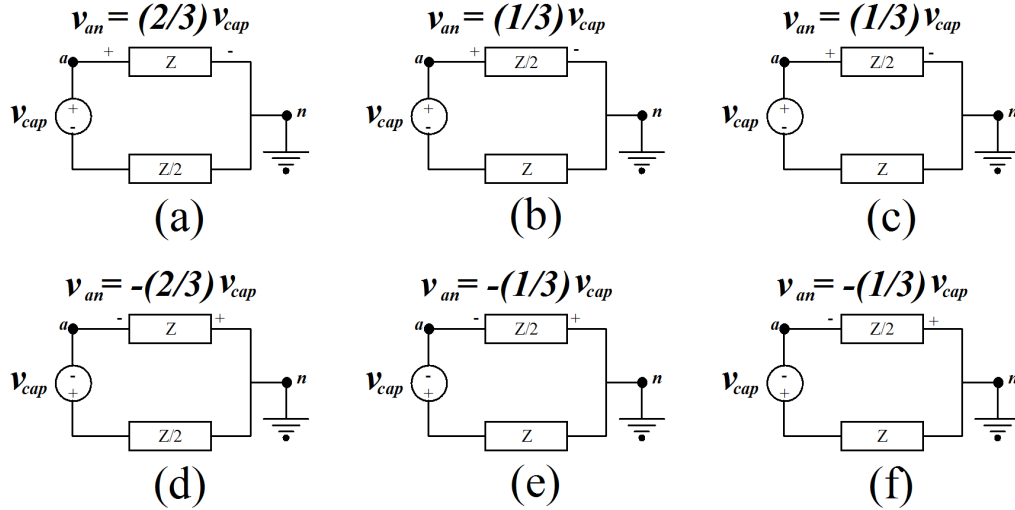
Analisando as possíveis configurações de acionamento do FAPP, conforme Fig. 2.2 que apresenta as 6 combinações possíveis de estados das chaves. Em que, o parâmetro Z refere-se a soma da impedância do indutor de acoplamento com a impedância de rede.



Fonte: elaborada pelos autores.

Para calcular os níveis máximo e mínimo de v_{an} basta aplicar o teorema de Thevenin entre os pontos “a” e “n” em cada uma das configurações acima. Conforme verificado na Fig. 2.3, verifica-se que existem quatro níveis de tensão possíveis:

Figura 2.3 - Análise de Thevenin das respectivas configurações da Fig. 2.2.



Fonte: elaborada pelos autores.

Considerando que a tensão de linha da rede seja senoidal com valor de pico v_p , e observando os valores máximos e mínimos de v_{an} , pode-se dizer que o módulo da tensão máxima no indutor L_f é dado conforme:

$$v_{Lmáx} = \frac{2}{3}v_{cap} + v_p. \quad (2.1)$$

Para dimensionar o valor máximo de indutância é necessário estabelecer a variação mínima de corrente que deve fluir entre o FAPP e o PCC. Sabe-se que:

$$v_L = L_f \frac{\Delta i_f}{\Delta t}. \quad (2.2)$$

Considerando que o período de chaveamento é dado por $\Delta t = 1/f_c$, combinando (2.1) e (2.2), e considerando o valor máximo possível permitido para a variação de corrente, deduz-se que:

$$L_{fmáx} = \frac{2v_{cap} + 3v_p}{3\Delta i_{fmin}f_c}. \quad (2.3)$$

Em que:

Δi_{fmin} = Variação mínima de corrente;

f_c = Frequência de chaveamento do conversor.

Fazendo a mesma combinação entre (2.1) e (2.2) também é possível estabelecer uma regra de dimensionamento para o valor mínimo de v_{cap} de acordo com a variação mínima de corrente requerida, conforme a seguir:

$$v_{cap\,m\acute{i}n} = \frac{3}{2}(L_f \Delta i_{f\,m\acute{i}n} f_c + v_p). \quad (2.4)$$

Para calcular a indutância mínima, basta substituir em (2.3) o valor de $\Delta i_{f\,m\acute{i}n}$ por $\Delta i_{f\,m\acute{a}x}$ (máxima variação de corrente), e considerar a tensão mínima no indutor $v_{L\,m\acute{i}n}$ ($\frac{2}{3}v_{cap} - v_p$) no lugar de $v_{L\,m\acute{a}x}$. Configurando estes parâmetros de acordo com a compensação requerida, é possível assegurar que a variação de corrente seja limitada dentro de uma faixa de desempenho, e seus limites de máximo e mínimo são regidos pela configuração de L_f e v_{cap} . Os cálculos de dimensionamento e considerações de projeto são apresentadas detalhadamente no Apêndice B.

2.2 Cálculo do Capacitor do *Link* CC

Assim como para o indutor L_f , constata-se a seguir que o dimensionamento de C_f pode ser baseado a partir dos parâmetros da carga. É possível estabelecer uma relação entre a potência aparente da carga (S_L) com a potência do filtro (S_f) através da distorção harmônica total (DHT) de corrente. Considerando que as tensões de rede sejam senoidais, de maneira que apenas as correntes apresentem distorções, as potências ativa, reativa e aparente da carga não linear são respectivamente dadas a seguir:

$$P_L = \frac{v_p I_1}{2} \cos \theta_1; \quad (2.5)$$

$$Q_L = \frac{v_p I_1}{2} \sen \theta_1; \quad (2.6)$$

$$S_L = \frac{v_p}{2} \sqrt{\sum_1^n I_n^2}. \quad (2.7)$$

Em que:

I_1 – Módulo da corrente fundamental de carga;

I_n – Módulo da corrente harmônica n de carga;

θ_1 – Ângulo de atraso da corrente fundamental de rede em relação a tensão.

Através de (2.5) e (2.7) é possível encontrar uma expressão para o fator de potência de uma carga não linear:

$$FP_L = \frac{P_L}{S_L} = \frac{I_1}{\sqrt{\sum_1^n I_n^2}} \cos \theta_1. \quad (2.8)$$

A distorção harmônica total é definida como:

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_2^n I_n^2}}{I_1}. \quad (2.9)$$

Associando-se (2.8) e (2.9) verifica-se que o fator de potência pode ser expresso em termos de distorção harmônica, conforme a seguir:

$$FP_L = \frac{\cos \theta_1}{\sqrt{1+DHT^2}}. \quad (2.10)$$

A potência aparente de carga também pode ser calculada através do conceito de potência de distorção (D_L), onde:

$$S_L^2 = P_L^2 + Q_L^2 + D_L^2. \quad (2.11)$$

Considerando que o FAPP deve filtrar tanto potência harmônica como reativa, pode-se dizer que:

$$S_f^2 = Q_L^2 + D_L^2 = S_L^2 - P_L^2. \quad (2.12)$$

Baseando-se em (2.8) e (2.12), a potência do filtro ativo pode ser expressa em termos de FP_L , como:

$$S_f^2 = (1 - FP_L^2) S_L^2. \quad (2.13)$$

Substituindo-se (2.13) em (2.10), e efetuando-se algum algebrismo deduz-se que:

$$S_f = \left(\frac{\sqrt{DHT^2+1-\cos^2 \theta_1}}{\sqrt{1+DHT^2}} \right) S_L. \quad (2.14)$$

Analisando a equação acima observa-se que a potência nominal do filtro é máxima quando o ângulo θ_1 for igual a zero. Isto significa dizer matematicamente a potência aparente nominal do FAPP depende dos harmônicos e reativos a serem compensados, conforme já comentado. Logo, a expressão final para S_f :

$$S_f = \left(\frac{DHT}{\sqrt{1+DHT^2}} \right) S_L. \quad (2.15)$$

A capacitância mínima deve satisfazer a demanda de energia requerida para compensação sem afetar o nível de tensão do barramento CC. Seguindo a metodologia apresentada em (16) a capacitância mínima pode ser calculada a partir da variação máxima de energia no *Link* CC, onde:

$$\Delta E_f = \frac{C_{fmin}}{2} (v_{capmax}^2 - v_{capmin}^2). \quad (2.16)$$

Considerando que a variação total de energia dentro de um período de rede (T_r) seja zero, ou seja, a energia que é fornecida é totalmente devolvida. Em função da potência do FAPP pode-se dizer que:

$$\Delta E_f = \frac{S_f T_r}{2}. \quad (2.17)$$

Logo, substituindo-se (2.17) em (2.16) e destacando-se C_{fmin} , verifica-se que:

$$C_{fmin} = \frac{S_f}{f_r (v_{capmax}^2 - v_{capmin}^2)}. \quad (2.18)$$

Sendo:

f_r – Frequência de rede.

Com (2.16) o capacitor pode ser dimensionado a partir da potência de compensação requerida e da variação máxima de tensão no Link cc.

2.3 Controle do FAPP

Para fazer o controle do filtro ativo é necessário definir a metodologia de compensação e o tipo de controlador utilizado. O foco deste trabalho não é verificar qual a escolha mais eficiente, existindo diversas opções possíveis. No entanto, a integração de um sistema de armazenamento ao filtro ativo provoca maiores variações de tensão no Link cc, devido ao aumento do fluxo de potência. Portanto, deve-se principalmente utilizar uma metodologia de compensação que apresente um bom desempenho dinâmico em relação ao controle de tensão. Justifica-se assim a utilização do método de compensação *Direto*, que embora seja mais complexo que o método *Indireto*, apresenta melhor eficiência no controle de tensão e compensação de corrente (6). Quanto aos controladores são utilizados os métodos tradicionais de ação *Proporcional-Integral* (PI) para as malhas de tensão e corrente.

Utilizando o método *Direto* é possível calcular as correntes de compensação através dos conceitos da *Teoria da potência instantânea*, que baseia-se na definição de potência instantânea em coordenadas $\alpha\beta$ (5).

A teoria pq baseia-se em valores instantâneos de potência definidos no domínio do tempo. Não há restrições quanto as formas de onda de tensão e corrente podendo inclusive serem utilizados valores genéricos em sistemas trifásico com ou sem neutro. Assim, é válida para regime permanente e transitório (5).

2.3.1 Teoria da Potência Instantânea

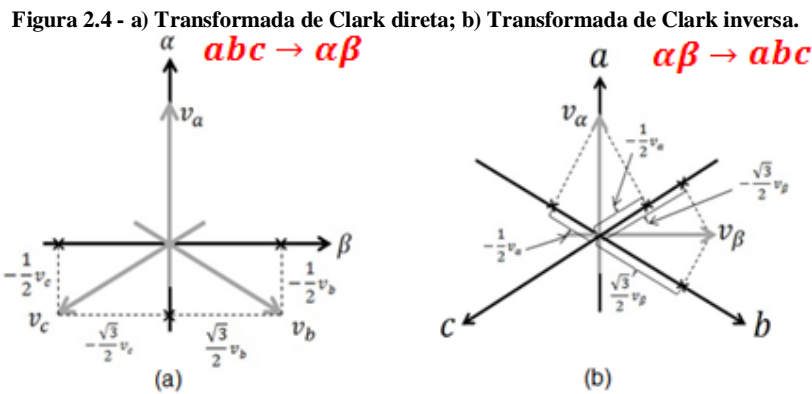
Antes de detalhar os cálculos de cada bloco da Fig. 2.4, é necessário apresentar os conceitos básicos da *Teoria pq*. É possível representar um sistema de coordenadas abc no plano complexo através da transformada de Clark. Os eixos real e imaginário são representados por $\alpha\beta$, respectivamente. A teoria da potência instantânea (Também conhecida como *Teoria pq*) equivale a representação de potência complexa ativa (p) e reativa (q) em coordenadas $\alpha\beta$. A transformada de *Clark Direta* é expressa por:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \quad (2.19)$$

A transformada de *Clark Inversa* é apresentada em:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix}. \quad (2.20)$$

A análise de transformação $abc \rightarrow \alpha\beta$ e $\alpha\beta \rightarrow abc$ são feitas na Fig. 2.4. Onde, considera-se um caso genérico em que as tensões de fase v_a, v_b e v_c defasadas em 120° elétricos são transformadas para o sistema $\alpha\beta$ (v_α, v_β). O sistema $\alpha\beta$ (ou $\alpha\beta 0$) equivale a dois (três quando houver componente 0) eixos ortogonais estacionários no plano complexo. Aqui o interesse é apenas no caso trifásico sem neutro. Enquanto o módulo de v_α varia no eixo real, o módulo de v_β varia sobre o eixo imaginário.



Fonte: elaborada pelos autores.

As equações (2.19) e (2.20) podem ser utilizadas de forma análoga para a transformação de corrente. A definição das potências ativa e reativa instantâneas em coordenadas $\alpha\beta$ são derivadas do conceito de potência aparente, onde a potência complexa $S_{\alpha\beta}$ equivale ao produto do vetor tensão com o conjugado do vetor corrente. Aplicando este conceito em coordenadas $\alpha\beta$:

$$S_{\alpha\beta} = \mathbf{e} \cdot \mathbf{i}^* = \left(\underbrace{(v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha - ji_\beta)}_p + j \underbrace{(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta)}_q \right). \quad (2.21)$$

Logo:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}. \quad (2.22)$$

De acordo com a aplicação, a equação (2.22) permite obter as correntes complexas a partir da matriz inversa das tensões, conforme a seguir:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}. \quad (2.23)$$

De forma similar também é possível obter a expressão matricial para as tensões:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{i_\alpha^2 + i_\beta^2} \begin{bmatrix} i_\alpha & -i_\beta \\ i_\beta & i_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}. \quad (2.24)$$

As potências p e q podem também ser divididas em suas componentes oscilantes e constantes:

$$p = \bar{p} + \tilde{p}; \quad (2.25)$$

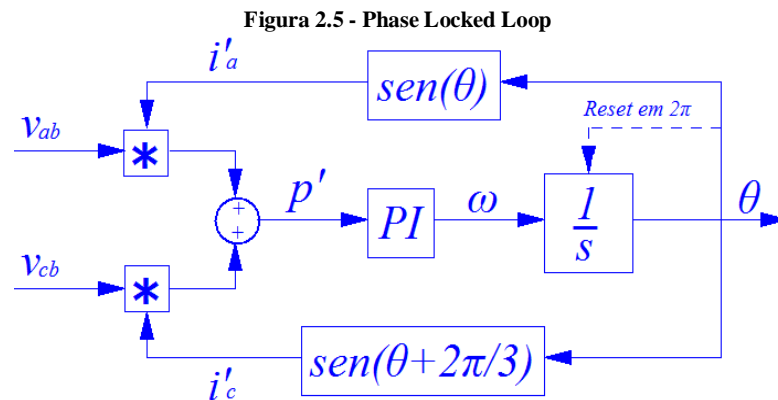
$$q = \bar{q} + \tilde{q}. \quad (2.26)$$

2.3.2 Phase Locked Loop (PLL)

O PLL é utilizado para se obter os valores de frequência e ângulo de fase da tensão de frequência fundamental da rede, servindo como circuito de sincronismo. Existem diversas literaturas abordando as formas de implementação do PLL, aqui será utilizado a metodologia apresentada em (5). Onde, a análise é feita através da potência instantânea utilizando as tensões de linha para o cálculo. Em coordenadas abc a potência instantânea real é dada por:

$$p' = v_a i'_a + v_b i'_b + v_c i'_c = v_{ab} i'_a + v_{cb} i'_c. \quad (2.27)$$

Aqui as correntes i'_a , i'_b e i'_c equivalem a valores fictícios utilizados apenas como auxílio no cálculo de potência (p' também é um valor fictício), cujos módulos são unitários. A Fig. 2.5 apresenta a implementação do PLL a partir dos princípios de (2.27):



Fonte: elaborada pelos autores.

Os sinais de realimentação das correntes de controle $i'_a = \text{sen}(\omega t)$ e $i'_c = \text{sen}(\omega t + 2\pi/3)$ foram obtidas pelo circuito de sincronismo, usando apenas a integral no tempo da saída ω do controlador PI. Pode ser observado que estes sinais apresentam a mesma magnitude estando i'_c adiantado de 120° em relação à corrente de controle i'_a . Isto representa uma realimentação a partir da componente de sequência positiva na frequência ω . O circuito de sincronismo se estabiliza quando o valor médio do sinal p' for igual a zero. (38)

De acordo com o trabalho (38), quando o ponto de equilíbrio é alcançado ($p' = 0$) a frequência ω equivale a frequência do sistema, e i'_a apresenta-se adiantada em 90° da componente de sequência-positiva de tensão v_a .

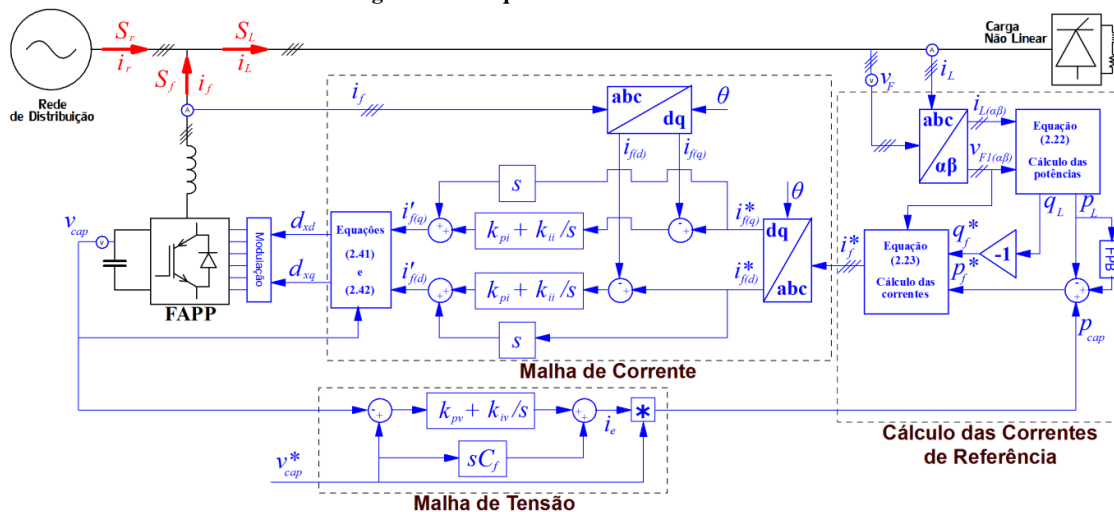
2.3.3 Projeto das Malhas de Controle

Partindo dos conceitos apresentados nas seções anteriores, a Fig. 2.6 apresenta o diagrama em blocos do controle implementado para o FAPP. Basicamente o esquema foi dividido em três grandes blocos: Cálculo das correntes de referência; Malhas de Corrente, e Malha de Tensão. Verifica-se na Fig. 2.6 que as equações da seção 2.3.1 são utilizadas para calcular as correntes de compensação i_f^* a partir dos parâmetros de carga.

Inicialmente, são medidas as tensões e correntes de carga e aplica-se a transformada de *Clark*, obtendo-se os parâmetros em coordenadas $\alpha\beta$. Com as tensões e correntes em coordenadas $\alpha\beta$, calcula-se as potências ativa e reativa instantâneas e as suas componentes médias e oscilantes são obtidas com auxílio de Filtros Passa-Baixas (FPB), como mostra a Fig. 2.6. Com a separação das componentes média e oscilante de p e q presentes na carga, escolhe-se as potências que se deseja eliminar. Normalmente para aplicações de filtragem de harmônicos de corrente escolhe-se q e \tilde{p} .

Obviamente, como as tensões da rede são senoidais e equilibradas, a compensação das parcelas de potências indesejáveis também proporciona a filtragem dos harmônicos de corrente. Caso a tensão da rede não fosse senoidal e equilibrada, seria impossível realizar a filtragem dos harmônicos de corrente e compensação potência (FP unitário) simultaneamente. Nestes casos, para filtragem de harmônicos de corrente, seria necessária a implementação de um detector de sequência positiva das tensões da rede. Finalmente, as correntes de referência são encontradas com auxílio de (2.23).

Figura 2.6 – Esquema de controle do FAPP.



Fonte: elaborada pelos autores.

De posse das correntes de referência calculadas com auxílio da teoria da potência instantânea, o próximo passo é aplicá-las no controle vetorial de corrente. Este controle

vetorial de corrente tem como referência o vetor espacial da tensão da rede. Neste caso, o PLL tem papel fundamental no controle, visto que a detecção da fase deste vetor espacial da tensão deve ser feita e a transformada de *Park* (ou transformada *dq*) utilizada deve garantir o completo alinhamento do vetor espacial tensão com o eixo síncrono direto (*d*).

Se isto for feito, o vetor espacial tensão terá somente componente no eixo *d* ($v_q = 0$) e conseqüentemente as componentes de corrente i_d e i_q poderão ser controladas independentemente, através de duas malhas de corrente paralelas, garantindo assim o controle indireto das parcelas de potência ativa e reativa do FAPP, respectivamente. Neste sentido as correntes de referência em coordenadas *dq* são comparadas com os valores medidos, também em coordenadas *dq*, e os erros resultantes são parâmetros de entrada de controladores PI. Os controladores por sua vez produzirão as tensões de referência, em coordenadas *dq*, que serão transformadas em tensões de referência em coordenadas abc (transformada inversa de *Park*) e finalmente utilizadas na modulação (*Sinusoidal Pulse Width Modulation -SPWM*) das chaves do VSC.

A malha de controle da tensão do *Link CC* é implementada a partir da comparação de um valor de tensão de referência com o valor medido. O erro gerado com essa comparação é utilizado como parâmetro de entrada de um controlador PI. O controlador então produz uma potência ativa que corresponde às perdas das chaves e do barramento capacitivo P_{cap} . Esta potência é somada à parcela de potência ativa de carga que se deseja eliminar (no caso \tilde{p}) e a resultante dessa soma é utilizada no cálculo das correntes de referência.

O dimensionamento dos controladores PI da malha de tensão e da malha de corrente foram desenvolvidos de acordo com a teoria de controle dinâmico considerada em (14). Os ganhos dos controladores são configurados através da alocação de polos, tanto para a malha de corrente como para a malha de tensão, partindo dos critérios de frequência natural adequadas á cada malha. A malha de controle de tensão comunica-se com a malha de corrente através da potência P_{cap} . Esta potência é utilizada no cálculo das potências de compensação, resultando na corrente i_f^* que também considera as perdas no *Link CC*.

As seções seguintes apresentam a metodologia de cálculo utilizado para dimensionar os ganhos dos controladores. A análise foi dividida em dois tópicos: 1 – Análise de cálculo do controlador de corrente; 2 – Análise de cálculo do controlador de tensão.

2.3.3.1 Análise da Malha de Corrente

É possível encontrar o modelo do Filtro Ativo em forma de equações de estado

analisando novamente a Fig. 2.1. O objetivo agora é encontrar a lei das tensões de malha partindo das tensões de fase v_{An} , v_{Bn} e v_{Cn} . Sabe-se que:

$$v_{An} = L_f \frac{di_a}{dt} + R_f i_a + v_{am} + v_{mn}. \quad (2.28)$$

$$v_{Bn} = L_f \frac{di_b}{dt} + R_f i_b + v_{bm} + v_{mn}. \quad (2.29)$$

$$v_{Cn} = L_f \frac{di_c}{dt} + R_f i_c + v_{cm} + v_{mn}. \quad (2.30)$$

Em que:

i_a , i_b , i_c são as correntes nas fases a , b e c do FAPP, respectivamente;

v_{am} , v_{bm} , v_{cm} são as tensões entre os pontos a e m , b e m , c e m , respectivamente;

v_{mn} é a tensão entre os pontos m e n .

As tensões v_{am} , v_{bm} e v_{cm} apresentam apenas dois valores possíveis: v_{cap} e 0 .

Logo, é possível estabelecer uma função de chaveamento (14) considerando o estado das chaves. Assim, defini-se a função ch_k (função de chaveamento) conforme a seguir:

$$ch_k = \begin{cases} 1, & \text{se } G_k \text{ estiver ligado (} G'_k \text{ desligado)} \\ 0, & \text{se } G_k \text{ estiver desligado (} G'_k \text{ ligado)} \end{cases} \quad (2.31)$$

Onde

k = sequência a , b , c (ou $K = A, B, C$);

G_k = chaves G_a , G_b e G_c , conforme valor de k ;

G'_k = chaves G'_a , G'_b e G'_c , conforme valor de k .

Portanto, pode-se dizer que as tensões v_{am} , v_{bm} e v_{cm} seguem a seguinte lei:

$$v_{km} = ch_k v_{cap}. \quad (2.32)$$

Considerando ainda que o sistema de alimentação seja equilibrado, analisando a Fig. 2.3 nota-se que a tensão v_{mn} irá corresponder a seguinte expressão:

$$v_{mn} = -\frac{1}{3} \sum_{M=a,b,c} v_{Mm}. \quad (2.33)$$

Adaptando as equações (2.28) a (2.30) para a função de chaveamento (2.31), é possível encontrar que:

$$\frac{di_k}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} i_k - \frac{1}{L_f} \left(ch_k - \frac{1}{3} \sum_{M=a,b,c} ch_M \right) v_{cap} + v_{Kn}. \quad (2.34)$$

Para facilitar a análise deduz-se a função não linear d_{xk} conforme a seguir:

$$d_{xk} = \left(ch_k - \frac{1}{3} \sum_{M=a,b,c} ch_M \right)_x. \quad (2.35)$$

Em que:

x corresponde as possibilidades de estado de chaveamento do conversor, podendo apresentar os seguintes valores: 0,1,2,...7.

Note que diferente de ch_k , a função d_{xk} descreve o estado de chaveamento completo de forma simultânea considerando todas as fases. Substituindo a equação (2.35) em (2.34) deduz-se que:

$$L_f \frac{di_a}{dt} = -R_f i_a - d_{xa} v_{cap} + v_{An}; \quad (2.36)$$

$$L_f \frac{di_b}{dt} = -R_f i_b - d_{xb} v_{cap} + v_{Bn}; \quad (2.37)$$

$$L_f \frac{di_c}{dt} = -R_f i_c - d_{xc} v_{cap} + v_{Cn}. \quad (2.38)$$

Transformando-se as equações acima para o plano dq , é possível verificar que:

$$L_f \frac{di_d}{dt} = -R_f i_d + L_f \omega i_q - d_{xd} v_{cap} + v_d; \quad (2.39)$$

$$L_f \frac{di_q}{dt} = -R_f i_q - L_f \omega i_d - d_{xq} v_{cap} + v_q. \quad (2.40)$$

Reescrevendo as equações acima na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} i_d + \omega i_q + \frac{1}{L_f} v_d \\ -\frac{R_f}{L_f} i_q - \omega i_d + \frac{1}{L_f} v_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_f} v_{cap} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_f} v_{cap} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_{xd} \\ d_{xq} \end{bmatrix}. \quad (2.41)$$

A representação acima equivale as equações de estado em coordenadas dq para o FAPP. Observa-se que o controle de corrente a ser aplicado deve controlar um sistema *MIMO* (*Multiple Input/ Multiple Output*). As saídas do sistema são justamente as variações de corrente $\left[\frac{di_d}{dt}, \frac{di_q}{dt}\right]$, e as entradas são as funções não lineares $[d_{xd}, d_{xq}]$. Logo, para controlar a saída do sistema, primeiramente é necessário linearizar as entradas. Deduzindo-se (2.39) e (2.40) para encontrar d_{nd} e d_{nq} , deste modo pode-se encontrar a seguinte relação:

$$d_{xd} = \frac{1}{v_{cap}} \left(-R_f i_d + L_f \omega i_q + v_d - L_f \frac{di_d}{dt} \right); \quad (2.42)$$

$$d_{xq} = \frac{1}{v_{cap}} \left(-R_f i_q - L_f \omega i_d + v_q - L_f \frac{di_q}{dt} \right). \quad (2.43)$$

Assim, as correntes i_d e i_q podem ser controladas através do controle das saída $\frac{di_d}{dt}$ e $\frac{di_q}{dt}$. O controle baseia-se na soma entre a variação de corrente desejada com os ganhos proporcional e integral do erro de corrente. Matematicamente, o rastreamento é feito conforme a seguir:

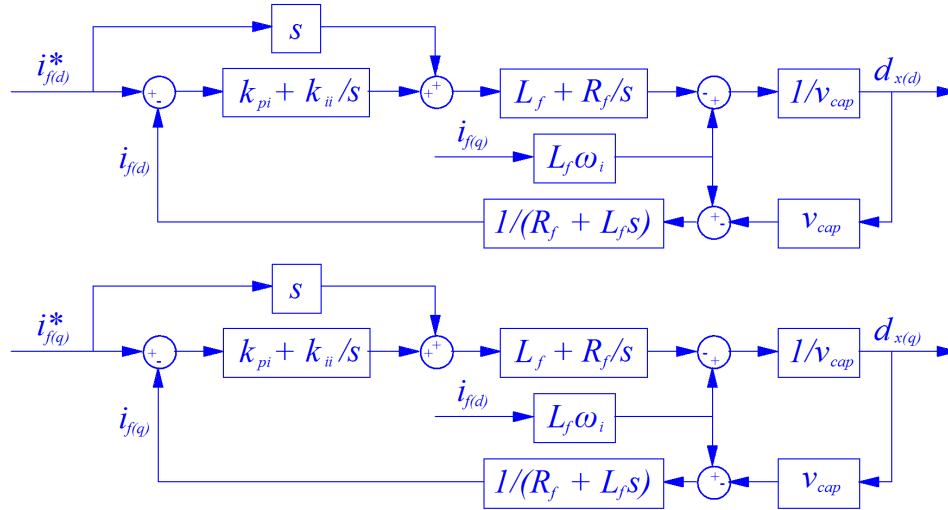
$$\frac{di_d}{dt} = \frac{di_d^*}{dt} + k_{pi} \tilde{i}_d + k_{ii} \int \tilde{i}_d dt; \quad (2.44)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{di_q^*}{dt} + k_{pi} \tilde{i}_q + k_{ii} \int \tilde{i}_q dt. \quad (2.45)$$

Sendo: k_{pi} o ganho proporcional de corrente; k_{ii} o ganho integral de corrente; \tilde{i}_d o erro de corrente no eixo d ($i_d^* - i_d$); e \tilde{i}_q o erro de corrente no eixo q ($i_q^* - i_q$). A partir de

(2.43) é possível traçar a malha de controle de corrente completa, já com os controladores PI, a qual é mostrada no esquemático a seguir:

Figura 2.7 - Malha de corrente



Fonte: elaborada pelos autores.

O erro dinâmico de malha fechada é determinado derivando-se (2.44) e (2.45), o que resulta nas expressões:

$$\ddot{\tilde{i}}_d + k_{pi}\dot{\tilde{i}}_d + k_{ii}\tilde{i}_d = 0; \quad (2.46)$$

$$\ddot{\tilde{i}}_q + k_{pi}\dot{\tilde{i}}_q + k_{ii}\tilde{i}_q = 0. \quad (2.47)$$

Em que: $\dot{\tilde{i}}_d$ é a derivada de \tilde{i}_d ; $\dot{\tilde{i}}_q$ é a derivada de \tilde{i}_q ; $\ddot{\tilde{i}}_d$ é a derivada segunda de \tilde{i}_d ; e $\ddot{\tilde{i}}_q$ é a derivada segunda de \tilde{i}_q .

Comparando as equações acima com o modelo matemático de uma equação de segunda ordem (onde $s^2 + 2\zeta\omega_i s + \omega_i^2 = 0$), é possível estabelecer valores de k_{pi} e k_{ii} com base na frequência fundamental ω_i , de forma que o controle seja realizado por rastreamento assintótico (14).

Assim, os ganhos de corrente podem ser deduzidos por:

$$k_{pi} = 2\zeta\omega_i; \quad (2.48)$$

$$k_{ii} = \omega_i^2. \quad (2.49)$$

A frequência natural deve ser configurada para o maior valor possível, limitada apenas pela frequência de chaveamento do FAPP.

2.3.3.2 Análise da Malha de Tensão

A potência ativa instantânea que flui pelo filtro ativo é dada por $p = v_d i_d$. Logo, pode-se dizer que a potência a ser compensada no *Link CC* pode ser calculada por:

$$p_{cap} = v_{cap} i_e. \quad (2.50)$$

Onde:

i_e = corrente de compensação da potência ativa perdida na modulação.

Assim, a potência pode ser controlada através do ajuste dessa corrente. Utilizando o mesmo método apresentado em (2.44) e (2.45):

$$i_e = C_f \frac{dv_{cap}}{dt} = C_f \frac{dv_{cap}^*}{dt} + k_{pv} \tilde{v}_{cap} + k_{iv} \int \tilde{v}_{cap} dt. \quad (2.51)$$

Em que: k_{pv} é o ganho proporcional de tensão; k_{iv} é o ganho integral de tensão; \tilde{v}_{cap} é o erro de tensão ($v_{cap}^* - v_{cap}$).

Portanto, o erro dinâmico de tensão em malha fechada é dado por:

$$\ddot{\tilde{v}}_{cap} + k_{pv} \dot{\tilde{v}}_{cap} + k_{iv} \tilde{v}_{cap} = 0. \quad (2.52)$$

Aplicando-se o mesmo conceito de dimensionamento utilizado para cálculo dos ganhos proporcional e integral da malha de corrente, em que $s^2 + 2\zeta\omega_v s + \omega_v^2 = 0$, pode-se dizer que:

$$k_{pv} = 2\zeta\omega_v; \quad (2.53)$$

$$k_{iv} = \omega_v^2. \quad (2.54)$$

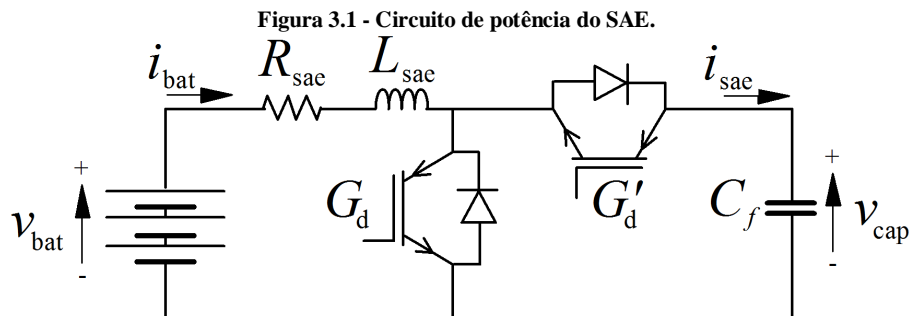
A frequência natural ω_v deve ser estabelecida em valores próximos a frequência do sistema de distribuição. O diagrama de blocos da malha de tensão pode ser verificado na Fig. 2.6 apresentada no início da seção 2.3.3.

3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Conforme apresentado no primeiro capítulo, a utilização do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) tem como objetivo fazer a suavização da demanda de potência ativa no PCC do sistema de distribuição, ou seja, aplicar o nivelamento de carga. A ideia é manter a potência da rede a mais constante possível, armazenando a energia em momentos de baixa demanda e devolvendo essa energia quando houver acréscimo de carga. A oscilação de potência ativa no PCC pode ser causado tanto devido aos aumentos e reduções na demanda de carga como também pela potência ativa intermitente gerada por fontes renováveis. Normalmente estas oscilações são de baixa frequência, da ordem de unidades de hertz ou menos.

Diferente do estudo apresentado em (43), o nivelamento do fluxo de potência é feito através da medição de potência na rede. Isto é feito através do conceito de filtragem da potência de baixa frequência descrito em (40), que também mostra uma forma de calcular a capacidade de armazenamento a partir de um período específico de filtragem desejado. Assim, a modelagem do banco de baterias pode ser realizada através do método descrito em (7), o qual permite traçar a curva de descarga a partir da capacidade armazenamento requerida.

O controle do fluxo de potência do banco de baterias pode ser feito através de um conversor CC/CC bidirecional em corrente, que possa atuar no primeiro e segundo quadrante. A Fig. 3.1 apresenta a topologia do conversora utilizada para controlar o fluxo de potência entre o SAE e o Link CC do FAPP.



Fonte: elaborada pelos autores.

Com base na Fig. 3.1, pode-se afirmar que existem dois parâmetros que devem ser dimensionados: filtro indutivo de corrente (L_{sac}); e a tensão do banco de baterias (v_{bat}). A tensão v_{cap} e o capacitor C_f são dimensionados através dos conceitos apresentados no

capítulo 2. A eficiência na transferência de energia entre o banco de baterias e o *Link CC* depende diretamente da configuração destes parâmetros.

3.1 Cálculo do Filtro Indutivo de Corrente

O indutor L_{sae} permite controlar a tensão média (v_{G_d}) sobre a chave G_d , de forma que a mesma é diretamente proporcional ao produto da tensão v_{cap} com o ciclo de trabalho D da modulação na chave G_d . Ou seja:

$$v_{G_d} = Dv_{cap}. \quad (3.1)$$

A corrente média no banco de baterias pode ser calculada através de (3.2):

$$\bar{i}_{bat} = \frac{v_{bat} - v_{G_d}}{R_{sae}}. \quad (3.2)$$

Onde R_{sae} representa a resistência série equivalente da bateria e do indutor, e v_{bat} a tensão na bateria. Se a tensão v_{G_d} for menor que v_{bat} , de acordo com a Fig. 3.1, a corrente \bar{i}_{bat} tem sentido positivo. Se v_{G_d} for maior que v_{bat} , \bar{i}_{bat} tem sentido negativo. Com base neste conceito é possível fazer a gestão do fluxo de potência entre o barramento e a bateria através do controle de D .

Como o objetivo é manter a potência de rede constante, o SAE deve absorver energia da rede quando a demanda de potência no PCC for reduzida (D deve diminuir até que $v_{G_d} > v_{cap}$), e fazer o contrário quando esta demanda for aumentada (D deve aumentar até que $v_{G_d} < v_{cap}$). Logo, para permitir o fluxo de potência nos dois sentidos, foi estabelecido que:

$$v_{bat} = \frac{v_{cap}}{2}. \quad (3.3)$$

Analisando novamente a malha de tensão, é possível encontrar uma expressão para a máxima tensão no indutor L_{sae} . Sabe-se que:

$$v_{bat} = v_{L_{sae}} + v_{G_d}. \quad (3.4)$$

Considerando as equações (3.3) e (3.1), verifica-se que a tensão no indutor pode ser expressa em função do ciclo de trabalho da chave G_d :

$$v_{L_{sae}} = (1 - 2D)v_{bat}. \quad (3.5)$$

Logo, o módulo máximo de $v_{L_{sae}}$ é justamente a tensão v_{bat} , ou seja:

$$v_{L_{sae}m\acute{a}x} = v_{bat}. \quad (3.6)$$

A equação acima serve como base para o cálculo do filtro indutivo, onde, o valor mínimo de indutância a ser utilizado deve manter a variação de corrente dentro do limite

estabelecido mesmo que a diferença de tensão seja máxima em seus terminais. Matematicamente, pode-se dizer que:

$$v_{L_{sae}m\acute{a}x} = L_{sae\ m\acute{i}n} \left(\frac{di_{bat}}{dt} \right)_{m\acute{a}x}. \quad (3.7)$$

Substituindo a equação (3.6) em (3.7) resulta em:

$$L_{sae\ m\acute{i}n} = \frac{v_{bat}}{f_m \Delta i_{bat\ m\acute{a}x}}. \quad (3.8)$$

Em que, f_m é a frequência de modulação do SAE, e $\Delta i_{bat\ m\acute{a}x}$ a máxima variação de corrente permitida no SAE.

3.2 Modelagem do Banco de Baterias

A capacidade de armazenamento do banco de baterias interfere diretamente na quantidade de energia que pode ser compensada durante determinado tempo. Portanto, este parâmetro deve ser dimensionado de acordo com a necessidade de cada aplicação. O desempenho e autonomia das baterias podem ser verificados através de um modelo matemático que representa sua dinâmica de carga e descarga.

A modelagem apresentada em (15) permite adaptar estes parâmetros de acordo com o desejado, ou seja, é possível estabelecer as características reais das baterias partindo da capacidade de compensação requerida. A ideia é definir primeiramente o tempo e o nível de potência a ser filtrada, e assim encontrar um modelo matemático que represente o elemento armazenador o mais real possível para as configurações pré-definidas. Para tanto, define-se os seguintes parâmetros:

- Capacidade Nominal (Q_{nom}): especificação de Ah que a bateria consegue fornecer continuamente para carga nominal dentro de 1 hora. Normalmente as análises são realizadas para cargas menores, com taxas de $Q/5$ e $Q/20$. Onde Q refere-se a capacidade total de armazenamento.

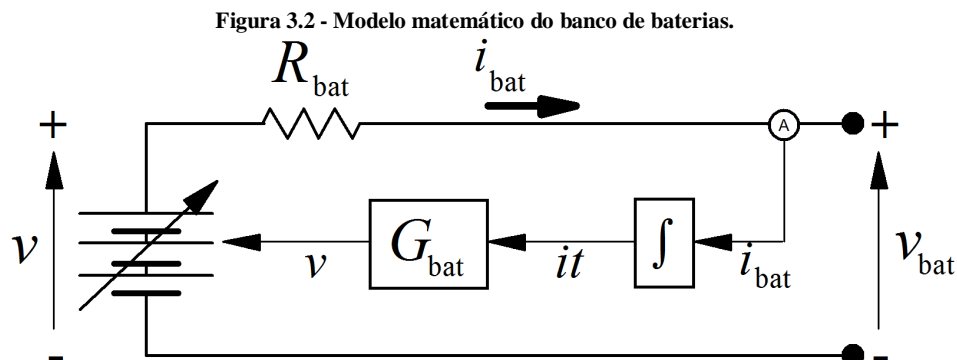
- Tensão Nominal (v_{bat}): tensão de saída em condições nominais de carga.

- Estado de Carga (SoC): derivado do termo em inglês *Stage of Charge*, este parâmetro fornece a porcentagem de energia que a bateria apresenta em relação ao valor nominal.

- Corrente Nominal (I_{nom}): define o valor de corrente para a taxa de descarga específica. Normalmente são utilizadas as mesmas taxas da capacidade nominal. Por exemplo: para uma capacidade $Q = 100Ah$, utilizando a taxa $Q/5$, $I_{nom} = 20A$.

- Resistência Interna (R_{bat}): resistência equivalente série de Thevenin.

Uma das formas comuns de representar uma bateria é através de uma fonte de tensão dependente em série com sua resistência interna. A tensão de saída varia de acordo com o estado de carga, o qual pode ser calculado através da integral da corrente de saída, conforme mostra a Fig. 3.2.



Fonte: elaborada pelos autores.

O bloco G_{bat} corresponde ao modelo matemático da tensão v em função da corrente de carga/descarga i_{bat} . Esta função matemática permite uma aproximação do estado de carga. Basicamente, a tensão v é calculada em função de SoC , que corresponde a razão entre a energia remanescente e a capacidade nominal de armazenamento da bateria.

Assim, o estado de carga é dado por:

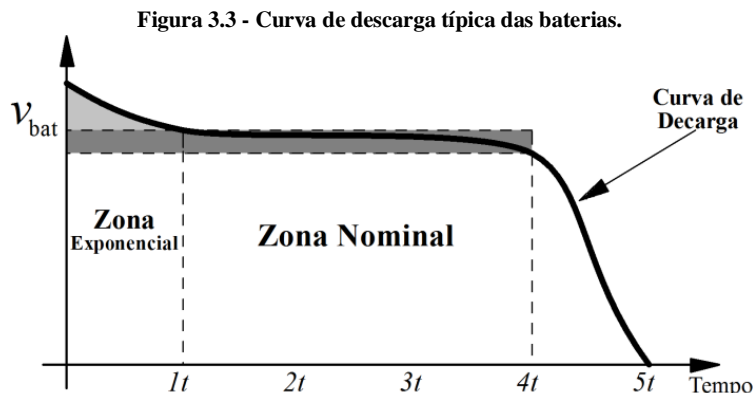
$$SoC = \frac{Q-it}{Q}. \quad (3.9)$$

Onde:

Q = Capacidade de armazenamento da bateria (Ah);

it = Balanço de energia (Ah).

É possível encontrar uma expressão para a tensão v em função do estado de carga da bateria fazendo uma análise empírica. Com base nas características reais da curva de descarga, pode-se utilizar um modelo matemático que descreva as características da mesma. A Fig. 3.3 apresenta a curva típica de descarga de uma bateria.



Fonte: elaborada pelos autores.

Conforme apresentado na figura acima, a curva de descarga pode ser dividida em três zonas: exponencial, nominal e descarga total. Em busca de uma aproximação, a tensão de saída pode ser expressa através da soma de três componentes. Cada componente representa uma zona específica, de forma que a análise pode ser feita separadamente. Uma boa aproximação pode ser feita utilizando a equação sugerida em (7), conforme a seguir:

$$G_{bat} = v_0 - \left(K_{bat} \frac{1}{SoC} \right) + (Ae^{[-B \cdot Q(1-SoC)]}). \quad (3.10)$$

Sendo v_0 a tensão constante (V); A a amplitude de tensão na zona exponencial (V); B a constante de tempo inversa da zona exponencial (Ah)⁻¹; e K_{bat} a tensão de polarização (V).

Deve-se notar que as parcelas de (3.10) correspondem respectivamente as características da zona nominal, zona de descarga e zona exponencial. A configuração de cada parâmetro é feito de acordo com a curva analisada, ou projetada. Através da manipulação destes dados é possível obter a representação das baterias com diversas capacidades de armazenamento, além de verificar a autonomia para determinadas tarefas.

A tensão máxima da zona exponencial, e a constante de tempo inversa podem ser calculadas conforme:

$$A = v_{exp} - v_0 \quad (3.11)$$

$$B = \frac{3}{Q_{exp}}. \quad (3.12)$$

Sendo v_{exp} a tensão de amplitude da zona exponencial (V); e Q_{exp} a energia armazenada no ponto final da zona exponencial (Ah). O cálculo da constante B parte do princípio de que a energia remanescente após a passagem pela zona exponencial da curva característica de descarga, mostrada na Fig. 3.3, é proporcional a $\frac{3}{4}Q_{nom}$. Logo, pode-se dizer que:

$$\frac{Q_{exp}}{3} = \frac{Q_{nom}}{4}. \quad (3.13)$$

O parâmetro de polarização de tensão pode ser obtido através de (3.10). Considerando o conceito de (3.9), a variável K_{bat} pode ser dada por:

$$K_{bat} = \frac{(v_{exp} - v_0 + A(e^{-B \cdot Q_{nom}} - 1)) \cdot (Q - Q_{nom})}{Q_{nom}}. \quad (3.14)$$

Utilizando os conceitos apresentados nesta seção é possível encontrar a curva de descarga característica das baterias para a capacidade de armazenamento específica, e dos parâmetros exponenciais estimados.

3.3 Medição de Potência no PCC

Como o objetivo do armazenamento é fazer a filtragem de potência oscilante de rede em baixa frequência, é necessário estabelecer a quantidade de energia que deve ser compensada dentro de determinado período. Dimensionando-se este parâmetro é possível calcular a capacidade de armazenamento necessária para o banco de baterias (43), e assim verificar o desempenho do SAE para a compensação requerida.

A potência de compensação pode ser obtida através da diferença entre a componente filtrada e a componente total da potência de rede para um período específico de tempo (43). Considerando que o FAPP atua de forma conjunta ao sistema de armazenamento, pode-se dizer que o sistema de distribuição fornece apenas potência ativa. Porém, apenas com a atuação do filtro ativo, a demanda de potência em baixa frequência continua variando conforme os níveis de geração e carga no sistema.

Assim, a tarefa do SAE é fornecer a potência de compensação no domínio da frequência calculada conforme a seguir:

$$p_{sae}^* = \left(\frac{1}{1+Ts} \right) p_r - p_r. \quad (3.15)$$

Em que T é a constante de tempo de compensação (h) e p_r a potência ativa medida no PCC (W).

A constante de tempo T controla a quantidade de energia a ser filtrada, sendo diretamente proporcional ao fluxo de energia no SAE. Portanto, com base neste parâmetro pode-se dimensionar a capacidade de armazenamento a partir deste fluxo de energia, onde:

$$E_{sae}^* = -\frac{p_{sae}^*}{s}. \quad (3.16)$$

Substituindo a equação (3.15) em (3.16), verifica-se que a energia pode ser calculada dinamicamente. De forma que:

$$E_{sae}^* = T\bar{p}_r. \quad (3.17)$$

Sendo:

$$\bar{p}_r = \left(\frac{1}{1+Ts} \right) p_r. \quad (3.18)$$

Pode-se notar através de (3.17) que aumentando-se a constante de tempo T a energia de compensação tende a aumentar. Em outras palavras, pode-se dizer que a capacidade de armazenamento é diretamente proporcional a T , e pode ser calculada a partir da equação (3.17). Considerando que:

$$E_{sae}^* = v_{bat} Q_{nom}. \quad (3.19)$$

Logo, substituindo (3.17) em (3.19), a capacidade de armazenamento requerida é

dada por:

$$Q_{nom} = \frac{T\bar{v}_r}{v_{bat}}. \quad (3.20)$$

Com a capacidade de armazenamento devidamente dimensionada, o controle de potência é garantido. Onde, o banco de baterias consegue atender ao nível de demanda especificada nos cálculos apresentados.

3.4 Controle de Corrente no SAE

Analisando novamente a Fig. 3.1 é possível encontrar uma expressão para a malha de corrente a partir do ciclo de trabalho da chave G_d . Partindo do conceito apresentado nas equações (3.1) a (3.5), pode-se dizer que a corrente média na bateria é dada por:

$$\bar{i}_{bat} = \frac{(1-2D)v_{bat}}{R_{sae}}. \quad (3.21)$$

Logo, a corrente \bar{i}_{bat} pode ser controlada através do ciclo de trabalho da chave G_d , que a partir da equação (3.21) deduz-se:

$$D = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{\bar{i}_{bat} R_{sae}}{v_{bat}} \right). \quad (3.22)$$

Seguindo o mesmo modelo de controle preditivo adotado no capítulo 2 (14), a lei de controle para a corrente média da bateria é dada por:

$$\frac{d\bar{i}_{bat}}{dt} = \frac{d\bar{i}_{bat}^*}{dt} + k_{pib}\tilde{i}_{bat} + k_{iib} \int \tilde{i}_{bat} dt; \quad (3.23)$$

Sendo: k_{pib} o ganho proporcional da corrente média; e k_{iib} o ganho integral da corrente média; $\tilde{i}_{bat} = \bar{i}_{bat}^* - \bar{i}_{bat}$.

Os ganhos proporcional e integral devem ser dimensionados de acordo com o critério de erro dinâmico nulo, ou seja:

$$\ddot{\tilde{i}}_{bat} + k_{pib}\dot{\tilde{i}}_{bat} + k_{iib}\tilde{i}_{bat} = 0. \quad (3.24)$$

Em que: $\dot{\tilde{i}}_{bat}$ é a derivada de \tilde{i}_{bat} ; e $\ddot{\tilde{i}}_{bat}$ a derivada segunda de \tilde{i}_{bat} .

Comparando (3.24) ao modelo matemático de uma equação de segunda ordem (onde $s^2 + 2\zeta\omega_{ib}s + \omega_{ib}^2 = 0$), é possível estabelecer valores de k_{pib} e k_{iib} com base na frequência natural ω_{ib} , de forma que o controle seja realizado por rastreamento assintótico (14).

Os ganhos k_{pib} e k_{iib} podem ser deduzidos respectivamente por:

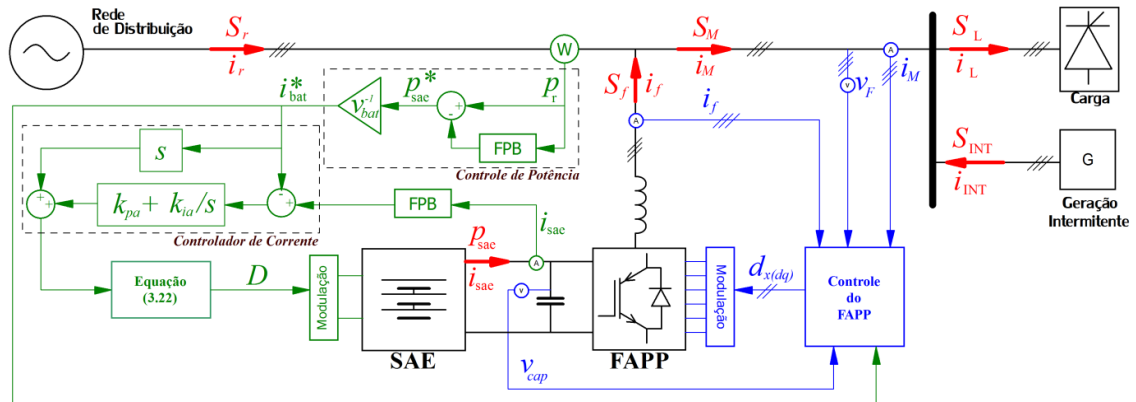
$$k_{pib} = 2\zeta\omega_{ib}; \quad (3.25)$$

$$k_{iib} = \omega_{ib}^2. \quad (3.26)$$

A frequência natural ω_{ib} deve ser configurada abaixo da frequência de chaveamento do FAPP, e acima da frequência de controle da malha de tensão do Link cc.

A Fig. 3.4 apresenta o esquemático de controle para integração entre FAPP e o sistema de armazenamento. Note que além da conexão de cargas não lineares, considera-se também a presença de fontes de geração intermitente, que podem injetar tanto potência ativa e reativa como também harmônicos de corrente.

Figura 3.4 - Esquemático de controle do SAE.



Fonte: elaborada pelos autores.

4 SIMULAÇÕES

Os resultados apresentados a seguir foram obtidos através de simulações realizadas no software PSCAD[®]/EMTDC[™], e a representação completa do sistema simulado é apresentada no Anexo A. Os elementos passivos do sistema de potência foram dimensionados de acordo com os conceitos apresentados nos capítulos anteriores. A análise de desempenho de integração entre o FAPP e o SAE foi desenvolvida por meio de um estudo de caso, onde a demanda do sistema de distribuição varia a cada 0,5s. Consideram-se variações de demanda derivadas do acréscimo ou redução de carga e também pela conexão de geração intermitente. A modelagem da bateria foi feita a partir dos parâmetros de variação máxima de potência, cuja capacidade de armazenamento deve atender ao nível mínimo de energia dentro de um tempo específico.

4.1 Dimensionamento do Sistema de Potência

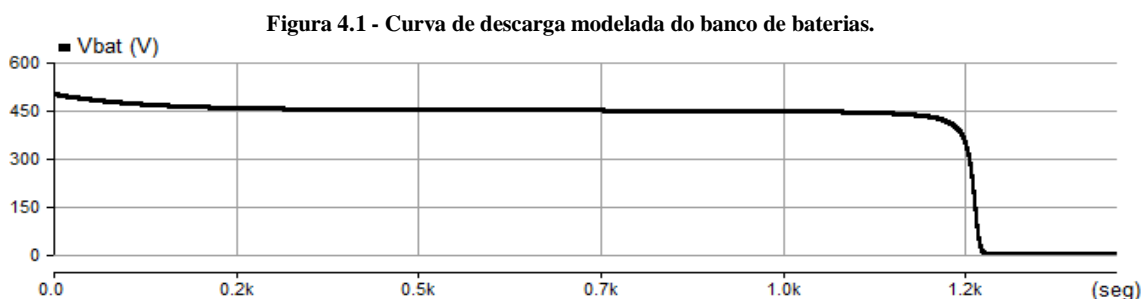
Considera-se uma rede de distribuição trifásica com tensão de Linha 380V, e frequência de 60Hz. Conectam-se ao PCC duas cargas não lineares com potências aparentes de 15kVA (Carga 1) e 7,5kVA (Carga 2) acionadas por retificadores a tiristor com carga indutiva. As duas cargas apresentam distorção harmônica total de corrente de 28%, com ângulo de disparo de 30°. Além das cargas não lineares uma fonte de geração intermitente também é conectada, com injeção máxima de potência de 5kVA.

Partindo dos parâmetros de rede, carga e geração distribuída é possível dimensionar os elementos passivos do FAPP e do SAE. Assim como também estimar a tensão no Link CC, ganhos dos controladores e a capacidade de armazenamento requerida. A tabela 4.1 apresenta o resumo dos valores estabelecidos para cada parâmetro do sistema simulado, onde os cálculos e considerações são apresentados no Apêndice B.

Tabela 4.1 - Parâmetros utilizados nas simulações

Descrição	Símbolo	Valor
Indutor de acoplamento do FAPP	L_f	0,8mH
Capacitor do Link CC	C_f	2,5mF
Tensão no Link CC	v_{cap}	900V
Filtro Indutivo do SAE	L_{sae}	5mH
Tensão do Banco de Baterias	v_{bat}	450V
Capacidade de Armazenamento do Banco de Baterias	Q_{nom}	10Ah
Frequência Natural da Malha de Corrente do FAPP	ω_i	4000 π rad/s
Frequência Natural da Malha de Tensão do FAPP	ω_v	0,5 π rad/s
Frequência Natural da Malha de Corrente do SAE	ω_{ib}	10 π rad/s
Amplitude da Zona Exponencial de Descarga	A	3V
Constante de Tempo Inversa	B	1,5(Ah) ⁻¹

Considerando os parâmetros de carga estabelecidos anteriormente, pode-se dizer que a corrente máxima eficaz a ser fornecida pelo FAPP é cerca de 30A. Como a capacidade de armazenamento da bateria foi dimensionada em 10Ah, significando que o tempo máximo para a bateria fornecer 30A continuamente é de 20min. Em outras palavras pode-se dizer que, para o sistema considerado, fornecendo uma corrente de 30A sem interrupção o banco de baterias será totalmente descarregado dentro de 20 min. Para análise, a curva de descarga deste banco de baterias é mostrada na Fig. 4.1. Onde, de acordo com a seção 3.1.2 do capítulo 3, os parâmetros de amplitude de tensão (A) e constante de tempo inversa (B) da zona exponencial foram estabelecidos como $A=50V$ e $B=1,5(Ah)^{-1}$.



Fonte: elaborada pelos autores.

Note através da Fig. 4.1 que assim como previsto, o banco de baterias é totalmente descarregado em aproximadamente 1.200s (20min), considerando uma corrente fixa de 30A.

4.2 Análise de Desempenho da Integração entre FAPP e SAE

Devido limitações de operação do computador disponível para realizar as simulações, foi possível implementar apenas 5 segundos de simulação. Logo, a variação na tensão de saída do banco de baterias na zona nominal é praticamente imperceptível devido ao curto período de observação. Para melhor avaliar a dinâmica do sistema, propõe-se 7 estados de configuração específica de demanda no sistema de distribuição. A demanda é modificada ao decorrer do tempo nos seguintes instantes: 0.0s, 0.5s, 1.0s, 1.5s, 2.0s, 3.0s e 4.5s. A configuração de cada instante é detalhada a seguir:

No instante 0.0s: A carga 1 é acionada e passa a injetar harmônicos de corrente e potências reativas e harmônicas na rede de distribuição, com 28% de DHT de corrente.

No instante 0.5s: O filtro ativo é acionado, e passa a realizar a filtragem de corrente na rede.

No instante 1.0s: O sistema de armazenamento é acionado, habilitando e a partir de então o controle da demanda de potência.

No instante 1.5s: A segunda carga, também não linear, é acionada. Além de injetar

mais harmônicos de corrente, também aumenta a demanda de potência ativa e reativa.

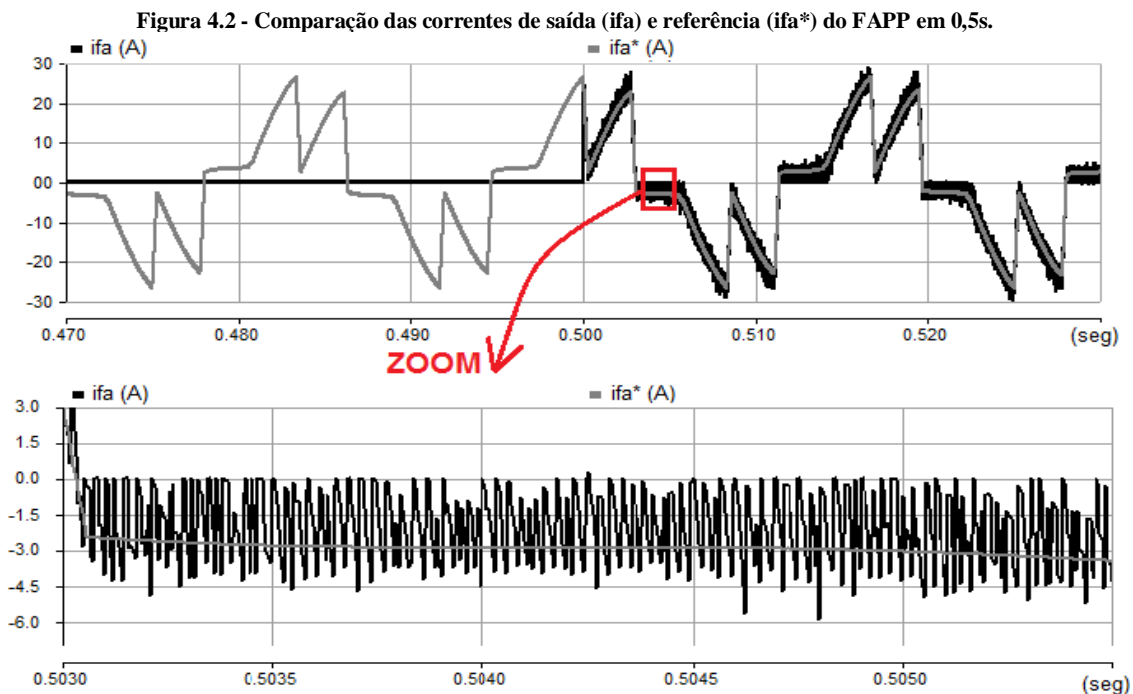
No instante 2.0s: Uma fonte de geração distribuída e intermitente, representada por fontes de corrente, passa a injetar potência ativa e reativa intermitentes no PCC.

No instante 3.0s: A segunda carga é desligada, reduzindo os harmônicos de corrente e também a demanda de potência.

No instante 4.5s: A geração distribuída para de enviar energia, o que tende a aumentar a demanda de potência na rede de distribuição.

4.2.1 Resultados da Filtragem de Harmônicos

Através da teoria da potência instantânea foi traçado o sinal de referência i_{fa}^* apresentado na Fig. 4.2, e corresponde a corrente que o filtro deve sintetizar para compensar os harmônicos na fase A da rede de distribuição. O sinal i_{fa} mostra a corrente que efetivamente é sintetizada pelo FAPP, o qual é acionado em 0.5s. Na mesma figura também é mostrado o ripple de corrente no instante de 0,504s. O indutor de acoplamento foi dimensionado para um erro máximo de 10% em relação á corrente máxima de 30A, e pode ser observado no zoom da Fig. 4.2 que este critério foi atendido.

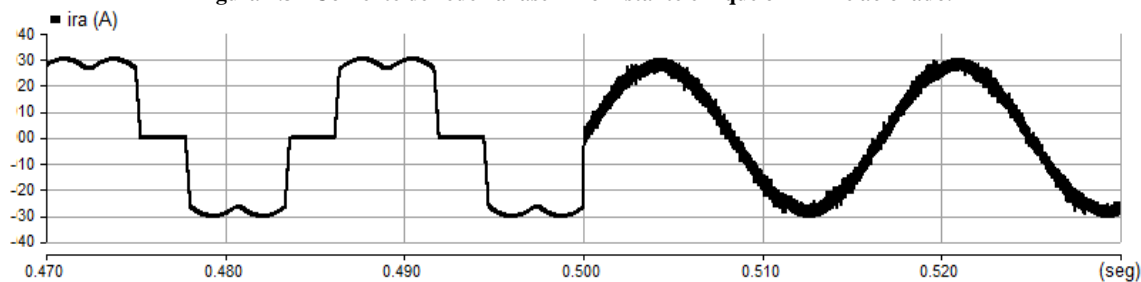


Fonte: elaborada pelos autores.

A Fig. 4.3 mostra a corrente da rede de distribuição. A corrente i_{ra} (corrente na fase A da rede), que antes apresentava características não lineares, aproxima-se agora de um sinal senoidal. Através da Fig. 4.4 é possível observar o resultado para os sinais de corrente

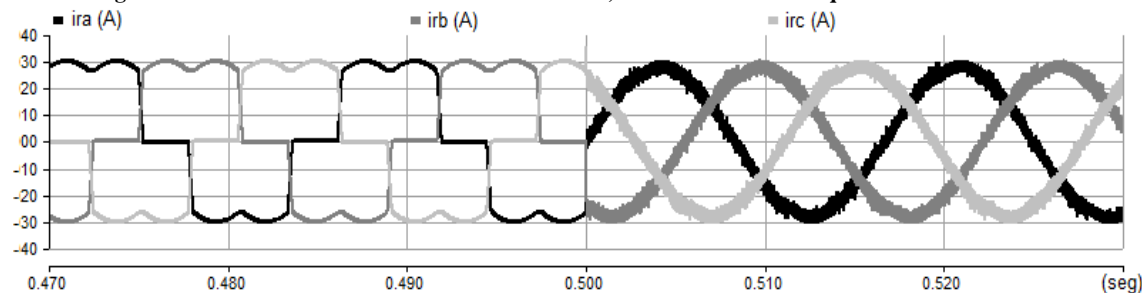
das demais fases, e também notar o equilíbrio entre as mesmas.

Figura 4.3 - Corrente de rede na fase A no instante em que o FAPP é acionado.



Fonte: elaborada pelos autores.

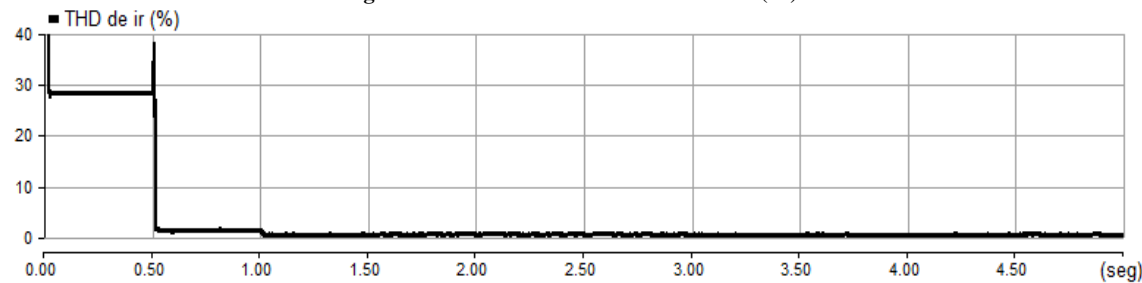
Figura 4.4 - Correntes de de linha de rede nas fases A, B e C no instante em que o FAPP é acionado.



Fonte: elaborada pelos autores.

Antes do FAPP ser acionado a THD da corrente na fase A da rede apresenta-se em 28%, conforme pode-se verificar na Fig. 4.5. Depois que o FAPP é acionado a THD é drasticamente reduzida para 1,5%.

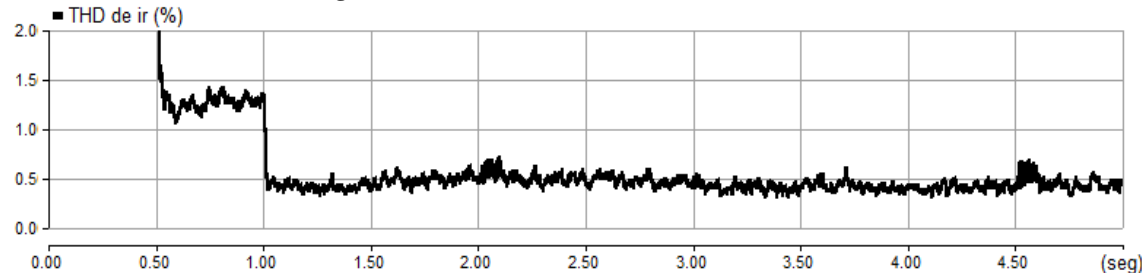
Figura 4.5 - THD das correntes de rede em (%).



Fonte: elaborada pelos autores.

Esta redução pode ser melhor verificada aplicando um zoom na figura acima, conforme Fig. 4.6 a seguir:

Figura 4.6 - Zoom na THD das correntes de rede (%).



Fonte: elaborada pelos autores.

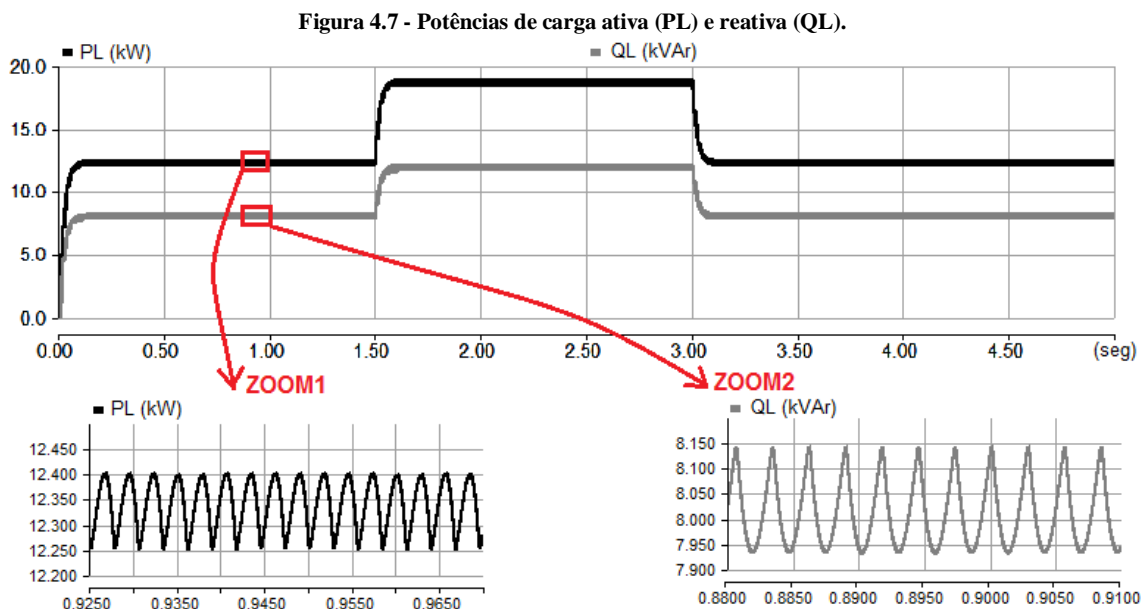
Embora as Fig. 4.3 e 4.4 mostrem os sinais de corrente na rede apenas no instante em que o FAPP é acionado, as Fig. 4.5 e 4.6 provam que a filtragem de corrente é efetivamente realizada durante todo o período de simulação. Logo, constata-se que a tarefa de filtragem de corrente é garantida para todas as configurações de demanda no sistema.

Observando ainda as Fig. 4.5 e 4.6 é possível verificar que depois que o SAE é acionado a THD cai ainda mais, a cerca de 1,3% para 0,5%. Esta redução de DHT ocorre por conta do *Link CC* agora receber energia do banco de baterias, reduzindo assim a corrente de compensação das perdas por chaveamento. Ou seja, ao invés de compensar a queda tensão no *Link CC* utilizando a rede de distribuição, essa energia passa agora a ser fornecida diretamente pelo SAE.

A THD apresentada na Fig. 4.6 revela também que, depois que o SAE é acionado, existem dois momentos de perturbação na filtragem de corrente. Justamente nos instantes de entrada e saída da geração distribuída, respectivamente em 2.0s e 4.5s. No entanto, estas variações são mínimas, praticamente imperceptíveis.

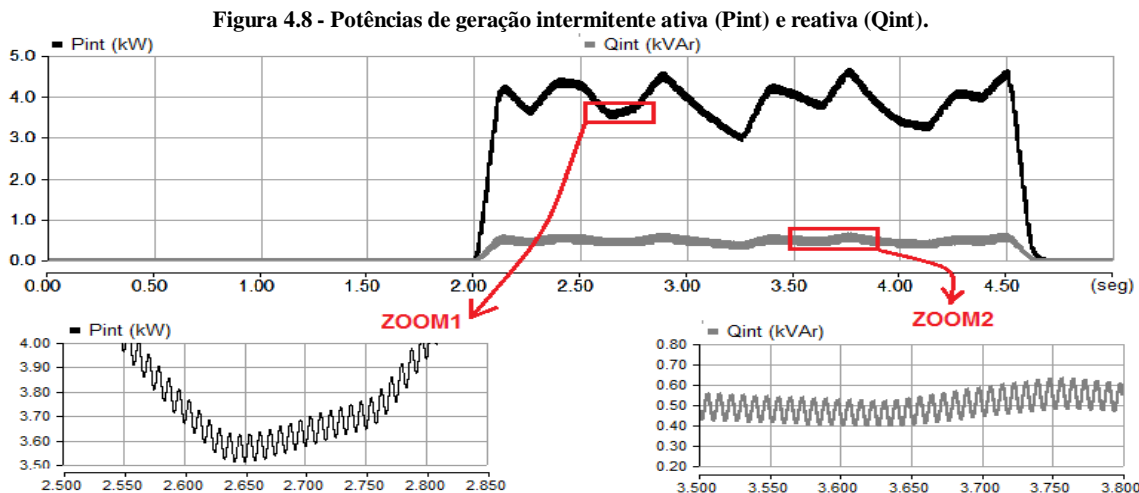
4.2.2 Resultados do Nivelamento de Carga

A Fig. 4.7 mostra a soma dos sinais de potência instantânea característicos do acionamento das cargas não lineares 1 e 2. A carga 1 é acionada em 0.0s e permanece durante todo o período de simulação, enquanto que a carga 2 é acionada em 1.5s e desligada em 3.0s. Na mesma figura são mostrados dois zooms nas potências ativa e reativa de carga, as quais revelam a oscilações em alta frequência devido à presença dos harmônicos de corrente.



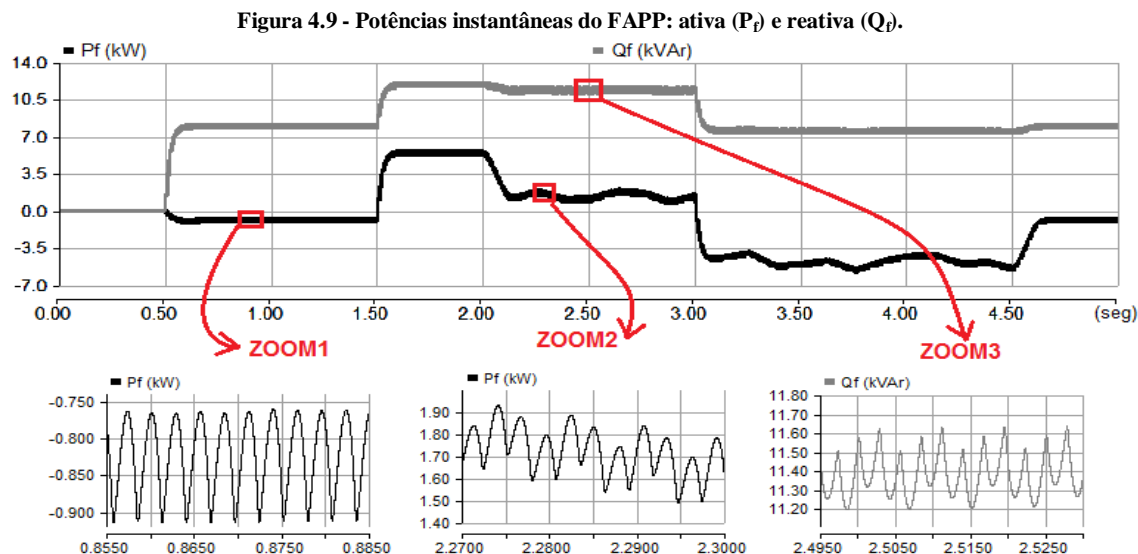
Fonte: elaborada pelos autores.

Os sinais de potências ativa e reativa instantâneas da geração distribuída são apresentados na Fig. 4.8. Nota-se que existe uma característica intermitente, cuja potência ativa de baixa frequência varia entre 5 kW e 3 kW. Outra característica importante é observada nas simplificações 1 (ZOOM1) e 2 (ZOOM2) da mesma figura, onde verificam-se as características de alta frequência da potência ativa e reativa oscilantes.



Fonte: elaborada pelos autores.

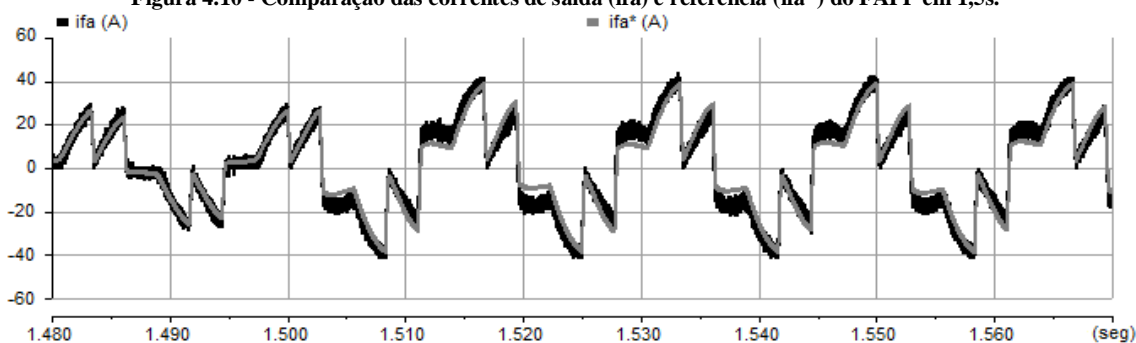
A tarefa do FAPP, além da filtragem de corrente, é fazer o intercâmbio de energia entre o SAE e a rede, de forma que seja realizado o nivelamento de carga. O resultado para esse fluxo de potência é apresentado na Fig. 4.9. Quando o FAPP é acionado, a potência reativa instantânea total e a potência ativa instantânea oscilante de alta frequência são compensadas. A potência ativa mostrada no ZOOM1 refere-se as perdas por chaveamento. Quando o SAE é acionado em 1.0s, o mesmo passa a controlar também as oscilações de potência ativa e reativa de baixa frequência.



Fonte: elaborada pelos autores.

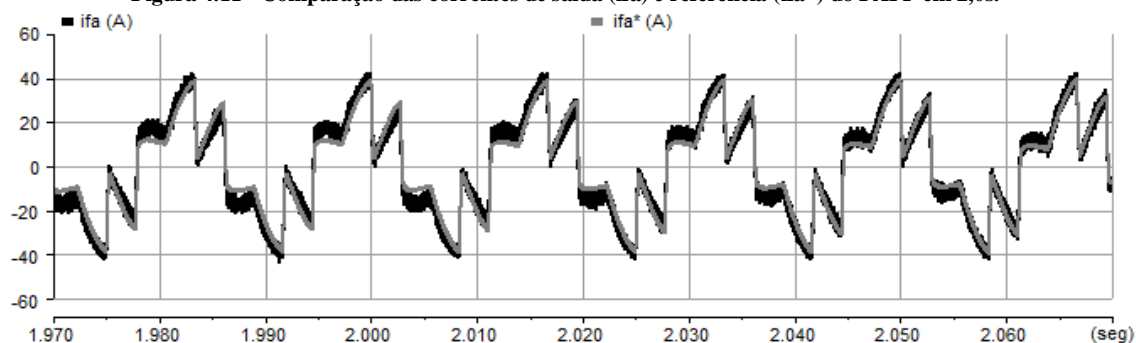
As Fig. 4.10, 4.11 e 4.12 mostram os sinais de corrente i_{fa} e i_{fa}^* , respectivamente, nos instantes em que ocorre o aumento de carga, depois o aumento de geração, e por fim a redução de carga. Na teoria de controle utilizada, o sinal de referência i_{fa}^* considera apenas a compensação harmônica de corrente, e o controle de potência é feito posteriormente em coordenadas dq . Logo, a corrente que o filtro ativo deve sintetizar equivale a soma da componente de compensação harmônica em coordenadas dq com a componente de controle de potência, também em coordenadas dq . É possível verificar nas figuras citadas que com o aumento ou redução na demanda de potência, os sinais i_{fa} e i_{fa}^* diferem de acordo com o fluxo de potência.

Figura 4.10 - Comparação das correntes de saída (i_{fa}) e referência (i_{fa}^*) do FAPP em 1,5s.



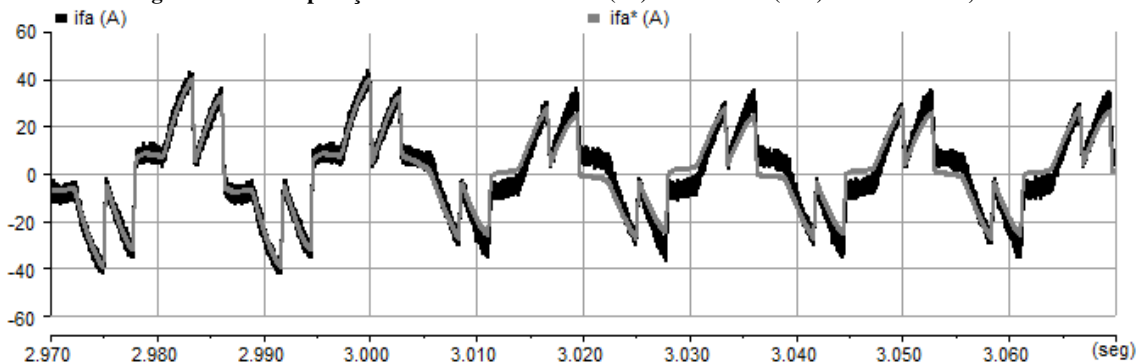
Fonte: elaborada pelos autores.

Figura 4.11 - Comparação das correntes de saída (i_{fa}) e referência (i_{fa}^*) do FAPP em 2,0s.



Fonte: elaborada pelos autores.

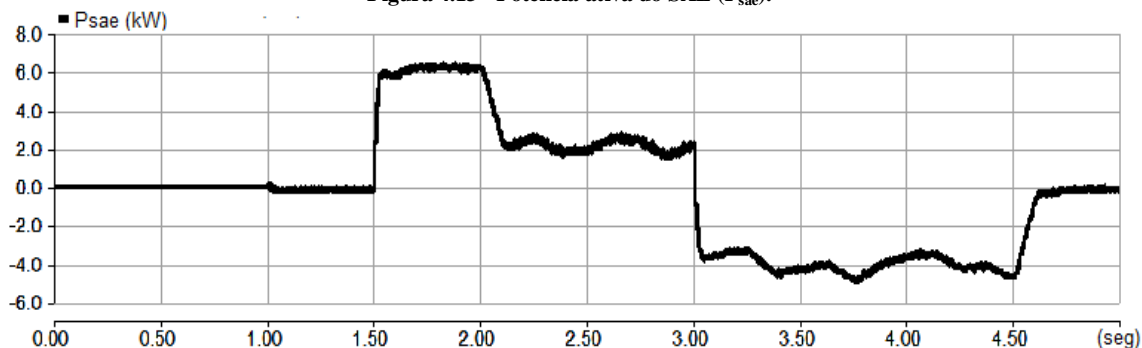
Figura 4.12 - Comparação das correntes de saída (i_{fa}) e referência (i_{fa}^*) do FAPP em 3,0s.



Fonte: elaborada pelos autores.

É interessante observar na Fig. 4.13 que no mesmo instante em que o SAE é acionado, o mesmo passa a drenar uma pequena parcela de potência ativa da rede de distribuição. Esse pequeno valor de potência é justamente a energia que antes era utilizada para compensação das perdas por chaveamento no *Link* CC, e que agora é fornecida pelo banco de baterias. Portanto, as perdas por chaveamento não serão contabilizadas para a rede, e sim para o SAE. O princípio de atuação do sistema de armazenamento é não permitir a ondulação de potência na rede, e assim mesmo sem necessitar dessa energia, o SAE é obrigado a fazer com que a rede continue com o mesmo nível de potência.

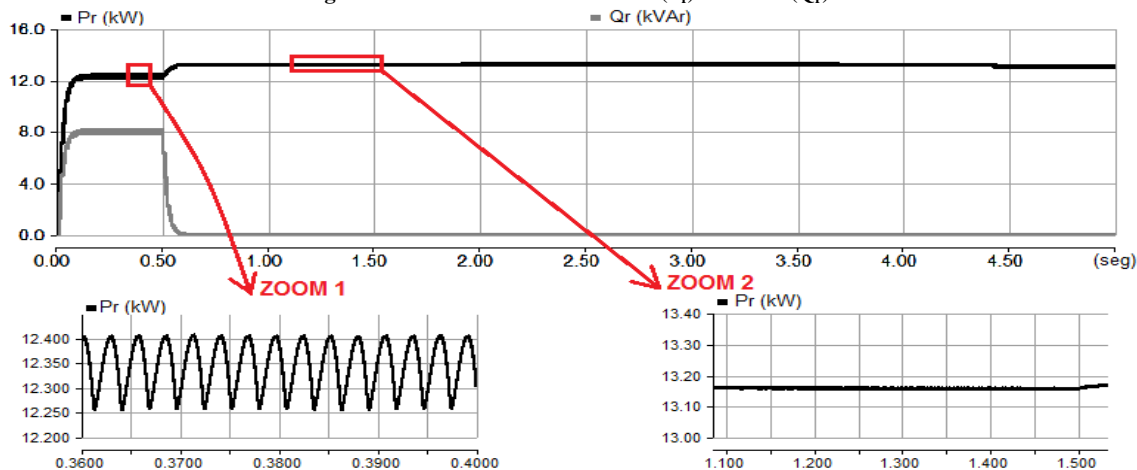
Figura 4.13 - Potência ativa do SAE (P_{sae}).



Fonte: elaborada pelos autores.

A Fig. 4.14 apresenta o resultado de atuação da integração entre o FAPP e o SAE para o sistema de distribuição. Nota-se que depois que o FAPP entra em operação a potência reativa e harmônica (Q_r) de 8kVAr é extraída da rede. Enquanto que a potência ativa continua a ser fornecida, e recebe um acréscimo de demanda por conta das perdas de modulação no FAPP. Esses dois sinais de potência continuam constantes durante todo o período de simulação, comprovando portanto que mesmo com as variações de demanda o sistema de distribuição mantém a potência ativa fixa.

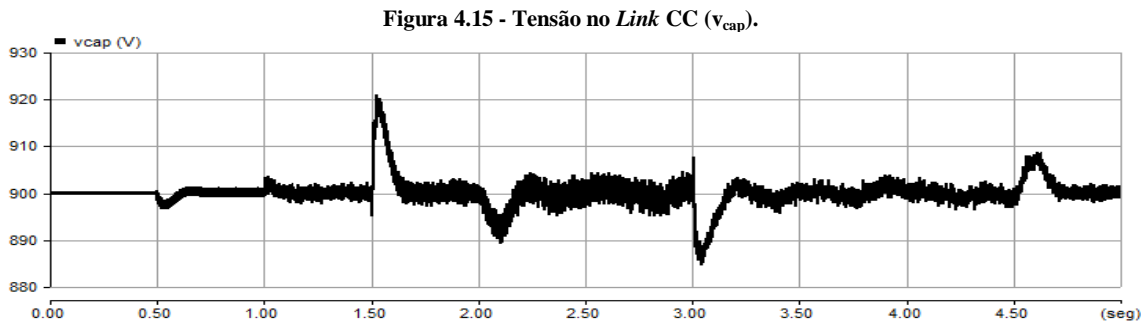
Figura 4.14 - Potências de rede ativa (P_r) e reativa (Q_r).



Fonte: elaborada pelos autores.

4.2.3 Resultados do Controle de Tensão no Link cc

Os parâmetros do circuito de potência e o controle de tensão no Link CC foram estabelecidos com o critério de variação de tensão máxima de 5%. Nas simulações considera-se que no instante 0.0s o capacitor já está carregado e com tensão nominal de 900V. A Fig. 4.15 apresenta as oscilações de tensão para cada mudança de estado no sistema de distribuição.

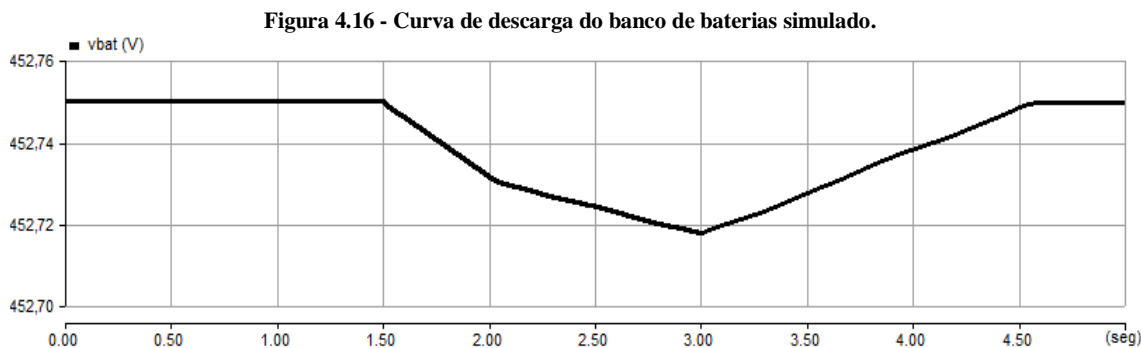


Fonte: elaborada pelos autores.

É possível verificar que o critério de 5% para o erro de tensão foi alcançado, e que as maiores oscilações no *Link CC* ocorrem na entrada e saída da carga 2, e também devido a geração intermitente. É interessante observar que o acréscimo de carga provoca aumento de tensão no barramento, enquanto que o acréscimo de geração ocasiona efeito contrário. Ou seja, aumentando a demanda o erro de tensão é positivo, enquanto que a redução provoca erro negativo.

4.2.4 Resultados da Descarga do Banco de Bateria

Na modelagem do banco de baterias utilizado nas simulações foi considerado uma amplitude de tensão de $A = 3V$, e constante de tempo inversa de $B = 1,5 (Ah)^{-1}$. Como o tempo máximo da simulação é de apenas 5s, não é possível verificar uma descarga profunda da tensão no Link cc. A Fig. 4.16 mostra que este parâmetro cai apenas 0,03V.



Fonte: elaborada pelos autores.

5 SÍNTESE E CONCLUSÕES

5.1 Síntese

Este trabalho apresentou o estudo de integração entre um FAPP e um SAE, cuja metodologia de controle foi direcionada aos sistemas de distribuição de energia elétrica. As teorias de controle foram apresentadas de forma independente, destacando-se as especificações e objetivos de cada uma. Para o FAPP utilizam-se duas malhas de controle, uma de corrente e outra de tensão. No SAE foi utilizado apenas uma malha de corrente, e a teoria de controle é baseada na detecção de potência na rede. Os elementos do circuito de potência foram dimensionados a partir das características locais do sistema, onde consideram-se a conexão de duas cargas não lineares e uma fonte de geração distribuída.

Para escolha do método de controle do FAPP, e também o controle e modelagem do banco de baterias, realizou-se uma revisão bibliográfica. Com a revisão foi possível verificar que a literatura do conceito de controle e modulação do FAPP apresenta diversos tipos de análises, cuja teoria já é bastante disseminada. Também foi observado que os resultados para compensação harmônica de corrente são similares entre todos estes métodos, variando na topologia conversora, tipo de controlador, modulação e teoria de controle. Quanto a modelagem do banco de baterias, foi observado uma convergência entre os conceitos matemáticos dos trabalhos consultados. Conforme a literatura, grandes avanços nas tecnologias de controle já foram alcançados, e as pesquisas sobre o armazenamento de energia continuam gerando bons resultados.

A análise de controle do FAPP foi dividida em duas etapas: dimensionamento dos elementos passivos do circuito de potência; e teoria de controle. Na primeira etapa calculam-se os valores mínimos do indutor de acoplamento L_f , do capacitor C_f do Link cc e a tensão v_{cap} necessária. Na segunda etapa são apresentados os conceitos da teoria pq , o método de controle por detecção de harmônicos, e o dimensionamento dos ganhos dos controladores PI das malhas de corrente e tensão. De forma similar, a análise do SAE também é feita em duas etapas: dimensionamento do filtro indutivo e modelagem da bateria; e teoria de controle de potência no sistema de distribuição. Na primeira etapa calcula-se o indutor L_{sae} mínimo necessário para filtrar a corrente i_{bat} , e também é apresentado o conceito de modelagem da tensão de saída do banco de baterias v_{bat} , em função do estado de carga. A segunda etapa trata do conceito de controle de potência requerido para o sistema de distribuição, cuja finalidade é manter a demanda fixa para a rede.

5.2 Conclusões

As simulações realizadas mostram que os níveis de DHT são drasticamente reduzidos com a utilização do FAPP, e a demanda de potência é mantida constante na rede de distribuição por conta da ação do SAE. Assim, validando as teorias de controle e integração utilizadas para o FAPP e o SAE, bem como os métodos de dimensionamento dos elementos passivos. Como o banco de baterias foi modelado para uma capacidade de armazenamento muito superior ao tempo de simulação, não é possível observar a dinâmica na tensão de saída do banco de baterias, pois o tempo de simulação foi limitado em apenas 5s. Onde v_{bat} varia cerca de apenas 0,03V, conforme verificado no capítulo 4. A tensão no *Link CC* é controlada e mantida bem abaixo de 5% de erro, apresentando uma variação máxima de 20V de acordo com a oscilação de demanda.

A metodologia de compensação da potência de baixa frequência serviu de base para cálculo e dimensionamento da capacidade de armazenamento do banco de baterias. Verificou-se que a quantidade energia a ser armazenada pode ser estabelecida de acordo com a constante de tempo requerida, as quais são diretamente proporcionais. Quanto maior o nível de filtragem exigido do SAE para a potência ativa na rede, maior a constante de tempo. A modelagem do banco de baterias apresentou resultado satisfatório, embora a capacidade de armazenamento tenha sido dimensionada para valor muito superior ao tempo de simulação.

Diante das previsões de aumento da geração distribuída, em paralelo com o crescente nível de injeção de harmônicos de corrente na rede, pode-se dizer que este trabalho apresenta conceitos imprescindíveis para a eficiência energética e qualidade na transmissão e distribuição de energia. O armazenamento de energia apresenta-se como solução para os problemas de integração das fontes intermitentes, permitindo tanto o aproveitamento máximo das fontes alternativas, como também o controle de demanda no sistema de potência. O que equivale reduzir a necessidade de expansão do número de grandes centrais de geração a partir de fontes hidráulicas e combustíveis fósseis.

5.3 Contribuições

Diferente da estratégia apresentada em (43), o estudo aqui apresentado realiza o balanceamento de potência a partir das medições da própria rede. Outra diferença refere-se quanto a aplicação, sendo o objetivo principal deste trabalho a manutenção do fluxo de potência ativa constante e em um sentido único na rede.

Na Tabela 1.1 estão listados os eventos nos quais a pesquisa foi aceita em forma

de artigo:

Tabela 5.1 Trabalhos em eventos e periódicos

Evento/Periódico	Título	Autores	Situação
GUCON 2018	Integration of a Shunt Active Filter and Energy Storage to Energy Quality Improvement in Distributed Power Systems	Alves, F.K.P. Machado, I.R.	<i>Aceito</i>
CEEGE 2018	Integration of a Shunt Active Filter and Energy Storage to Energy Quality Improvement in Distributed Power Systems	Alves, F.K.P. Machado, I.R.	<i>Aceito</i>

5.4 Trabalhos Futuros

Em vista do estudo realizado, propõe-se como opção para pesquisas futuras os seguintes temas:

- Controle dinâmico da constante de tempo T do filtro de potência utilizado no controle do SAE, tornando adaptáveis os níveis de oscilação de potência conforme desejado.
- Análise de controle para um sistema universal on-Grid / off-Grid, permitindo tanto ao FAPP como ao SAE trabalhar os dois conceitos.
- Preparar o sistema para o caso de descargas profundas no banco de baterias, analisando métodos de saída do SAE sem provocar grandes oscilações de potência.
- Análise de viabilidade econômica quanto ao armazenamento de energia, comparando o investimento com o capital necessário para implantação de centrais de geração compatíveis ao mesmo nível de potência.
- Estudo de implantação do sistema integrado em sistemas de transmissão.
- Simular um sistema considerando as condições de desequilíbrio da rede.

REFERÊNCIAS

- 1 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balço energético nacional 2017**: Ano Base 2016. Brasília, DF, 2017. 292p. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acessado em: 30 de Maio de 2017.
- 2 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa de desenvolvimento da geração distribuída – ProGD**. Brasília, DF, 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0>>. Acessado em: 22 de Maio de 2017.
- 3 PARFOMARK, P. M. Energy storage for power grids and electric transportation: a technology assessment. **Congressional Research Service**, 2012. Disponível em: <<https://fas.org/sgp/crs/misc/R42455.pdf>>. Acessado em 30 de Abril de 2017.
- 4 FORTES, M. Z., *et al.* Smart City – Uma oportunidade de aplicação de pequenos sistemas geradores com energia renovável. **ABM Week**, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<https://abmproceedings.com.br/en/article/download-pdf/smart-city-uma-oportunidade-de-aplicacao-de-pequenos-sistemas-geradores-com-energia-renovavel>>. Acessado em 1º de Maio de 2017.
- 5 AKAGI, H.; WATANABE, E.H.; AREDES, M. Instantaneous power theory and applications to power conditioning. **IEEE Press Series on Power Engineering**, Vol.31. New Jersey: John Wiley & Sons, 2007. 400 p. Disponível em:<<http://uni-site.ir/khuelec/wp-content/uploads/Akaqi-H.-Watanabe-E.-H.-Aredes-M.-Instantaneous-Power-Theory-and-Applications-to-Power-Conditioning-2007400s.pdf> >. Acessado em 1º de Maio de 2017.
- 6 RIBEIRO, R. L. A.; AZEVEDO, C.C.; SOUSA, R. M. A robust adaptive control strategy of active power filters for power-factor correction, harmonic compensation, and balancing of nonlinear loads, **IEEE Transactions On Power Electronics**, Vol. 27, No. 2, Fevereiro 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5942190/>>. Acessado em 30 de Agosto de 2017.
- 7 MONTERO, M. I. M.; CADAVAL, E. R.; GONZÁLEZ, F. B. Comparison of control strategies for shunt active power filters in three-phase four-wire systems, **IEEE Transactions On Power Electronics**, Vol. 22, No. 1, Janeiro 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4052426/>>. Acessado em 24 de Abril de 2017.
- 8 SILVA, F. J. G. **Estudo do chaveamento por vetores espaciais em modulação por largura de pulso em conversores multiníveis**. 2008. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2008.
- 9 MATTAVELLI, P. A closed-loop selective harmonic compensation for active filters, **IEEE Transactions On Power Electronics**, Vol. 37, No. 1, Janeiro/Fevereiro 2001. Disponível

em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/903130/>>. Acessado em 16 de Março de 2017.

- 10 BOJOI, R. I. *et al.* Current control strategy for power conditioners using sinusoidal signal integrators in synchronous reference frame, **IEEE Transactions On Power Electronics**, Vol. 20, No. 6, Novembro 2005. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1528614/>>. Acessado em 20 de Outubro de 2017.
- 11 KEDJAR, B.; AL-HADDAD, K. LQR with integral action to enhance dynamic performance of three-phase three-wire shunt active filter, **IEEE Canada Research Chair in Electric Energy Conversion and Power Electronics**, 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4342153/>>. Acessado em 23 de Outubro de 2017.
- 12 MOHAN, N.; UNDELAND, T.M.; ROBBINS, W.P. **Power Eletronics: Converters, Applications, and Design**. 3. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2003. 802 p.
- 13 PENG, F. Z. Harmonic sources and filtering approaches, **IEEE Industrial Application Magazine**, Vol. 7, Jul/Ago 2001. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/930987/>>. Acessado em 11 de Maio de 2017.
- 14 MENDALEK, N. *et all.* Nonlinear control technique to enhance dynamic performance of a shunt active power filter, **IEE Proceedings - Electric Power Applications.**, Vol. 150. Julho 2003. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1216832/>>. Acessado em 20 de Janeiro de 2018.
- 15 TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A.; DEKKICHE, A.-I. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles, **Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE**, Setembro 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4544139/>>. Acessado em 25 de Fevereiro de 2018.
- 16 ARBEX, C.J.N. **Aplicação da teoria de potência conservativa para compensação de distúrbios de corrente**. 2011. 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2011.
- 17 BOSE, B.K. **Modern power electronics and ac drives**. 1. ed. New Jersey: Prentice Hall PTR, 2002. 711 p.
- 18 BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional: Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**, 2008.
- 19 BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa n° 482**, 2012.
- 20 BRASIL. Companhia Elétrica do Ceará. **Norma técnica 010: conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico da COELCE**, 2012.
- 21 DUARTE, C. H. **Impactos econômicos dos harmônicos de corrente das cargas não lineares em redes elétricas de distribuição residenciais**. 2008. 240 f. Tese (Doutorado em

- Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2008.
- 22 DUGAN, R.C. *et al.* **Electrical power systems quality**. 2. ed. Mexico: McGraw-Hill, 2003. 528 p.
 - 23 GALELLI, M.T. **Controle por histerese com frequência quase constante de um pré-regulador boost**. 2005. 100 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2005.
 - 24 GONÇALVES, A.F.Q. **Controle e análise de conversores cc-ca conectados em redes de distribuição utilizados em sistemas de geração distribuída**. 2011. 89 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.
 - 25 GRAINGER, J.J.; STEVENSON, W.D. **Power system analysis**. 1. ed. New York: McGraw-Hill, 1994. 814 p.
 - 26 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: **IEC 61000-3-4**: “limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16a”, 1. ed. 1998.
 - 27 KAGAMI, M.T.N. **Controle de potência de um sistema de geração eólica**. 2008. Dissertação (Graduação em Engenharia Eletrônica e de Computação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2008.
 - 28 KAGAN, N.; ROBBIA, E.J; SCHMIDT, H.P. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2009. 230 p.
 - 29 LOPES, L. C. G.; CARLETTI, R. L.; BARBOSA, P. G. Implementação de um circuito pll digital e um deabear baseados na teoria das potências instantâneas com o DSP TMS320F243. **I Seminário em Sistemas de Potência, Automação e Controle**. Vol 1, 6 f, 2003. Universidade Federal de Juiz de Fora – Faculdade de Engenharia. Disponível em: <<http://www.pgsskroton.com.br/seer/index.php/exatas/article/download/547/517>>. Acessado em: 17 Janeiro de 2018.
 - 30 MARAFÃO, F.P. **Análise e controle da energia elétrica através de técnicas de processamento digital de sinais**. 2004. 259 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.
 - 31 ENCARNAÇÃO, L. F. **Compensador síncrono estático multinível em média tensão para sistemas de distribuição**. 2009. 155 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2009.
 - 32 MODESTO, R. A. **Método de compensação ativa de potência aplicado a um filtro ativo paralelo monofásico**. 2007. 95 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2007.
 - 33 MOHAN, N.; UNDELAND, T.M.; ROBBINS, W.P. **Power electronics: Converters, Applications, and Design**. 3. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2003. 802 p.

- 34 OMORI, J.S. **Aplicação de filtro ativo trifásico em sistemas de distribuição de baixa tensão**. 2007. 201 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Curitiba, 2007.
- 35 PINTO, V.M. **Um estudo comparativo de técnicas de chaveamento de conversores três níveis**. 2005. 103 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2005.
- 36 RASHID, M. H. **Eletrônica de potência: Circuitos, Dispositivos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Makron Books, 1999. 819 p.
- 37 RIBEIRO, E. R. **Filtros ativos série para a compensação de harmônicas de tensão**. 2003. 213 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2003.
- 38 SILVA, F. J. G. **Estudo do chaveamento por vetores espaciais em modulação por largura de pulso em conversores multiníveis**. 2008. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2008.
- 39 MOFTAH, M.A.; EL-SAADY, G.; IBRAHIM, E.A. Active power filter for power quality enhancement of photovoltaic renewable energy systems, **Smart Grid (SASG)**, Saudi Arabia, 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7849678/>>. Acessado em 1º de Maio de 2018.
- 40 YOSHIMOTO, K.; NANAHARA, T.; KOSHIMIZU, G. Analysis of data obtained in demonstration test about battery energy storage system to mitigate output fluctuation of wind farm, **Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, CIGRE/IEEE PES Joint Symposium**, Canada, 2009. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5211207/>>. Acessado em 23 de Dezembro de 2017.
- 41 KUMAR, R. *et al.* Power quality improvement in 3- ϕ grid connected photovoltaic system with battery storage, **IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems – PEDES**, Bengaluru, India, 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6484479/>>. Acessado em 20 de Dezembro de 2017.
- 42 MUNDAKAL, J.A. *et al.* Grid power quality improvement and battery energy storage in wind energy systems, **International Conference on Microelectronics, Communication and Renewable Energy – ICMiCR**, India, 2013. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6576010/>>. Acessado em 2 de Setembro de 2017.
- 43 SALIMBENI, A. *et al.* Integration of active filter and energy storage system for power quality improvement in microgrids, **International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion**, Itália, 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7526040/>>. Acessado em 10 de Agosto de 2017.

APÊNDICE A – CONCEITO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL E INDIVIDUAL (DHT E DHI)

Em qualquer normatização que venha a ser adotada, todas irão apresentar o mesmo conceito para cálculo de distorção harmônica de corrente ou de tensão. Os índices utilizados avaliam o nível de distorção harmônica individual (DHI) com relação a fundamental em porcentagem, e também o nível de distorção harmônica total (DHT). A definição de cada índice é dado conforme a seguir:

$$DHI = \frac{X_h}{X_1} \cdot 100 \quad (\text{A.1})$$

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n X_h^2}}{X_1} \cdot 100 \quad (\text{A.2})$$

Onde:

DHI: Distorção harmônica individual;

DHT: Distorção harmônica total;

X_1 : Fundamental de corrente ou de tensão;

X_h : Harmônicas de corrente ou de tensão (onde $h = 2,3,4,5,6,7, \dots$).

Para cada porcentagem calculada as normas estabelecem os limites que devem ser observados.

APENDICE B – CÁLCULO DOS PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Tensão no *Link CC* (v_{cap}):

O primeiro parâmetro calculado deve ser obtido de forma empírica, cujo valor estimado deve levar em conta as características do sistema. Partindo da tensão no *Link CC*, um valor adequado e suficiente para o bom funcionamento do FAPP corresponde a um fator de acréscimo de 2/3 na tensão de pico de linha da rede, ou seja:

$$v_{cap} = \frac{2}{3}v_p + v_p. \quad (\text{B.1})$$

Considerando que a tensão de linha da rede é de 380V eficazes, o valor de pico equivale a 537V. Logo:

$$v_{cap} = \frac{2}{3}(537) + (537) \cong 900V. \quad (\text{B.2})$$

Indutor de Acoplamento (L_f):

Conforme já explicado, o indutor de acoplamento deve atender a dois critérios:

1 – para um ciclo de chaveamento, $\Delta i_{f_{m\acute{a}x}}$ deve ser utilizado para o caso em que a tensão no indutor seja mínima, de forma que uma indutância mínima seja estabelecida para garantir a filtragem de corrente no pior dos casos;

2 – para um ciclo de chaveamento, $\Delta i_{f_{m\acute{i}n}}$ deve ser utilizado para o caso em que a tensão seja máxima, de forma que uma indutância máxima seja estabelecida para garantir que a taxa de variação de corrente do FAPP seja maior que a das cargas não lineares.

Deseja-se que o ripple de corrente máximo seja em torno de 30% (15% acima e 15% abaixo) da máxima corrente de carga, ou seja:

$$\Delta i_{f_{m\acute{a}x}} = 0,3 * 30 = 9A. \quad (\text{B.3})$$

Por outro lado, a carga de maior demanda apresenta uma variação máxima de corrente para um ciclo de chaveamento igual a 8,5A. Logo, pode-se dizer que:

$$\Delta i_{f_{m\acute{i}n}} > 8,5A. \quad (\text{B.4})$$

Nota-se assim, que é possível estabelecer um único valor para os dois parâmetros, ou seja:

$$\Delta i_{f_{m\acute{a}x}} = \Delta i_{f_{m\acute{i}n}} = 9A. \quad (\text{B.5})$$

Considerando que a frequência de chaveamento f_c foi estabelecida em 12kHz, é

possível calcular:

$$L_{f\text{m}\acute{a}x} = \frac{2v_{cap} + 3v_p}{3\Delta i_{f\text{m}\acute{i}n}f_c} = \frac{2(900) + 3(537)}{3(9)(12000)} \cong 10,5mH. \quad (\text{B.6})$$

Enquanto que:

$$L_{f\text{m}\acute{i}n} = \frac{2v_{cap} - 3v_p}{3\Delta i_{f\text{m}\acute{i}n}f_c} = \frac{2(900) - 3(537)}{3(9)(12000)} \cong 0,6mH. \quad (\text{B.7})$$

E assim foi estabelecido o valor 0,8mH de forma conveniente, considerando ainda as questões econ\omicaron;micas na fabrica\c7\~ao do FAPP.

Capacitor do *Link* CC (C_f):

Para o c\~alculo do capacitor do *Link* CC \acute{e} necess\~ario primeiramente obter a pot\~encia de opera\c7\~ao do FAPP, onde:

$$S_f = \left(\frac{DHT}{\sqrt{1+DHT^2}} \right) S_L. \quad (\text{B.8})$$

De acordo com o que foi estabelecido, a pot\~encia total das cargas \acute{e} de 22,5kVA, e a distor\c7\~ao harm\onicana total de corrente \acute{e} de 28% nas duas cargas. Substituindo estes valores em (B.8):

$$S_f = \left(\frac{DHT}{\sqrt{1+DHT^2}} \right) S_L = \left(\frac{0,28}{\sqrt{1+0,28^2}} \right) (22,5kVA) = 6,075kVA. \quad (\text{B.9})$$

Atrav\~es do resultado de (B.9), considerando a frequ\~encia de rede f_r de 60Hz, e um erro m\~aximo de 2% na tens\~ao (20V acima de 900, e 20V abaixo de 900V) \acute{e} poss\~ivel calcular a capacit\~ancia do *Link* CC por:

$$C_{f\text{m}\acute{i}n} = \frac{S_f}{f_r(v_{cap\text{m}\acute{a}x}^2 - v_{cap\text{m}\acute{i}n}^2)} = \frac{6075}{60(920^2 - 880^2)} = 1,4mF. \quad (\text{B.10})$$

Para garantir que o erro de tens\~ao ficasse abaixo do valor m\~aximo estimado, a capacit\~ancia final foi estabelecida em 2,5mF.

C\~alculo do Indutor do SAE (L_{sae}):

Conforme explicado no cap\~itulo 3, a tens\~ao do banco de baterias foi dimensionada a partir da tens\~ao do *Link* CC, conforme a seguir:

$$v_{bat} = \frac{v_{cap}}{2} = \frac{900}{2} = 450V \quad (\text{B.11})$$

A varia\c7\~ao m\~axima de corrente no SAE ($\Delta i_{bat\text{m}\acute{a}x}$) deve ser menor que a m\~axima varia\c7\~ao de corrente que o FAPP seja capaz de sintetizar. Considerando que as frequ\~encias de chaveamento s\~ao diferentes ($f_c = 12kHz$; $f_m = 5kHz$), pode-se dizer que $\Delta i_{bat\text{m}\acute{a}x}$ deve ser maior que $2 * \Delta i_{f\text{m}\acute{a}x}$. Logo, estabelecendo $\Delta i_{bat\text{m}\acute{a}x} = 18A$, a indut\~ancia $L_{sae\text{m}\acute{i}n}$ pode ser

obtida através do conceito do capítulo 3, onde é calculada por:

$$L_{sae\min} = \frac{v_{bat}}{f_m \Delta i_{bat\max}} = \frac{450}{5000 * 18} = 5mH. \quad (B.12)$$

Cálculo dos Ganhos dos Controladores:

A metodologia utilizada para alocação de polos considera as frequências naturais das malhas de corrente e tensão, onde a frequência natural da malha de corrente ω_i deve ser menor que a máxima frequência de chaveamento (12kHz), e a frequência natural da malha de tensão (ω_v) deve ser menor que a frequência de chaveamento do SAE (5kHz):

$$\omega_i = 4000\pi \text{ rad/s}; \quad (B.13)$$

$$\omega_v = 10\pi \text{ rad/s}. \quad (B.14)$$

Considerando o coeficiente de amortecimento ζ igual a 0,7, os ganhos proporcional e integral da malha de corrente podem ser calculados conforme a seguir:

$$k_{pi} = 2\zeta\omega_i = 2 * 0,7 * 4000\pi = 1700; \quad (B.15)$$

$$k_{ii} = \omega_i^2 = (4000\pi)^2 \cong 157,7x10^6. \quad (B.16)$$

A malha de tensão não necessita de um controlador muito rápido, e portanto o coeficiente de amortecimento pode ser reduzido. Conforme explicado também no capítulo 3, a frequência natural da malha de tensão (ω_v) deve ser estabelecida bem abaixo da frequência de rede. Utilizando um coeficiente de amortecimento de 0,3 e a frequência natural de $0,5\pi$, os ganhos proporcional e integral da malha de tensão podem ser calculados por:

$$k_{pv} = 2\zeta\omega_v = 2 * 0,3 * 0,5\pi = 0,9; \quad (B.17)$$

$$k_{iv} = \omega_v^2 = (0,5\pi)^2 = 0,4. \quad (B.18)$$

O coeficiente de amortecimento da malha de corrente do SAE também foi estabelecido em 0,7. A frequência natural ω_{ib} desta malha agora deve ser maior que ω_v e menor que a frequência que rede. Assim foi estabelecido o valor de 10π rad/s. Logo, os ganhos do controlador da malha de corrente do SAE são calculados a seguir:

$$k_{pib} = 2\zeta\omega_{ib} = 2 * 0,7 * 10\pi \cong 44; \quad (B.19)$$

$$k_{iib} = \omega_{ib}^2 \cong 1.932. \quad (B.20)$$

ANEXO A – ESQUEMÁTICO DO SISTEMA SIMULADO

