



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

LARISSA SOUZA PEREIRA

GERENCIAMENTO E CONTROLE DA OPERAÇÃO DE MICRORREDES: UM
ESTUDO DE CASO

SOBRAL
2020

LARISSA SOUZA PEREIRA

GERENCIAMENTO E CONTROLE DA OPERAÇÃO DE MICRORREDES: UM ESTUDO
DE CASO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação. Área de concentração: Eletrônica de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Isaac Rocha Machado.
Coorientador: Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro.

SOBRAL

2020

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)

- P492g Pereira, Larissa Souza.
Gerenciamento e controle da operação de microrredes: Um estudo de caso / Larissa Souza Pereira. – 2020.
95 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Sobral, 2020.
Orientação: Prof. Dr. Isaac Rocha Machado.
1. Microrredes. 2. Gerenciamento. 3. Controle. 4. Conversor fonte de tensão. 5. Energia intermitente. I.
Título.

CDD 621.3

LARISSA SOUZA PEREIRA

GERENCIAMENTO E CONTROLE DA OPERAÇÃO DE MICRORREDES: UM ESTUDO
DE CASO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação. Área de concentração: Eletrônica de Potência.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Dr. Marcus Rógerio de Castro (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

A Deus.

Aos meus pais, Amélia e Luis.

A minha Avó, Creuza.

A minha irmã, Luisa.

AGRADECIMENTOS

Em especial a Deus por me proporcionar sempre coragem e garra para enfrentar as batalhas diárias. Sem provações jamais seremos dignos de amadurecer e crer que um novo dia virá e com ele novas oportunidades.

Aos meus amados pais por sempre investirem nos meus estudos e formação, pessoas humildes que jamais mediram seus esforços e nunca se limitaram para poder me ajudar. Sem vocês essa vitória não seria concretizada.

Agradeço de coração ao meu orientador e amigo Isaac, desde os tempos de graduação me proporcionando grandes conhecimentos, porém nessa etapa de mestrado pude sem dúvidas agregar muito conhecimento e ideias ao seu lado.

Gratidão a CAPES pelo financiamento desse importante estudo. Nada disso teria se tornado realidade sem essa essencial ajuda.

Agradecer de coração a banca que compõe esse trabalho, professor Hermínio e Marcus, pelas contribuições até aqui cedidas. São de grande importância e agregam muito mais conhecimento ao trabalho.

A minha madrinha Jaqueline e ao meu amigo Aglesio, pessoas pelas quais tenho uma grande estima, amigos de todas as horas, aqueles que sempre estão a me direcionar nessa grande caminhada.

Gratidão aos meus amigos de infância que mesmo distantes sempre me mandam mensagens de carinho e positividade: Wagner, Junior, Ramiria, Ramon, Romerito, Tamiris, Beatriz, Patricia, Cleide, Carmem, Alcione, Erlânio.

Aos colegas de mestrado que estiveram sempre a minha disposição, sei que não é fácil abdicar das nossas tarefas, muito grata por tudo: Lucivando, Andressa, Paulo Robson, Acélio, Antônia, Rodrigo, Fabiano, Nonato.

Aos amigos de graduação que levo para a vida toda: Ingrid, Lara, Lilian, Bruna, Vitor, Geraldo, Karol.

Ao meu amigo Samelius, pessoa especial, de um conhecimento magnifico e humildade sem igual.

Por fim agradeço a quem todo dia escutou meus lamentos e choros, que nunca se absteve quando eu precisei e o mais importante, não me deixou desistir quando estive no fundo do poço. Rosa, você é meu espelho, pela carreira que traçou e pela pessoa séria e dedicada que es, desejo-te muito sucesso nessa tua vida brilhante.

“Nada te perturbe, nada te amedronte. Tudo passa, a paciência tudo alcança. A quem tem Deus nada falta. Só Deus basta!”

“Você não sabe o quanto eu caminhei pra chegar até aqui, percorri milhas e milhas antes de dormir, eu não cochilei. Os mais belos montes escalei, nas noites escuras de frio chorei.”

RESUMO

Este trabalho apresenta o gerenciamento e controle da operação de uma microrrede trifásica baseada em conversores fonte de tensão, conversores CC/CC, baterias, geração intermitente e cargas não lineares. O controle da microrrede é desenvolvido com as seguintes diretrizes: Um conversor fonte de tensão escravo e um sistema de armazenamento de energia a baterias conectados a um barramento CC comum são utilizados para mitigar simultaneamente harmônicos de corrente e compensar a potência ativa oscilante da fonte de geração intermitente, melhorando a qualidade da energia. Um segundo conversor fonte de tensão mestre e sistema de armazenamento de energia a baterias são utilizados para regular o módulo e frequência da tensão da microrrede em modo ilhado. Desta forma a versatilidade de modos de operação é incrementada e a microrrede pode operar em modo ilhado ou conectado à rede elétrica, em condições de potência gerada maior que a consumida ou potência de carga seja maior que a potência gerada. A modelagem e estratégias de controle de todos os conversores fonte de tensão e sistemas de armazenamento de energia são apresentadas e discutidas e por fim validadas através de simulações computacionais.

Palavras-chave: Microrredes. Gerenciamento. Controle. Conversor fonte de tensão. Energia intermitente. Armazenamento de energia. Ilhamento.

ABSTRACT

This work presents the management and operation control of a three-phase microgrid based on Voltage Source Converters (VSC), DC/DC converters, battery banks, intermittent generation and non-linear loads. The microgrid control is developed with the main guidelines: A voltage Source Converter (VSC1 slave) and a battery energy storage system connected to a common DC bus are used to simultaneously mitigate current harmonics and compensate the oscillating active power of the Intermittent Generation Source (IGS), improving the power quality. A second Voltage Source Converter (VSC2 master) and battery energy storage system are used to control the amplitude and frequency of the microgrid voltage in island mode. In this way, the versatility of operating modes is increased and the microgrid can operate in island or connected mode, under conditions of generated power greater than the consumed power, or in the opposite way, with consumed power greater than the generated power. The modeling and control strategies of all voltage source converters and energy storage systems are presented and discussed and finally validated through the presentation of computer simulation results.

Keywords: Microgrid. Management. Control. Voltage source converter. Power. Energy storage. Islanding.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de microrrede.....	19
Figura 2 - Microrrede CA.....	25
Figura 3 - Microrrede CC.....	27
Figura 4 - Microrrede híbrida.....	28
Figura 5 - Sinal de desconexão utilizado.....	30
Figura 6 - Microrrede CA proposta.....	32
Figura 7 - Filtro ativo série.....	36
Figura 8 - Filtro ativo paralelo.....	37
Figura 9 - Filtro ativo universal.....	39
Figura 10 - Eixos alfa e beta obtidos em relação ao eixo abc. (a) Formas de onda em eixo abc (Va, Vb e Vc) e eixo alfa e beta (Valfa e Vbeta).....	41
Figura 11 - Representação física da potência instantânea complexa.....	43
Figura 12 - Carga desbalanceada controlada a tiristor.....	44
Figura 13 - Potência real e imaginária instantâneas.....	44
Figura 14 - Esquemático da compensação de corrente paralela.....	45
Figura 15 - (a) Eixos representativos da transformada de Park; (b) eixo alfa e beta (Valfa e Vbeta).....	46
Figura 16 - Circuito de sincronismo PLL.....	47
Figura 17 - Forma de onda do circuito PLL simulado.....	47
Figura 18- Proposta de controle para a microrrede.....	50
Figura 19 - Fluxograma utilizado para gerenciamento da microrrede.....	51
Figura 20 - Circuito do CFT ₁ e CFT ₂ para modelagem.....	52
Figura 21 - Controle de corrente representado em diagrama de blocos.....	53
Figura 22 - Controle de tensão representado em diagrama de blocos.....	54
Figura 23 - Cálculo das correntes de referência e potência de compensação.....	55
Figura 24 - Esquemático de controle do CFT ₁	56
Figura 25 - Esquemático de controle do CFT ₂ para modo conectado.....	57
Figura 26 - Diagrama de Bode em modulo com sistema em malha aberta.....	57
Figura 27 - Diagrama de Bode em fase com sistema em malha aberta.....	58
Figura 28 - Diagrama de Bode em modulo com sistema em malha fechada.....	58
Figura 29 - Diagrama de Bode em fase com sistema em malha fechada.....	59
Figura 30 - Estratégia de controle para CFT ₂ operando em modo ilhado.....	59

Figura 31 - Modelo genérico da bateria adotada.	60
Figura 32 - Curva de descarga de baterias.....	61
Figura 33 - Conversor CC/CC meia ponte.	64
Figura 34 - Controle do SAE ₁ para modo conectado.....	67
Figura 35 - Esquemático do SAE ₂ para controle em modo ilha.	68
Figura 36 - Corrente na rede elétrica e FAP para uma das fases.....	72
Figura 37 - Corrente no FAP para uma das fases.....	72
Figura 38 - Espectro harmônico antes da atuação do FAP.....	73
Figura 39 - Espectro harmônico depois da atuação do FAP.....	73
Figura 40 - Potência reativa na rede elétrica.....	74
Figura 41 - Potência da fonte de geração intermitente.....	75
Figura 42 - Potência armazenada no SAE ₁	75
Figura 43 - Potência na rede sem intermitências.....	76
Figura 44 - Tensão no SAE ₁	76
Figura 45 - SOC no SAE ₁	77
Figura 46 - Corrente no SAE ₁ e corrente de referência.....	77
Figura 47 - Tensão no barramento CC do CFT ₁	78
Figura 48 - Potência na rede elétrica e carga não linear.....	79
Figura 49 - Sinal de desconexão.....	80
Figura 50 - Corrente na rede para momento do ilhamento.....	80
Figura 51 - Tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).....	81
Figura 52 - Tensão na <i>rms</i> no PAC da microrrede.....	81
Figura 53 - Frequência da tensão na microrrede.....	82
Figura 54 - Frequência da tensão sem ruídos.....	82
Figura 55 - Potência ativa na rede elétrica e na carga para modo ilhado.....	83
Figura 56 - Potência ativa no SAE ₂	84
Figura 57 - SOC para SAE ₂ em modo ilhado.....	85
Figura 58 - Tensão para SAE ₂ em modo ilhado.....	85
Figura 59 - Corrente para SAE ₂ em modo ilhado.....	86
Figura 60 - Corrente na carga para início do ilhamento.....	86
Figura 61 - Tensão no barramento CC do CFT ₂	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ajuste de proteção para variação de tensão.....	29
Tabela 2 - Ajuste de proteção para variação de frequência.....	29
Tabela 3 - Limites de distorção harmônica para tensão.	35
Tabela 4 - Máxima distorção total para harmônicos de corrente em percentual de IL.	35
Tabela 5 - Limites de distorção harmônica para tensão no Brasil.....	36
Tabela 6 - Funções designadas para cada elemento da microrrede.....	49
Tabela 7 - Dimensionamento CFT_1 e CFT_2	54
Tabela 8 - Dimensionamento SAE_1 e SAE_2	63
Tabela 9 - – Parâmetros utilizados para modelagem e controle	63
Tabela 10 - Dimensionamento conversor CC/CC meia ponte.	66
Tabela 11 - Parâmetros do sistema estudado.....	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CFT	Conversor Fonte de Tensão
CFC	Conversor Fonte de Corrente
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
FAP	Filtro Ativo de Potência
GD	Geração Distribuída de Energia
FA	Fonte Alternativa
PLL	<i>Phased Locked Loop</i> , em inglês
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> , em inglês
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PRODIST	Programa de Distribuição
P _g	Potência gerada
P _c	Potência carga
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> , em inglês
PI	Proporcional Integral
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
<i>rms</i>	<i>Root mean square</i>
PLC	<i>Power Line Conditioner</i>
SOC	<i>State Of Charge</i> , em inglês

LISTA DE SÍMBOLOS

Ω	Ohm
F	Faraday
H	Henry
W	Watt
V	Tensão
A	Amperes
V_{abc}	Tensão na rede
V_{dc}	Tensão barramento CC
V_L	Tensão na carga
I_{abc}	Corrente na rede
I_L	Corrente na carga
I_f	Corrente no FAP
V_{dc}	Tensão barramento CC
R_{TH}	Resistência da rede
L_{TH}	Indutância da rede
R_{ST}	Resistência CFT
L_{ST}	Indutância CFT
R_L	Resistência da carga
L_L	Indutância da carga
R_1	Resistência do SAE ₁
L_1	Indutância do SAE ₁
R_2	Resistência do SAE ₂
L_2	Indutância do SAE ₂
P_g	Potência ativa gerada
P_c	Potência ativa carga
Q_c	Potência reativa carga
SL	Disjuntor
%	Porcentagem
®	Marca Registrada

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 Identificação do problema	21
1.2 Contribuições do trabalho	22
1.3 Esboço do trabalho	23
2 ESTRUTURAS DE MICRORREDES	24
2.1 Microrrede em Corrente Alternada (CA)	25
2.2 Microrrede em Corrente Contínua (CC)	26
2.3 Microrrede híbrida	27
2.4 Resolução normativa 482/2012 e sistema de desconexão	28
2.4.1 Resolução normativa 482/2012	28
2.4.2 Sistema de detecção de ilhamento	30
2.5 Microrrede proposta	31
3 FILTROS ATIVOS DE POTÊNCIA E CONTROLE VETORIAL	33
3.1 Harmônicos no sistema elétrico de potência	34
3.2 Filtro ativo série	36
3.3 Filtro ativo paralelo	37
3.4 Filtro ativo universal	38
3.5 Teoria da potência instantânea	39
3.6 Teoria pq para compensação de correntes indesejadas	45
3.7 Transformada de Park	46

3.8 Phased Looked Loop (PLL)	47
4 MODELAGEM E CONTROLE DO SISTEMA	49
4.1 Modelagem do CFT₁ e CFT₂	52
4.1.1 Controle de tensão do barramento CC	53
4.2 Malhas de corrente dos CFT	54
4.3 Controle do CFT₂ para modo ilhado	59
4.3.1 Modelagem baterias	60
4.3.2 Conversor CC/CC meia ponte	64
4.4 Modelagem Fonte de Geração Intermitente (FGI)	66
4.5 Controle SAE₁ para modo conectado	66
4.6 Controle SAE₂ para modo ilhado	67
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	69
5.1 Primeiro caso – microrrede conectada	71
5.1.1 Filtragem ativa e mitigação de variações de potência da geração intermitente	71
5.1.2 Balanço de potência gerada e consumida	78
5.2 Segundo caso – microrrede ilhada	79
5.2.1 Balanço de potência gerada e consumida	83
6 CONCLUSÕES	88
6.1 Trabalhos futuros	89
REFERÊNCIAS	90

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é considerada essencial, uma vez que a humanidade necessita diretamente dela para seu desenvolvimento. Sendo ela primordial para o desenvolvimento tecnológico e econômico bem como para a melhoria da qualidade de vida das pessoas. Na maioria dos países a produção de energia elétrica é amplamente baseada em combustíveis fósseis como fonte primária, com a extensão do crescimento do consumo de energia as reservas de fontes fósseis não são suficientes (NUTKANI, *et al.*, 2018).

Nesse contexto, iniciou-se a busca e investimentos por novas alternativas para a produção de energia elétrica, uma solução pode ser a utilização de recursos energéticos renováveis de forma local. Nos últimos anos as severas normas ambientais em conjunto com a desregulamentação estimularam o veloz progresso da geração distribuída. Logo, a geração distribuída e recursos renováveis obtiveram força nos incentivos e nas pesquisas (FARZIN, *et al.*, 2016).

Com o crescimento do número de fontes de pequena capacidade presentes no sistema elétrico de potência, tornou-se complexo seu gerenciamento e operação, uma vez que é necessário um preparo por parte da rede elétrica para sua integração com as unidades de geração distribuída. As diretrizes observadas são condições de regime permanente, esquemas de proteção, controle dos níveis de tensão, possibilidade de operação em modo ilhado e análise de estabilidade. Com a difusão da geração distribuída surgiu o conceito de microrredes.

Os consumidores Brasileiros foram autorizados a gerar sua própria energia por meio de fontes renováveis de energia ou por cogeração, podendo ainda fornecer a rede elétrica a quantidade de energia em excesso. Essa energia injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, com base no art. 6º, § 1º, da Resolução 482/2012 da ANEEL, será compensada na forma de créditos de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 meses.

As microrredes são utilizadas a nível mundial e apresentam algumas vantagens (ANEEL, 2016):

- Diminuição nas perdas de transmissão;
- Redução da emissão de gases;
- Melhoria da qualidade de energia;
- Gerenciamento da energia de forma local;
- Continuidade do fornecimento de energia;
- Geração mais próxima à carga;
- Aumento da confiabilidade da rede;

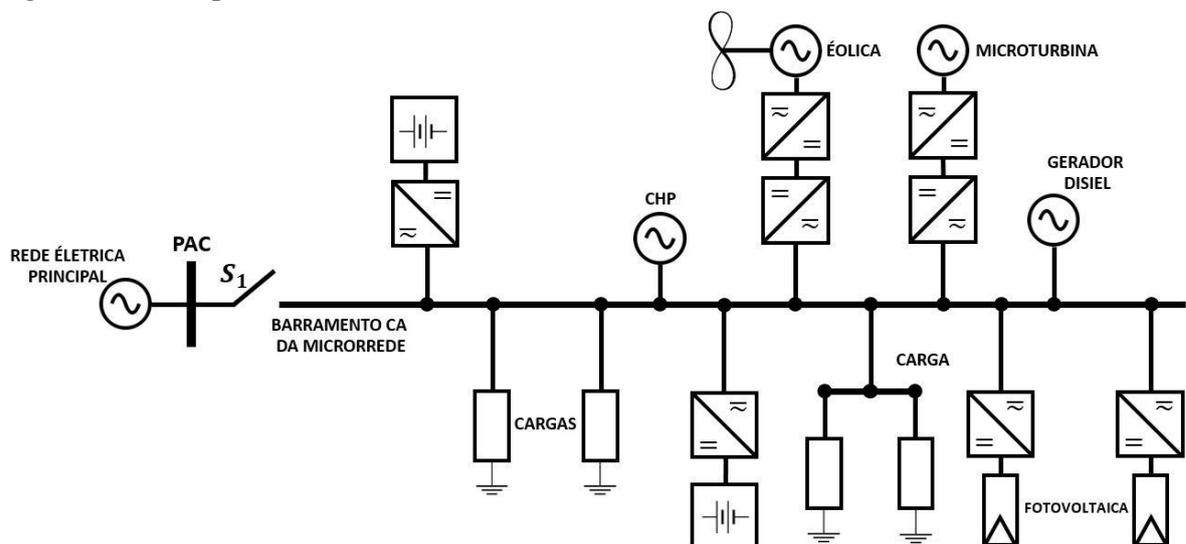
- Diversidade da matriz energética.

Vale salientar que embora a microrrede apresente inúmeras vantagens, é importante se atentar para suas desvantagens:

- Custo elevado para instalação;
- Gerenciamento de várias fontes de energia, armazenamentos, cargas, tornando o controle mais complexo;
- Falta de consenso entre as normas.

Tem-se na Figura 1 um exemplo de microrrede. A microrrede funciona conectada a rede principal ou em modo ilhado (desconectado). Em funcionamento conectado, normalmente reserva-se um armazenamento de energia como *back-up* para eventuais desconexões de rede. Além da unidade de *back-up*, utiliza-se outra unidade de armazenamento para filtrar as oscilações de potência ativa injetadas no barramento CA que são causadas por fonte de energia de caráter intermitente, minimizando assim as flutuações vistas pela rede elétrica e melhorando a qualidade de energia de forma local. No modo ilhado, o sistema de *back-up* deve atuar como fonte de tensão, regulando o módulo e frequência de tensão no barramento CA. Desta forma, o conversor deve fornecer a diferença entre a potência ativa média gerada (fontes renováveis) e consumida (carga) equalizando o balanço de energia no barramento CA.

Figura 1 – Exemplo de microrrede.



Fonte: Adaptado de Salomonsson (2009).

O conceito de microrredes foi implantado em (PENALIST, 2001) e diz que microrrede é basicamente um grupo de microfuentes vizinhas, associadas com cargas e sistemas

de armazenamento, podendo possuir isolamento entre microrrede e rede elétrica sendo capaz de operar de forma autônoma, isolado da rede elétrica (MARNAY, *et al.*, 2001),(LASSETER, *et al.*, 2002). A estabilidade de uma microrrede é de grande importância, para que o sistema opere de forma adequada.

As unidades de Geração Distribuída que mais se destacam são: turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos, gerador a diesel, células combustíveis e microturbinas. Uma vez que a tensão ou frequência apresentam valores fora dos limites pré-estabelecidos ou tem-se ocorrência de falta, o sistema de detecção de ilhamento deve atuar de forma imediata e isolar a microrrede (JIANG, *et al.*, 2014).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), o Brasil possui atualmente 601 usinas instaladas, com capacidade instalada de 15GW. Isso corresponde a evitar a emissão de 33,3 toneladas de CO₂ por ano através de outras fontes de geração de energia, que é proporcional ao lançamento anual feito por pouco mais de 12 milhões de automóveis. Em termos de expansão, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024), publicado pelo ministério de Minas de Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a capacidade eólica instalada do Brasil deverá chegar a 24GW até dezembro de 2024.

O Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), órgão responsável por pesquisas para o setor elétrico, afirmou que a maioria das microfones são constituídas por conversores eletrônicos de forma a garantir melhor flexibilidade no controle. Outro assunto importante são as funções desempenhadas pelo conversor CC/CA: controle de potência na saída da Geração Distribuída e controle de frequência e tensão.

A característica intermitente da geração é causa de problemáticas com a qualidade de energia elétrica. Porém com a ajuda da eletrônica de potência para incorporação das unidades que produzem energia de forma variável ao sistema a geração de energia elétrica, essa problemática vem sendo cada vez mais estudada e solucionada.

A popularização da microrrede foi possível por conta das suas vantagens propostas, dentre elas destacam-se (HATZIARGYRIOU, *et al.*; 2006): confiabilidade e segurança para consumidores, fornecimento de energia de forma confiável, capacidade de operação na forma ilhada, capacidade de se reconectar a rede sem afetar drasticamente os consumidores.

Na microrrede componentes como micro geradores, carga e conversores necessitam de um controle específico para que se tenha operação adequada do sistema e consiga obter níveis desejados de segurança, proteção, armazenamento e economia. Uma microrrede necessita de métodos inteligentes de gerenciamento e controle dos seus vários dispositivos (LASSETER; PAIGI, 2004).

Portanto, as microrredes proporcionam benefícios para o sistema elétrico, trazendo versatilidade aliada com diversidade de tecnologias de geração dentre elas a eólica, solar, biomassa, cogeração. Além da diminuição com custos de transmissão, uma vez que a energia gerada é consumida de forma local (HATZIARGYRIOU, *et al.*, 2007).

1.1 Identificação do problema

Em (ZHOU, *et al.*, 2011) têm-se uma proposta de microrrede baseada em energia renovável com armazenamento híbrido constituído de bateria e supercapacitor. No entanto a energia produzida possui intermitências que não são eliminadas pelo supercapacitor e podem piorar a qualidade da energia elétrica. Além de tudo, a quantidade de energia gerada é mínima e não necessita de um armazenamento com capacidade elevada.

Em (LEE, *et al.*, 2008) tem-se a proposta de uma microrrede tendo como fonte geradora, geradores a diesel, porém essa tecnologia não é comumente utilizada devido ao seu custo de operação, por consequência dos altos preços do óleo diesel.

O gerenciamento de microrredes é amplamente discutido em (YI, *et al.*, 2018), porém para o modo de operação ilhado o sistema de armazenamento não mantém a tensão no barramento CC do conversor mestre. Não se evidencia a utilização de sistema de reconexão, o que pode gerar picos desordenados de corrente e causar danos ao sistema.

Em (GONÇALVES, 2011) gerencia e controla uma microrrede CA através de uma estratégia baseada somente em controle por corrente, no entanto não é possível assegurar a regulação do módulo e frequência da tensão para modo isolado, o que pode gerar baixo desempenho.

Em (XIA, *et al.*, 2018) foi apresentada uma microrrede com geração eólica e solar, todavia pouco se discutiu sobre as problemáticas da intermitência dessas gerações, uma vez que ela afeta diretamente a qualidade de energia da rede elétrica e diminui a vida útil do sistema de armazenamento.

Em (NASIRIAN, *et al.*, 2016) faz uso de um filtro passa baixa para mitigar harmônicos de corrente presentes no sistema, mas como a quantidade destes é considerável o desempenho do filtro não é satisfatório, outro problema pode ser o aparecimento de ressonâncias indesejadas.

Em (XU, *et al.*, 2011) uma microrrede é estudada com base em nivelamento e corte seletivo de cargas, contudo se observa que quando ocorrem variações de carga, o sistema de armazenamento é responsável por suprir os aumentos de carga, o que compromete o

funcionamento do sistema de armazenamento e conseqüentemente da microrrede no modo ilhado. O ideal é que o SAE esteja com bateria flutuando em SOC SOC (*State of Charge*) igual a 100% e a rede seja encarregada em alimentar a carga.

Na operação em modo ilhado estudada em (MERABET, *et al.*, 2017) e (NUTKANI, *et al.*, 2018), muito se comenta sobre manter tensão e frequência da carga nos níveis adequados, apesar disso não se apresentam estudos sobre a desconexão da rede elétrica uma vez que quando a mesma ocorre de forma instantânea podendo ocasionar picos de corrente ou a instabilidade da microrrede.

Portanto, as referências citadas acima apresentam trabalhos com problemas como, armazenamento de energia que não mitiga geração intermitente, microrrede com presença de cargas não lineares sem filtragem ativa, ausência de algoritmos de reconexão, falta de *back-up* de energia para suprir a carga em modo ilhado. Dessa maneira, esse trabalho propõe a operação e gerenciamento de uma microrrede CA com foco em resolver os problemas apresentados nessas bibliografias.

1.2 Contribuições do trabalho

O objetivo deste trabalho é estudar o gerenciamento e operação de uma microrrede trifásica composta por conversores do tipo fonte de tensão, geração intermitente, cargas não lineares, cargas lineares e sistemas de armazenamento. A operação é analisada em modo conectado à rede ou de forma ilhada. Os objetivos são:

- Propor a operação da microrrede para modo conectado nas condições de potência gerada maior e menor que a potência na carga. o;
- Analisar a operação da microrrede em modo ilhado;
- Realizar a modelagem dos componentes da microrrede;
- Propor técnica de filtragem ativa na operação da microrrede;
- Mitigar variações de potência da geração intermitente utilizando como ferramenta o gerenciamento de potência de um sistema de armazenamento;
- Coordenar a desconexão da microrrede à rede elétrica principal.

1.3 Esboço do trabalho

O capítulo 2 especifica os tipos de microrredes, apresentando suas características e aspectos construtivos. Por fim a microrrede proposta neste trabalho é exibida em conjunto com as funcionalidades que serão desenvolvidas. Também é relatado sobre a norma internacional com os devidos procedimentos e tratativas para inclusão de microrredes no sistema elétrico de potência e evidencia a técnica empregada para desconexão dos sistemas com a rede elétrica.

O Capítulo 3 relata os conceitos de filtragem ativa e harmônicos no sistema elétrico de potência, bem como conceitos sobre teoria da potência instantânea, controle vetorial e técnica de sincronismo com a rede elétrica.

O capítulo 4 traz a modelagem dos conversores utilizados no trabalho e também as técnicas de controle aplicadas para o funcionamento adequado do projeto.

O capítulo 5 mostra os resultados de simulação para as situações estudadas, a primeira refere-se à potência gerada maior que a potência na carga e a segunda para potência gerada menor que a potência na carga, ambas para modo conectado e ilhado.

O capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho e propõe análises futuras.

2 ESTRUTURAS DE MICRORREDES

Uma microrrede é gerenciada de forma local, possuindo geração e distribuição, sendo assim considerada como um pequeno sistema integrado. As microrredes não necessitam de sistemas complexos de transmissão, o que minimiza as perdas e investimentos. Ela pode possuir diferentes tipos de geração em conjunto com sistemas de armazenamento e cargas e por intermédio de um algoritmo pode ser gerenciada e controlada de modo a conectar e desconectar da rede elétrica principal (MOHAMED; RADWAN, 2011).

Dependendo da aplicação a que está destinada a microrrede é necessário o conhecimento das topologias para escolha de qual será a ideal e com isso se estudar as fontes geradoras, armazenamento e carga para decidir quais conversores e estratégias de controle utilizar. Os tipos de microrrede diferem geralmente pelo tipo de barramento no qual seus componentes estão conectados.

Uma microrrede pode operar de forma conectada à rede elétrica ou em modo ilhado, ou seja, sem a presença da rede principal (SERBAN; SERBAN, 2010):

- 1- Modo normal de operação: Ocorre quando a microrrede está conectada à rede por intermédio do ponto de acoplamento comum. Desta forma a operação ocorre de forma a importar/exportar energia da/para a rede principal mediante balanço de geração e cargas. Neste caso as unidades de geração e armazenamento funcionam como fonte de corrente, injetando ou consumindo potência ativa no barramento CA que tem módulo e frequência da tensão fixos devido a presença da rede elétrica principal.
- 2- Modo de operação ilhado: A microrrede encontra-se desconectada da rede principal. A desconexão pode acontecer devido a defeitos, como afundamentos de tensão, sobretensão, subtensão na rede principal ou o ilhamento pode ser planejado, como é comum acontecer no horário de ponta para evitar consumo elevado de energia. Para ilhamento planejado a microrrede opera separada da rede elétrica dependendo da situação definida, programando os controladores para retirada da rede. Para essa situação, uma unidade de armazenamento ou geração deve assumir a função de fonte de tensão para o barramento CA. Ou seja, a unidade definida como mestre é responsável por nivelar o balanço de potências ativas e reativas da carga, ajustando a amplitude e frequência da tensão da barra CA. As outras unidades de

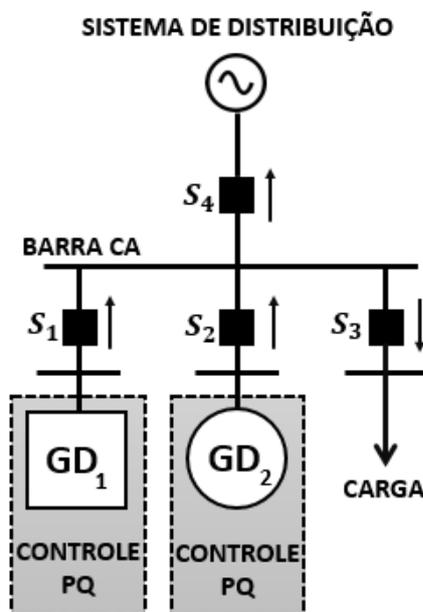
geração/armazenamento, também chamadas de escravas, continuam operando como fonte de corrente.

Neste capítulo são apresentadas as topologias de microrredes, já que para gerenciamento e controle dessas de forma satisfatória é necessário levar em consideração os critérios técnicos, podendo-se mencionar: proteção do sistema, controle de tensão, frequência, manutenção dos níveis de qualidade de energia elétrica, balanço de carga e geração, operação em modo ilhado.

2.1 Microrrede em Corrente Alternada (CA)

Com base na Figura 2, para essa configuração de microrrede, o barramento é tido como em corrente alternada. Para a conexão de armazenamento de energia CC ou geração solar ou eólica é necessário à utilização de conversor CC/CA para realizar as conversões de energia. Caso a geração seja baseada em Geradores a Diesel (GD_1 ou GD_2) não há necessidade de conversor (LI, *et al.*,2017).

Figura 2 – Microrrede CA.



Fonte: Adaptado de Azevedo (2009).

Nesta primeira topologia, as fontes de produção de energia são concentradas próximas a áreas de maior consumo ou vizinhas as grandes cargas. Isso minimiza quedas de tensão e perdas de energia, agregando maior segurança a operação. Esse tipo de microrrede

também facilita a instalação de centrais geradoras presentes em locais de difícil acesso, sem necessidade de existir conexão com uma central controladora (ZHANG, *et al.*, 2011).

A microrrede centralizada contempla a presença de uma central para controle e gerenciamento, tendo em vista que os conversores, geração, carga e armazenamentos estão todos localizados próximos, ou podem estar conectados no mesmo barramento através de circuitos de transmissão, no entanto isso é visto como desvantagem já que a queda de tensão para consumidores distantes é alta, outro ponto falho é o fornecimento de energia para comunidades isoladas ser dificultado (GONÇALVES, 2011).

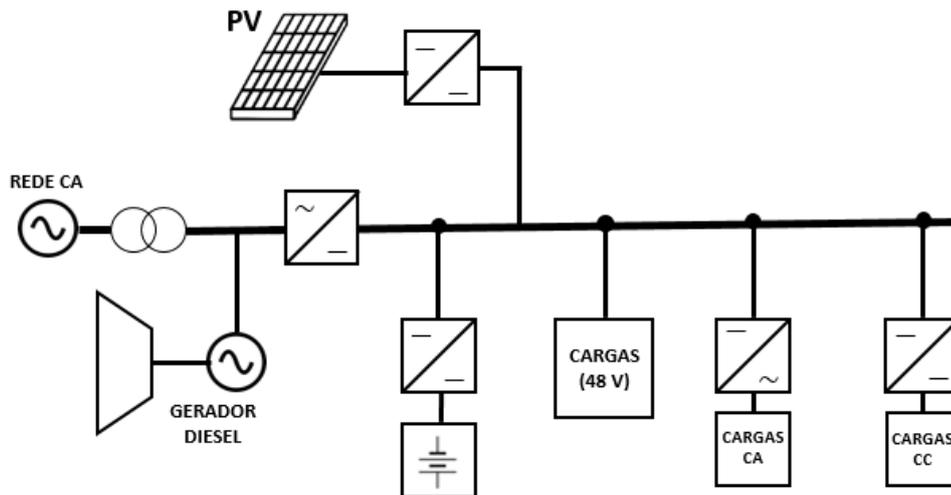
Outro modelo de microrrede CA possui uma bateria que mantém cargas consideradas essenciais, onde a mesma fica carregando no modo conectado à rede e funciona como uma fonte ininterrupta de energia quando ocorrem problemas na rede. Quando ocorrem falhas na rede, a bateria mantém alimentadas as cargas essenciais e evita o atendimento de cargas não essenciais nesse período. Também existe o modelo que contempla o controle em dois níveis, inicialmente o banco de baterias atua e com isso a microrrede indica quanto cada fonte deve produzir (BELLIDO, 2018).

2.2 Microrrede em Corrente Contínua (CC)

A Figura 3 exemplifica uma microrrede em corrente contínua. Nota-se que algumas cargas são alimentadas diretamente em CC, essas cargas podem ser lâmpadas compactas, lâmpadas de LED (Light Emitter Diode), aparelhos eletrônicos. Têm-se conversores CC/CA para alimentar as cargas em corrente alternada. Há, também, a presença de conversores CC/CC para adequação dos níveis de tensão e rastreamento do ponto de máxima potência, quando o mesmo é utilizado como interface de sistemas de conversão fotovoltaica. Ou pode existir a presença de conversores CA/CC para o caso de fontes geradoras que necessitem de máquinas em CA (BORDIGNON, 2017).

A rede de distribuição principal é alternada, logo existe a necessidade de um conversor CA/CC para conectá-la a microrrede CC. Um transformador também é utilizado para adequar os níveis de tensão. Para operação em modo desconectado o sistema de armazenamento atua como fonte de tensão principal, passando a controlar a amplitude da tensão no barramento, em modo conectado à rede é responsável por manter os níveis de tensão da microrrede (KASSAR, 2018).

Figura 3 – Microrrede CC.



Fonte: Adaptado de Salomonsson (2009).

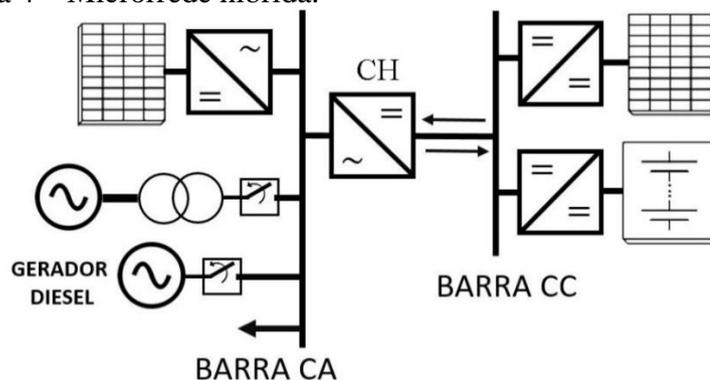
A microrrede CC facilita a utilização de fontes de geração como solar e célula a combustível, bem como a utilização de sistemas de armazenamentos como banco de baterias e supercapacitores que também produzem energia em corrente contínua, além de reduzir perdas e contribuir diretamente na qualidade de energia elétrica. Apesar das vantagens, a microrrede CC é utilizada em aplicações bem específicas, sendo a microrrede CA mais tradicional e confiável por conta da utilização de transformadores para elevação ou redução dos níveis de tensão (BASTOS, 2016).

2.3 Microrrede híbrida

Uma microrrede é considerada híbrida quando ela possui barramento CA e CC, a característica principal é a conexão de uma fonte geradora CC por intermédio de um conversor CC/CA a um barramento CA e nesse mesmo barramento podem se conectar a rede da distribuidora, cargas e geração em corrente alternada (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

A Figura 4 apresenta uma microrrede híbrida composta por gerador a diesel, geração solar e sistemas de armazenamento, seu modo de operação pode ser conectado ou ilhado. Para condição de operação em modo ilhado o Conversor Híbrido (CH) controla a carga e mantém os níveis adequados de tensão e frequência, juntamente com o gerador a diesel. Outra tratativa é que o fluxo da energia produzida pelos painéis solares e baterias é direcionado ao barramento CA (COELHO, *et al.*, 2015).

Figura 4 – Microrrede híbrida.



Fonte: Adaptado de Silva (2014).

Para o modo ilhado o controle de tensão e frequência do barramento CA é realizado pelo conversor híbrido que é responsável por conectar os armazenamentos e geração solar ao barramento CA. Assim o fluxo de potência é bidirecional dos sistemas de armazenamento e painéis solares para a rede elétrica e vice-versa. O modo retificador também existe, desta forma a conversão CA/CC é realizada e com isso o carregamento do armazenamento depende do tipo de conexão, rede em modo conectado ou painel mais inversor em modo ilhado (RODRIGUEZ, *et al.*, 2012).

2.4 Resolução normativa 482/2012 e sistema de desconexão

Para gerenciamento e operação de microrrede parâmetros como proteção, medição, sistema de conexão e desconexão devem ser estudados para que os procedimentos aconteçam da maneira correta. Dessa maneira a resolução normativa 482/2012 vem informar as condições para acesso a microgeração e minigeração distribuída principalmente aos sistemas de distribuição de energia.

Como o sistema estudado é baseado nas normas Brasileiras é necessário que se forneça alguns detalhes sobre tais, logo, no Brasil para a conexão de sistema de geração distribuída na rede elétrica é preciso observar alguns requisitos presentes nas resoluções normativas elaboradas pelo Programa de Distribuição (PRODIST, 2012).

2.4.1 Resolução normativa 482/2012

Dependendo da potência de geração, dispositivos como chave seccionadora, disjuntor de proteção, medidor bidirecional são necessários na microrrede a fim de garantir

proteção, desconexão e conexão de forma satisfatória. O medidor bidirecional garante a medição de energia consumida e injetada na rede elétrica. Para o presente trabalho a fonte geradora pode alcançar valores até 4kW de potência nominal.

Os níveis de tensão de conexão para centrais geradoras que são declaradas como micro e minigeração, são fornecidos em (ANEEL, 2012) e (ENEL, 2012), considera-se como microgeração fontes com potência de até 100 kW e minigeração fontes com potência entre 101 kW e 1MW.

Para desconexão e sincronização de microfontes da rede elétrica a Enel estabelece requisitos, portanto, quando a Tensão Medida (TM) exceder os valores estabelecidos a microgeração deve ser desconectada. Os ajustes de proteção são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Ajuste de proteção para variação de tensão.

Limite de tensão (V)	Tempo de desconexão (s)
$TM > 231$	0.2
$189 \leq TM \leq 231$	Operação normal
$TM \leq 189$ V	0.4

Fonte: Aneel (2012).

Os ajustes de proteção para subfrequência e sobrefrequência são definidos pelo PRODIST conforma Tabela 2.

Tabela 2 – Ajuste de proteção para variação de frequência.

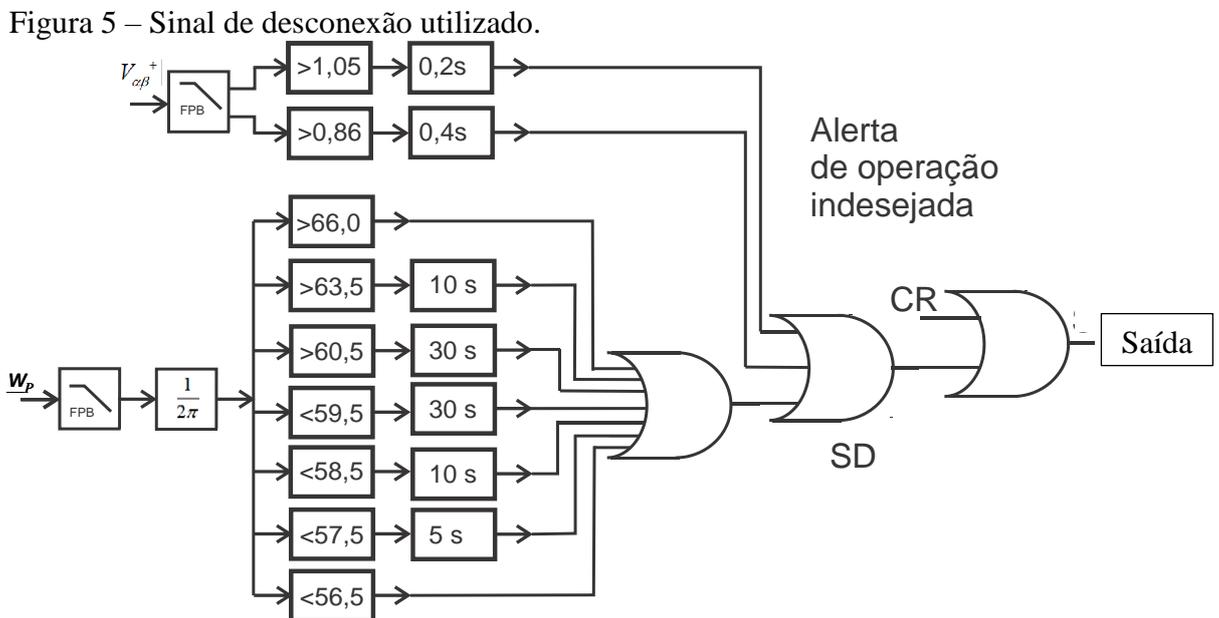
Limite de frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 < f \leq 57,5$	5
$57,5 < f \leq 58,5$	10
$58,5 < f \leq 59,5$	30
$59,9 < f \leq 60,1$	Normal
$60,1 < f \leq 60,5$	30
$60,5 < f < 66$	10
$F > 66$	Instantâneo

Fonte: Aneel (2012).

2.4.2 Sistema de detecção de ilhamento

Diversos critérios são escolhidos para realizar a desconexão, para esse trabalho são considerados sub e sobre tensão. O sistema de detecção aplicado foi proposto por (RODRIGUEZ, *et al.*, 2012) e é denominado de Dual Second Order Generalized Integrator-Frequency Locked Loop (DSOGI-FLL). A Figura 5 mostra como é gerado o sinal de desconexão para esse trabalho. Os parâmetros de entrada para execução do sistema de retirada da rede são $V_{\alpha\beta+}$ e ω_p , que representam as tensões alfa e beta de sequência positiva e a frequência angular do sistema. Os parâmetros das Tabelas 1 e 2 estão relacionados com a Figura 5.

Tomando como base a Figura 5, o Sinal de Desconexão (SD) apresenta nível lógico 1 para condição normal de operação, permanecendo a microrrede conectada. Ao se alterar o Sinal de Desconexão (SD) para 0 indica que ocorreu alterações no sistema e a microrrede necessita ser desconectada. Para esse instante Conexão Rede (CR) recebe nível lógico 0, se a falha for cessada SD retorna para nível 1. Define-se SS como o sinal de desconexão do sistema, enviado a chave Si da Figura 17.



Fonte: Adaptado de (RODRIGUEZ, *et al.*, 2009).

Caso o tempo de reconexão estabelecido pela concessionária de energia seja atingido e não haja mais falhas, ou seja, SD recebe valor 0, CR passa a ter nível lógico 1 e assim a microrrede pode ser reconectada (RODRIGUEZ, *et al.*, 2012), (YAZDANI, *et al.*, 2009).

O monitoramento para detecção de falhas ocorre no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), através do acompanhamento da tensão. Ao ocorrer variações de tensão que exijam que a microrrede seja retirada do sistema, o mesmo envia o sinal ao sistema de detecção que é responsável por desconectar a microrrede através da chave S_1 (Figura 17). A microrrede deve ser desconectada em até $t=0.2s$. A reconexão deve ocorrer no instante em que as tensões voltarem aos valores aceitáveis.

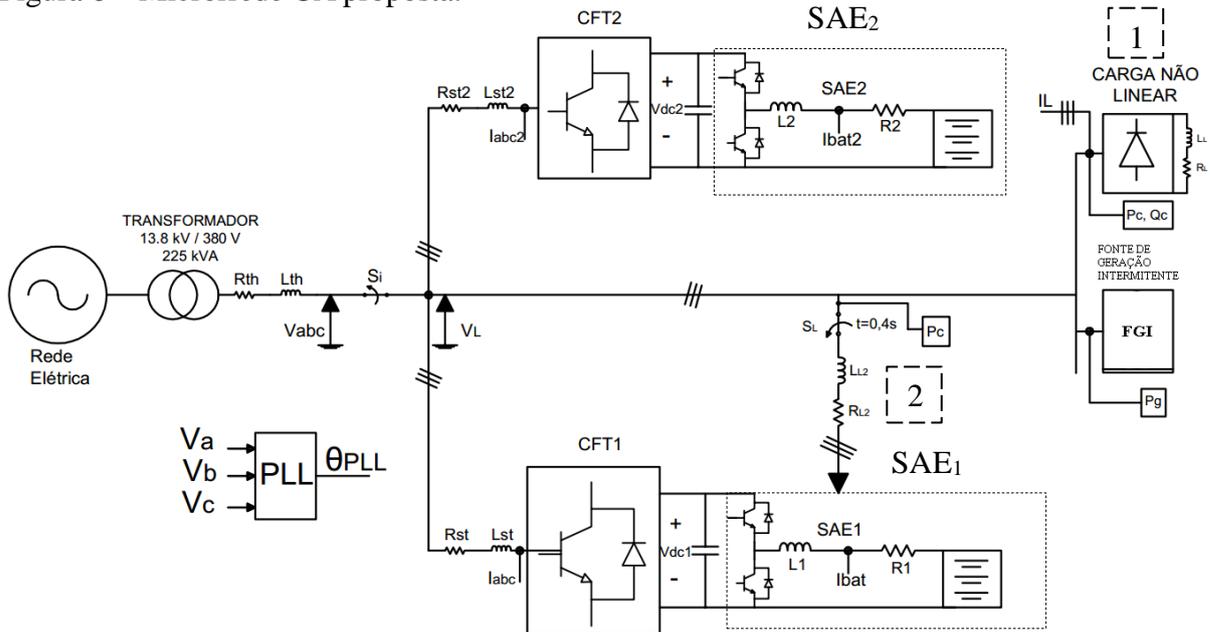
2.5 Microrrede proposta

O objetivo deste trabalho é estudar a microrrede CA apresentada na Figura 6. Ela é composta por um Conversor Fonte de Tensão escravo (CFT₁), responsável por filtragem ativa de harmônicos de corrente. Sistema de Armazenamento (SAE₁), carga não linear definida como um retificador trifásico controlado a tiristor com potência nominal de 4kW. Existe também uma segunda carga 2 com potência nominal de 4kW que é utilizada para realizar o nivelamento de carga do sistema.

A microrrede dispõe também de um Conversor Fonte de Tensão mestre (CFT₂), responsável por manter os níveis de tensão e frequência da microrrede, assumindo o papel de conversor mestre em conjunto com um Sistema de Armazenamento (SAE₂). Este último fornece ou drena energia de acordo com a diferença de potência ativa gerada (geração) e consumida (cargas), para operação em modo ilhado. Os armazenamentos de energia são compostos por um conversor CC-CC em topologia meia ponte e baterias.

A relação entre potência da Fonte de Geração Intermitente (FGI) e potência consumida pelas cargas determina o quanto de potência a rede elétrica precisa fornecer ou absorver no modo conectado e para o modo ilhado se o sistema de baterias armazena ou fornece energia. O SAE₂ permanece carregando em modo conectado para poder suprir a ausência da rede durante o ilhamento. No caso de situação de estado de carga (*State of Charge*, SOC) máximo (100%) para modo ilhado, a energia gerada é dissipada e em SOC mínimo (75%) o corte seletivo de carga é priorizado. Na situação de ausência da rede, o CFT₂ assume o papel de conversor mestre e regula o módulo e frequência da tensão CA. O SAE₂ regula a tensão no barramento CC do CFT₂ e fornece energia a carga.

Figura 6 – Microrrede CA proposta.



Fonte: Autoria própria (2020).

A microrrede apresentada na Figura 6 apresenta um conversor fonte de tensão mestre (CFT₂) e outro escravo (CFT₁), dois conversores CC/CC bidirecional em corrente, dois sistemas de armazenamento com potência nominal de 4 kW cada. Uma Fonte de Geração Intermitente (FGI), modelo de ondas. Além de duas cargas não lineares, uma alimentada continuamente e outra que é inserida e retirada da microrrede. A tensão no barramento CC do CFT₁ é de 1000V e do CFT₂ é de 800V.

São medidas duas tensões, uma antes do PAC e outra depois. Uma vez que operando em modo ilhado, no momento em que as condições de tensão estiverem normais, deve-se observar se módulo e fase da tensão da rede estão iguais com os da microrrede, para que haja a reconexão da rede sem provocar instabilidade. O gerenciamento do sistema é realizado por meio de um algoritmo que será apresentado no capítulo 5. O CFT₂ é o conversor mestre atuará como fonte de tensão, e com isso mantendo módulo e frequência da tensão. Já o CFT₁ é o conversor escravo tem como função a filtragem ativa. Existem dois sistemas de armazenamentos, o SAE₂ é um backup de energia para ilhamento e o SAE₁ absorve as intermitências da geração.

3 FILTRO ATIVO DE POTÊNCIA E CONTROLE VETORIAL

Com o aumento da quantidade de equipamentos eletrônicos presentes nas indústrias, residências e empresas, a qualidade da energia elétrica vem ficando cada vez mais comprometida. Como exemplo tem-se os computadores, lâmpadas fluorescentes, televisores, esses instrumentos são conhecidos como cargas não lineares. Esses dispositivos drenam da rede elétrica, correntes não senoidais, degradando a qualidade da energia elétrica. Outras cargas não-lineares como conversores e retificadores drenam da rede elétrica correntes com harmônicos, provocando distorção nas tensões.

Dentre os problemas gerados pela presença de cargas não lineares, têm-se: Baixo fator de potência, baixa eficiência, sobredimensionamento do sistema de distribuição, distorção da tensão da rede, ressonância, sobreaquecimento de motores e transformadores, ruídos, interferência eletromagnética em circuitos eletrônicos, danos em banco de capacitores, e interferência em alguns equipamentos. Dentre as soluções para tal problemática destaca-se as técnicas de filtragem ativa, passiva e filtragem híbrida.

Os Filtros Ativos de Potência (FAP) são dispositivos responsáveis por mitigar componentes harmônicas de tensão ou corrente com finalidade de manter as grandezas senoidais para rede elétrica, contribuindo de forma direta na qualidade de energia elétrica. Existem diferentes topologias de FAP, dentre elas série, paralela e híbrida. Além de minorar harmônicos de corrente e/ou tensão, o filtro ativo também realiza correção de fator de potência, reativos, oscilação de tensão, afundamento de tensão e atua no desbalanceamento de tensão e corrente (AKAGI, *et al.*, 1982).

Os filtros ativos são compostos por dispositivos de eletrônica de potência, podem ser monofásicos ou trifásicos. O filtro ativo monofásico atua em locais que apresentem cargas monofásicas, já os trifásicos são mais utilizados, principalmente em ambientes industriais que possuem cargas trifásicas. Existe também a necessidade de um elemento armazenador de energia, ao se utilizar um capacitor tem-se um Conversor Fonte de Tensão (CFT) e utilizando indutor tem-se um Conversor Fonte de Corrente (CFC). O FAP pode ser também conectado em série sendo geralmente empregados para mitigar harmônicos de tensão. A conexão em paralela geralmente é utilizada para filtrar componentes harmônicas de corrente.

Um comparativo mais aprofundado entre CFT e CFC foge do escopo deste trabalho. No entanto, os CFTs são mais eficientes, possuem um menor tamanho físico e um custo menor, já os CFCs são mais robustos. Convencionalmente utiliza-se conversor fonte de tensão como topologia para FAP, para esse trabalho essa topologia também foi adotada.

3.1 Harmônicos no sistema elétrico de potência

O aumento da utilização de cargas não lineares como lâmpadas compactadas, reatores eletrônicos, retificadores, inversores de frequência, proporciona cada vez mais a drenagem de correntes com alto conteúdo harmônico. Essas correntes harmônicas ao interagirem com a impedância da rede elétrica provocam a distorção das tensões e conseqüentemente da qualidade de energia elétrica.

Harmônicas podem ser definidas como qualquer onda periódica que apresente em seu conteúdo distorções e frequência divergentes da fundamental, ou seja, ondas senoidais de frequência múltipla da componente fundamental.

A presença de harmônicos pode acarretar em problemas como operação indevida dos equipamentos de proteção, aumento da temperatura de instalações elétricas no momento de funcionamento de transformadores e motores, baixo fator de potência, aumento do erro em equipamentos de medição, interferências, etc.

Para manter os níveis estabelecidos da qualidade de energia, normas são estabelecidas de forma internacional, a IEEE 519-2014 que trata sobre a injeção de harmônicos na rede elétrica e o limite máximo de harmônicos de tensão permitidos pela concessionária de energia. Portanto, os limites de distorção para tensão de barramento no PAC são definidos na Tabela 3, nota-se que quanto maior a tensão menor a porcentagem de harmônicos. Isso ocorre pelo fato dessas tensões serem utilizadas na transmissão e distribuição, o que exige qualidade em maior nível evitando que a poluição harmônica se propague por todos os ramos do sistema

A taxa de distorção harmônica total para tensão ou corrente, pode ser calculada através da equação (1) adiante.

$$THD_{v,i} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_n} \times 100\% \quad (1)$$

Onde:

V_n , Amplitude da tensão ou corrente fundamental do sistema;

V_h , amplitude individual das componentes harmônicas;

h , ordem da harmônica.

Tabela 3 – Limites de distorção harmônica para tensão.

Tensão do barramento ao PAC	Harmônicos individuais (%)	Distorção harmônica total (%)
$V \leq 1$ kV	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69$ kV	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161$ kV	1.5	2.5
$161 \text{ kV} <$	1.0	1.5

Fonte: Adaptado de IEEE (2014).

Para tensão nominal no PAC entre 120 V e 69 kV, a norma IEEE 519-2014 estabelece os limites das distorções harmônicas de corrente, conforme Tabela 4. Quanto maior o p, mais flexibilidade quanto as regras de injeção de harmônicos. Harmônicos de corrente de maior ordem tem limites mais rigorosos.

Tabela 4 – Máxima distorção total para harmônicos de corrente em percentual de IL.

$(I_{SC}/I_L)=p$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	$3 \leq h < \text{THD}$
$p < 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < p < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < p < 100$	10	4.5	4.0	1.5	0.7	12
$100 < p < 100$	12	5.5	5.0	2.0	1.0	15
$p > 100$	15	7.0	6.0	2.5	1.4	20

Fonte: Adaptado de IEEE (2014).

Sendo:

I_{SC} , Corrente de curto circuito no PAC;

I_L , Corrente máxima demandada pela carga no PAC em condições normais de funcionamento da carga;

THD, Distorção harmônica demandada levando em consideração até a 50ª harmônica.

Outra norma é a IEC 61000-3-2 que relata sobre o limite de harmônicos que cada componente individual pode inserir na rede. A norma é direcionada a equipamentos elétricos com corrente de entrada até 16A, com frequências de 50 Hz e 60 Hz e tensão de alimentação 220 V a 415 V.

No Brasil, a ANEEL é a responsável pela elaboração de normas aplicadas a limites de distorção harmônica. No ano de 2008 o PRODIST surgiu com algumas regras, a Tabela 5 estabelece os limites de distorção para tensões no barramento, para a microrrede aqui estudada, o limite de distorção harmônica aceitável é de 10% para tensão. Para a microrrede apresentada nesse trabalho, o limite obedecido tem valor de 8%. Para sistema com nível de tensão elevado a porcentagem de distorção é menor, pois a complexidade de operação é considerável.

Tabela 5 – Limites de distorção harmônica para tensão no Brasil.

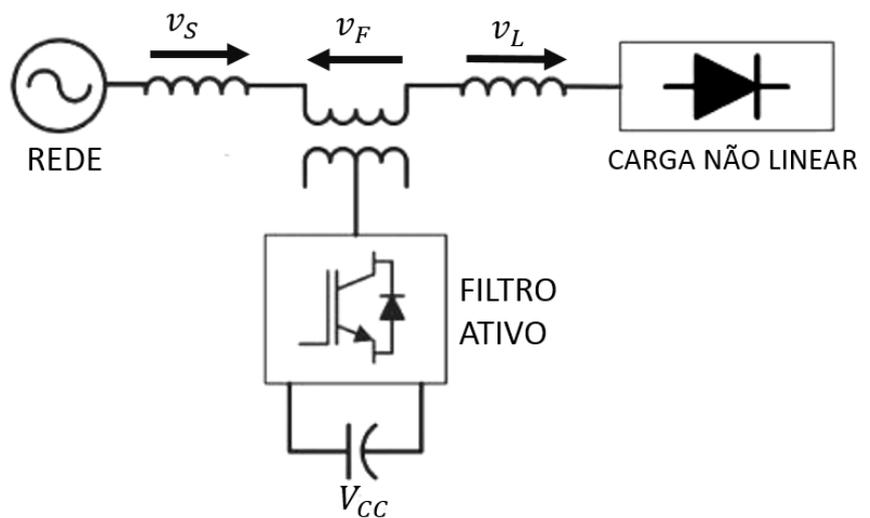
Tensão nominal no barramento	Distorção harmônica total (%)
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_n \leq 13.8 \text{ kV}$	8
$13.8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} < V_n \leq 230 \text{ kV}$	3

Fonte: Adaptado de ANEEL (2014).

3.2 Filtro ativo série

Para essa topologia, o filtro ativo em série é conectado entre a rede elétrica e a carga não linear, conforme Figura 7.

Figura 7 – Filtro ativo série.



Fonte: Adaptado de Olivindo (2017).

Sendo:

v_S , tensão na rede elétrica;

- v_L , tensão na carga;
- v_F , tensão no filtro;
- v_{cc} , tensão barramento.

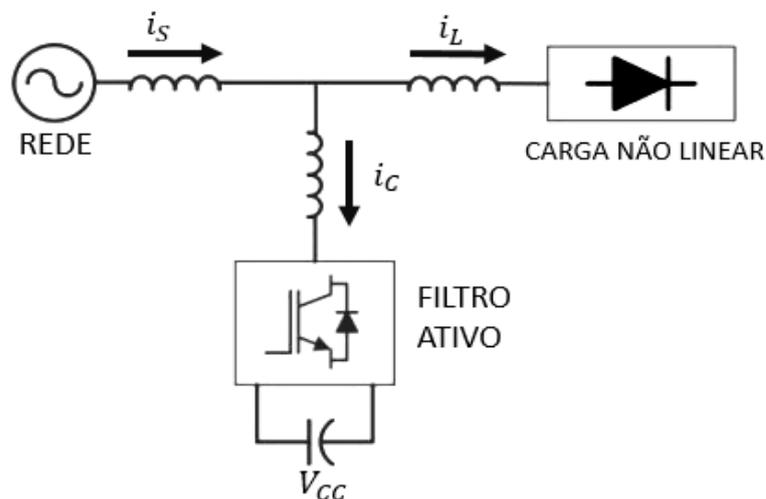
Este filtro atua na compensação dos harmônicos de tensão, as componentes compensadas são definidas pela tensão de compensação (AKAGI, *et al.*, 1996). Essa topologia também compensa desbalanços de tensão e protege a carga contra distúrbios sofridos pela rede elétrica, tais como: Sobretensão, subtensão, afundamentos de tensão e outros. Analisando a Figura 7, a conexão do FAP em série ocorre entre a rede e carga, dessa maneira ele impede que a carga seja atingida pelas componentes não lineares de tensão. Outra função é equilibrar as tensões trifásicas, logo, esse tipo de filtragem é usada para garantir a qualidade da tensão do sistema com objetivo de preservar a carga.

Geralmente a conexão do FAP com a rede elétrica é possibilitada por meio de um transformador de acoplamento série. Sua atuação é baseada na produção da tensão V_f que irá se somar a tensão da rede V_s zerando todo conteúdo harmônico presente produzindo uma tensão V_L para a carga sem a presença de distorções.

3.3 Filtro ativo paralelo

O filtro ativo paralelo é ligado em paralelo com a carga, sua aplicação ocorre na compensação de harmônicos de corrente da carga. Sua topologia é visualizada na Figura 8 (AKAGI, *et al.*, 1996).

Figura 8 – Filtro ativo paralelo.



Fonte: Adaptado de Olivindo (2017).

Sendo:

i_s , corrente na rede elétrica;

i_L , corrente na carga;

i_C , tensão no filtro;

v_{cc} , tensão barramento.

Seu funcionamento emula uma carga não linear, atuando como um caminho de baixa impedância para os harmônicos. O objetivo é cancelar os harmônicos de corrente impostos pela carga não linear, evitando sua ida para a rede. Dependendo da estratégia de controle utilizada, o FAP conectado em paralelo pode também compensar a defasagem entre a corrente da carga e tensão da rede.

Essa conexão atua em paralelo com a rede, assim, o FAP injeta/drena uma corrente na carga de forma que a soma das correntes i_C e i_L seja igual a corrente i_s da rede. A corrente injetada na rede possui apenas a componente fundamental da corrente da carga.

O FAP também pode atuar na correção de fator de potência, injetando correntes de compensação opostas ou em fase para cancelar componentes harmônicas reativas no PAC. A corrente da rede com a presença do FAP torna-se senoidal e em fase com a tensão. Essa classe de filtro ativo é a mais utilizada nos processos industriais, pelas diversas vantagens citadas e também por possibilitar a conexão de vários filtros para correntes mais elevadas, podendo operar em altas potências.

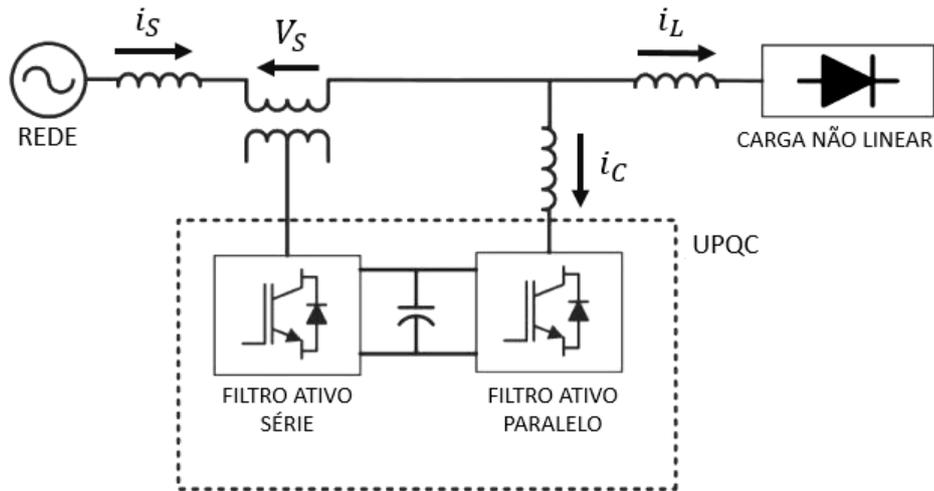
3.4 Filtro ativo universal

O filtro ativo universal ou, em inglês, *Universal Power Quality Conditioner* (UPQC) foi definido por (AKAGI, *et al.*, 1996). É uma combinação entre filtro ativo paralelo e filtro ativo série. Esse tipo de topologia foi desenvolvida para melhoria dos resultados proporcionados pelo filtro ativo. Diversas combinações entre os filtros podem existir, tais:

- Filtro ativo paralelo e filtro passivo paralelo;
- Filtro ativo série e filtro passivo paralelo;
- Filtro ativo em serie com o filtro passivo paralelo;
- Filtro ativo série e filtro ativo paralelo.

A Figura 9 exemplifica um a conexão entre um filtro ativo universal, rede de alimentação e carga, o filtro ativo série é responsável por compensar as flutuações e distorções de tensão da rede além de atuar como um isolador de harmônicos, já o filtro ativo paralelo é responsável por elevar o fator de potência. A utilização dessa topologia é limitada por conta da complexidade de controle e custo mais alto.

Figura 9 – Filtro ativo universal.



Fonte: Adaptado de Olivindo (2017).

3.5 Teoria da potência instantânea

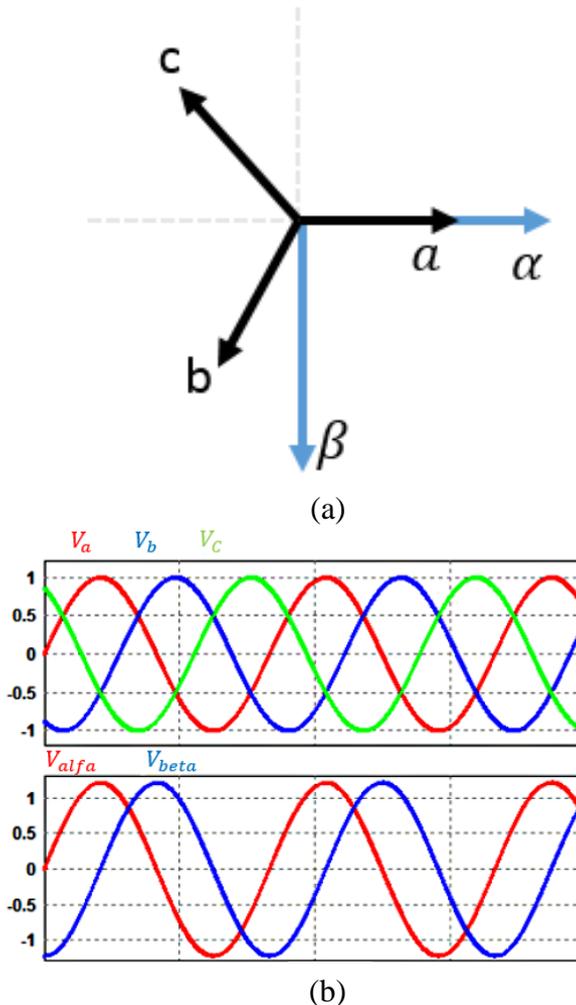
O funcionamento adequado de filtros ativos ocorre a partir do método de compensação escolhido. Um desses é a teoria da potência instantânea, essa teoria é aplicada a sistemas com três ou quatro fios para a compensação de sistemas não senoidais. A teoria pq como pode ser também conhecida é desenvolvida no domínio do tempo possuindo como fundamentação a Transformada de Clarke. A transformada converte o sistema de coordenadas a três eixos em dois eixos, mantendo as suas características originais (AKAGI, *et al.*, 1982).

As tensões e correntes medidas na rede em coordenadas abc são transformadas para $\alpha\beta 0$ a partir da equação (2) e (3). Em geral, o eixo α está atrasado ou adiantado em 90° do eixo β conforme a Figura 10. O valor da constante $K=\sqrt{2}/3$ identifica que o sistema é invariante em potência.

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = K \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} = K \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3)$$

Figura 10 – (a) Eixos alfa e beta obtidos em relação ao eixo abc ; (b) Formas de onda em eixo abc (V_a , V_b e V_c) e eixo $alfa$ e $beta$ (V_{alfa} e V_{beta}).



Fonte: Adaptado de Araújo (2018).

A transformada é aplicada para separar componentes de sequência positiva de tensão e corrente, das componentes de sequência zero que são nulas em sistemas trifásicos a 3 fios. Portanto, V_0 ou i_0 podem ser eliminados das equações (2) e (3). Calculando as novas tensões a partir da eliminação dos componentes de sequência zero, as grandezas medidas são representadas em transformada de Clarke na Figura 10(b).

Pela Figura 10(b), identifica-se V_α em fase com V_a . V_β está atrasado em 90° de V_a . Vale ressaltar que V_β pode estar também adiantado em 90° , dependendo da definição. O valor de K também pode mudar, para aplicações que desejem invariância em amplitude.

O cálculo da transformada inversa de Clarke também é possível e acontece conforme as equações (4) e (5), facilitando a análise de eixos trifásicos sem perda de características.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = K \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = K \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

Desconsiderando V_0 ou i_0 , determina-se o vetor de componentes instantâneas para tensão ou corrente. Os vetores instantâneos definidos não são fasores e podem ser mostrados no plano complexo, sendo α o eixo real e β o eixo imaginário da transformada de Clarke, como pode ser visualizado na Figura 10.

A potência instantânea também pode ser obtida em sua forma complexa, fazendo uso dos vetores instantâneos de tensão e corrente. Sua definição é dada pelo produto do vetor da tensão pelo conjugado do vetor de corrente, conforme equação (6). A vantagem da utilização da potência complexa instantânea é que ela não é válida apenas para um sistema no estado estacionário com uma frequência de linha fixa.

$$s = v \cdot i^* = (v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha - ji_\beta) \quad (6)$$

Reescrevendo (6), obtém-se a equação (7).

$$s = \underbrace{(v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta)}_p j \underbrace{(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta)}_q \quad (7)$$

A potência instantânea trifásica pode ser calculada em termos de componentes $\alpha\beta$. Basta substituir as componentes de tensão e corrente calculadas através da transformada de Clarke em (7).

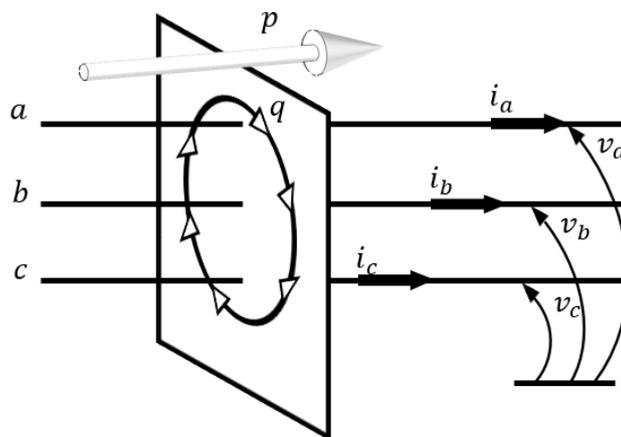
$$P_{3\phi} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \leftrightarrow v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta + \quad (8)$$

A representação matricial para a potencia instantânea é definida em (9). Para sistemas trifásicos P_0 é desconsiderado.

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (9)$$

Os sistemas invariantes em potência são comumente utilizados em trabalhos com foco na análise do fluxo total de energia por segundo entre dois sistemas trifásicos com ou sem condutor neutro. Essa potência pode ser obtida através das tensões instantâneas de fase e correntes de linha, mediante equação (9).

Figura 11 – Representação física da potência instantânea complexa.

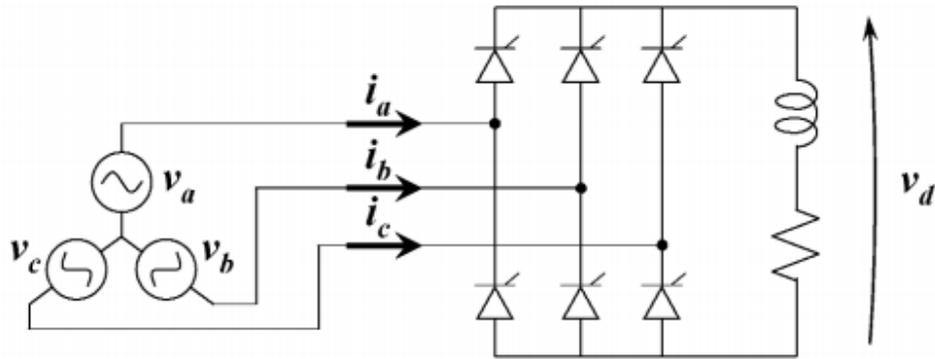


Fonte: Adaptado de (Akagi, *et al.*, 1996).

De posse da Figura 11 a potência real instantânea complexa (p) representa o fluxo total instantâneo de energia por unidade de tempo. A potência imaginária complexa (q) é a energia trocada entre as fases sem transporte de energia.

Para validar a teoria da potência instantânea, com intuito de evidenciar e existência das componentes médias e oscilantes, tem-se o exemplo na Figura 12 que consiste em um sistema trifásico balanceado caracterizado como um retificador trifásico controlado a tiristor com ângulo de disparo de 30° com carga indutiva do lado CC.

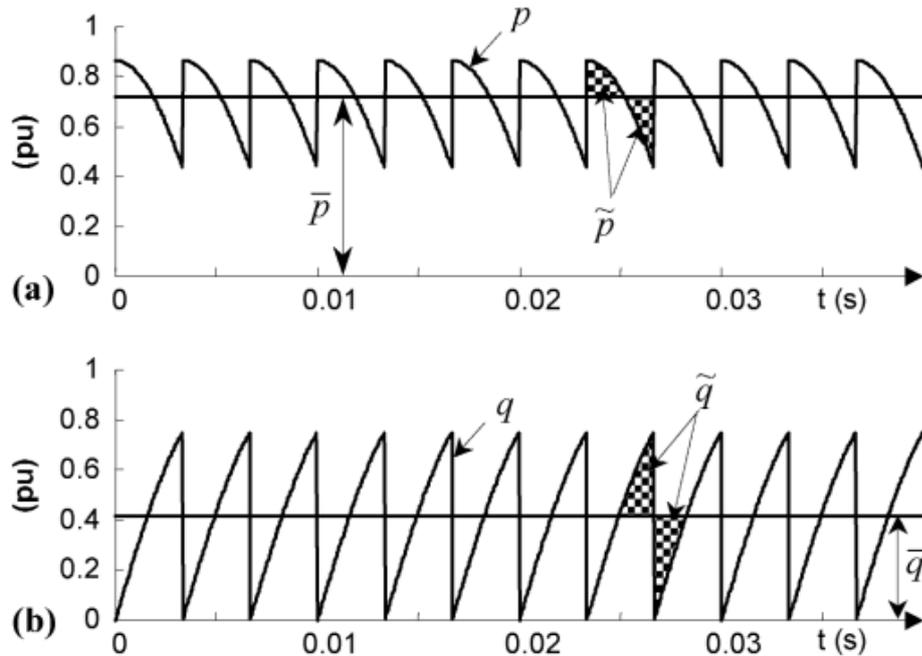
Figura 12 – Carga desbalanceada controlada a tiristor.



Fonte: Adaptado de (Akagi, *et al.*, 1996).

As potências ativas e reativas médias e oscilantes podem ser obtidas através da equação (9). Para sistemas com tensões senoidais balanceadas e cargas lineares, a potência ativa trifásica é igual à potência convencional e a potência imaginária complexa é igual à potência reativa tradicional. Em um sistema trifásico com carga desbalanceada, as potências reais e imaginárias possuem partes médias e oscilantes. A representação das potências ativas e reativas em equações é dada por (10). A separação dessas componentes se dá utilizando um filtro passa baixa. A Figura 13 exhibe as componentes das potências para o exemplo citado.

Figura 13 – Potência real e imaginária instantâneas.



Fonte: Adaptado de (Akagi, *et al.*, 1996).

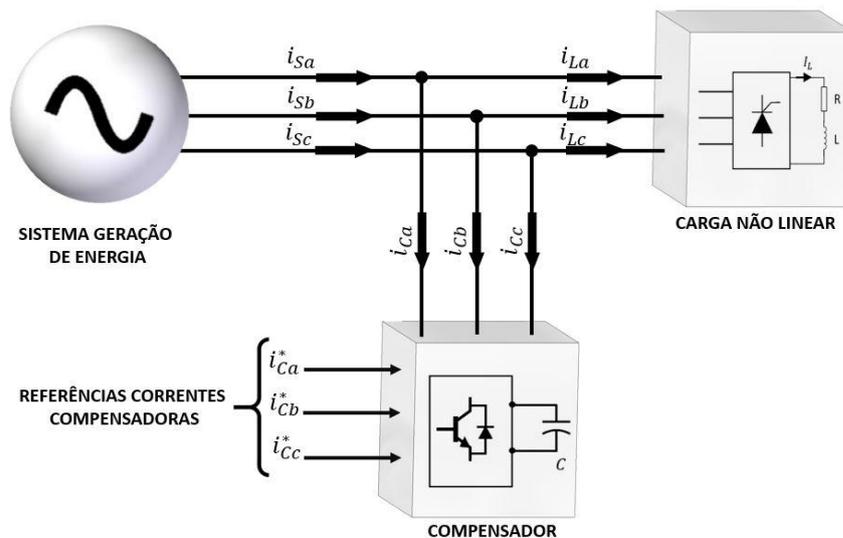
$$\begin{aligned}
 p &= \bar{p} + \tilde{p} \\
 q &= \bar{q} + \tilde{q}
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

Onde o \bar{p} e \tilde{p} representam a parte média e oscilante de p e \bar{q} e \tilde{q} representam a parte média e oscilante de q . Onde a potência real média representa a energia que flui por unidade de tempo em uma única direção. A potência real oscilante define o fluxo complementar ao sistema sem participar de forma direta no fluxo de energia da fonte para a carga ou vice-versa. Já a potência complexa média equivale à potência trifásica e não colabora para a troca de energia. A potência complexa oscilante compreende a energia trocada entre fases, sem a existência de troca de energia entre fonte e carga.

3.6 Teoria pq para compensação de correntes indesejadas

A teoria pq pode ser utilizada para mitigar correntes indesejadas de sistemas de potência. Essas correntes podem ser oriundas de cargas não lineares. Um tipo de compensador é o filtro ativo paralelo, conforme Figura 14. O FAP paralelo é comandado pelos cálculos propostos pela teoria pq .

Figura 14 – Esquemático da compensação de corrente paralela.



Fonte: Adaptado de (Akagi, *et al.*, 1996).

A partir da transformada de Clarke, calcula-se potência ativa e reativa instantâneas da carga, fazendo uso das tensões e correntes em componentes $\alpha\beta$. Posteriormente, as partes

oscilantes e médias são separadas por meio de um filtro passa-baixa e utilizadas para cálculo das correntes de referência ($\hat{i}^*_{c\alpha}$ e $\hat{i}^*_{c\beta}$). Os cálculos serão apresentados no capítulo 4. Essas correntes devem anular o efeito das correntes com harmônicas oriundas da carga não linear. Para mitigar essas correntes deve-se compensar a parcela de potência ativa oscilante e a potência reativa total.

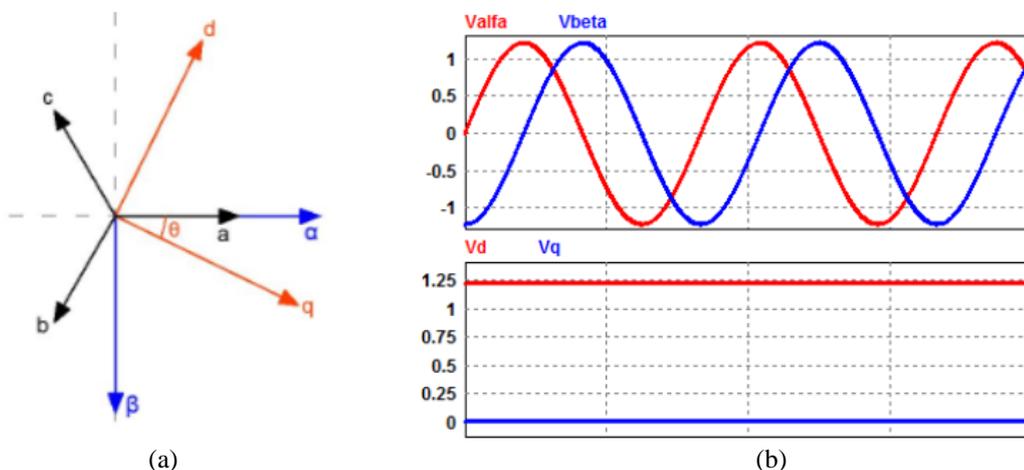
3.7 Transformada de Park

Na transformada de Park as variáveis de um referencial imaginário girante são relacionadas. Em geral, para essa transformada, as coordenadas são definidas como eixo d e q . Estes eixos ficam defasados 90° um da outro, sendo um fixado como referência. A transformada pode ser realizada através da equação (11). O processo inverso também é viável fazendo uso de matriz inversa (PINTO, 2012) (OLIVEIRA, 2004).

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (11)$$

Pela Figura 15(b) é possível identificar o eixo direto (d) e o eixo em quadratura (q) em relação aos eixos abc e aos eixos $\alpha\beta$. O ângulo θ , mostrado na figura 15(a), é a fase do vetor espacial tensão da rede, é obtido através de um PLL que será explicado na próxima seção. Essa transformada apresentada na Figura 15 é para tensão na rede, portanto, o vetor espacial da tensão é totalmente sobreposto ao eixo d . Dessa maneira, V_q é zero e V_d é máximo. O vetor $V = V_d + jV_q$ gira na mesma frequência das tensões V_a, V_b, V_c .

Figura 15 – (a)Eixos representativos da transformada de Park; (b) Formas de onda em eixo dq (V_d e V_q) e eixo α e β (V_α e V_β).

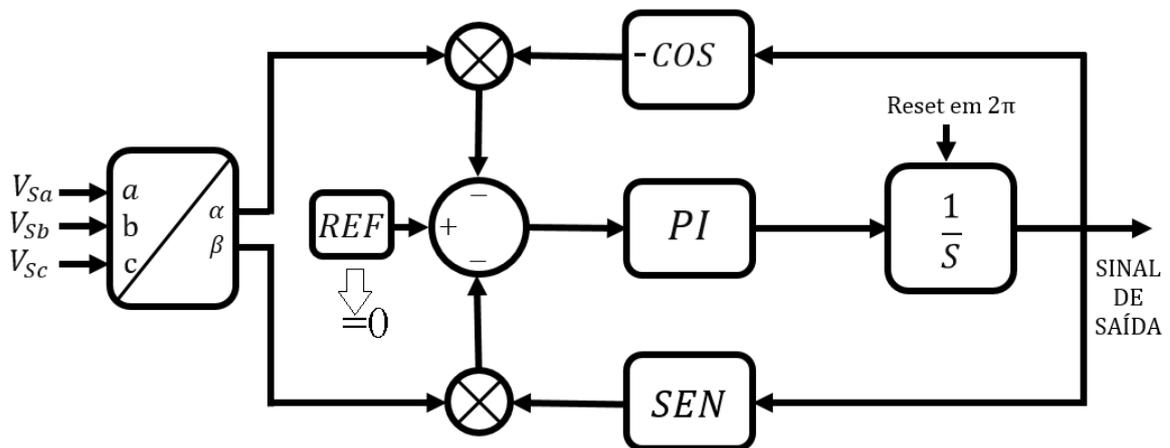


Fonte: Adaptado de Araújo (2018).

3.8 Phased Locked Loop (PLL)

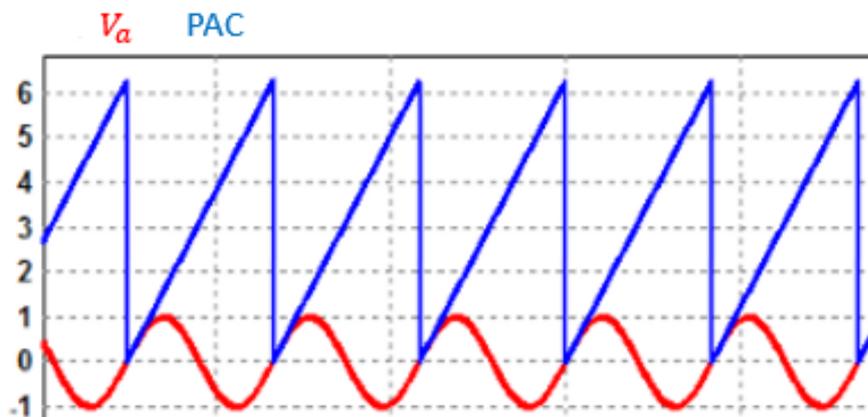
O circuito PLL da Figura 16 é amplamente utilizado para se obter o ângulo de fase da tensão da frequência fundamental e a frequência da rede elétrica. Essa solução é comumente utilizada em sistemas com problemas de sincronização entre sinais variantes no tempo. São comuns várias topologias de PLL, para este trabalho utiliza-se o sincronizado com a sequência positiva de sistemas trifásicos (LIMA, 2009). A forma de onda característica do PLL é identificada na Figura 17, a mesma é comparada com a forma de onda da tensão de fase A. Onde ambas estão em fase.

Figura 16 – Circuito de sincronismo PLL.



Fonte: Adaptado de Lima (2009).

Figura 17 – Forma de onda do circuito PLL simulado.



Fonte: Autoria própria (2019).

A Figura 16 mostra um dos tipos de PLL tipo d, onde existem três entradas e uma saída. Tanto α como β são resultados da transformada de Clarke, a outra entrada (REF) é adotada como referência em termos de tensão V_d que é obtida pela transformada de Park pela equação (11). O controle PI ajuda a diminuir o erro no sinal, sua saída é ω_c que passa por uma integral (1/s) que “*reseta*” o sinal a cada 2π radianos, a saída do circuito é o ângulo θ para sincronismo (ARAÚJO, 2018).

4 MODELAGEM E CONTROLE DO SISTEMA

Existem duas formas de controle de uma microrrede: O controle hierárquico e o descentralizado. No hierárquico o controle é baseado em três níveis: Controle local, central e gerenciamento/controle do sistema de distribuição. No controle descentralizado a responsabilidade fica por conta dos controladores das microfones, com intuito de trazer o máximo de energia para a rede principal (RESE, 2012). Para esse trabalho utilizou-se o controle hierárquico. As variáveis utilizadas para controlar os dispositivos da microrrede são mostradas na Figura 19. As funções desenvolvidas por cada componentes são definidas na Tabela 6.

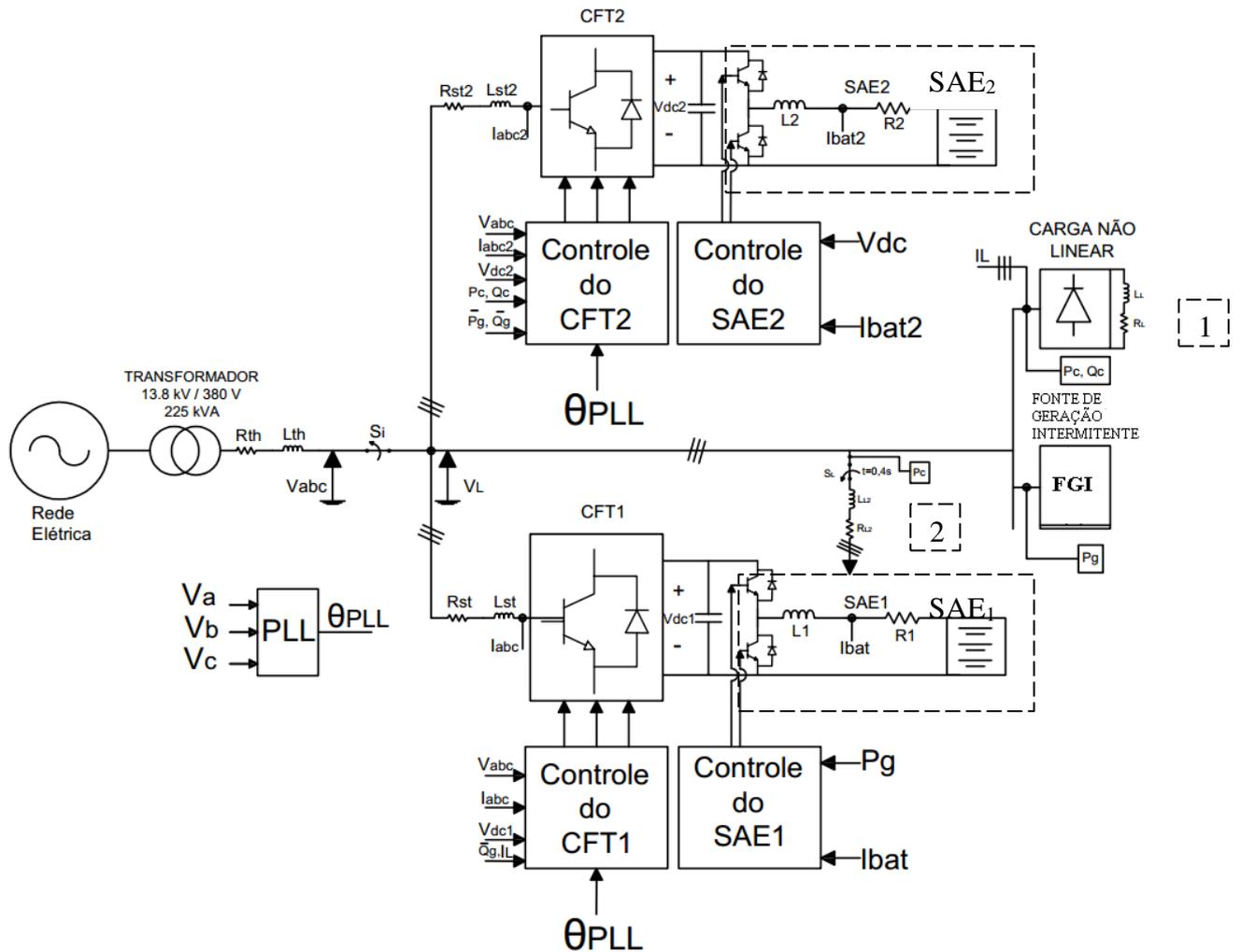
Tabela 6– Funções designadas para cada elemento da microrrede.

Componente	Modo conectado	Modo ilhado
CFT ₁	Filtragem ativa	Controle do fluxo de potência com a microrrede
CFT ₂	Troca de energia com a rede	Atua como conversor mestre
SAE ₁	Mitigar oscilações da geração intermitente	Mitigar oscilações da geração intermitente
SAE ₂	Permanece carregando para ser utilizado como backup no ilhamento. SOC=100%	Mante a tensão no elo CC do CFT ₂ /fornecer energia a carga

Fonte: Autoria própria (2020).

O CFT₁ atua como Filtro Ativo de Potência (FAP) no modo conectado e também é responsável por controlar o fluxo de potência entre SAE₁ e microrrede, para modo ilhado ele atua como conversor escravo. O CFT₂ trabalha como inversor de frequência ou retificador, os sistemas de armazenamento estudados são os mesmos, então a modelagem é a mesma. Uma vez conhecendo tais características, a Figura 18 identifica cada bloco de controle para os conversores, com suas respectivas variáveis utilizadas para implementar a estratégia de controle individual de cada conversor fonte de tensão e meia ponte, no modo de funcionamento conectado e ilhado.

Figura 18 – Proposta de controle para a microrrede.

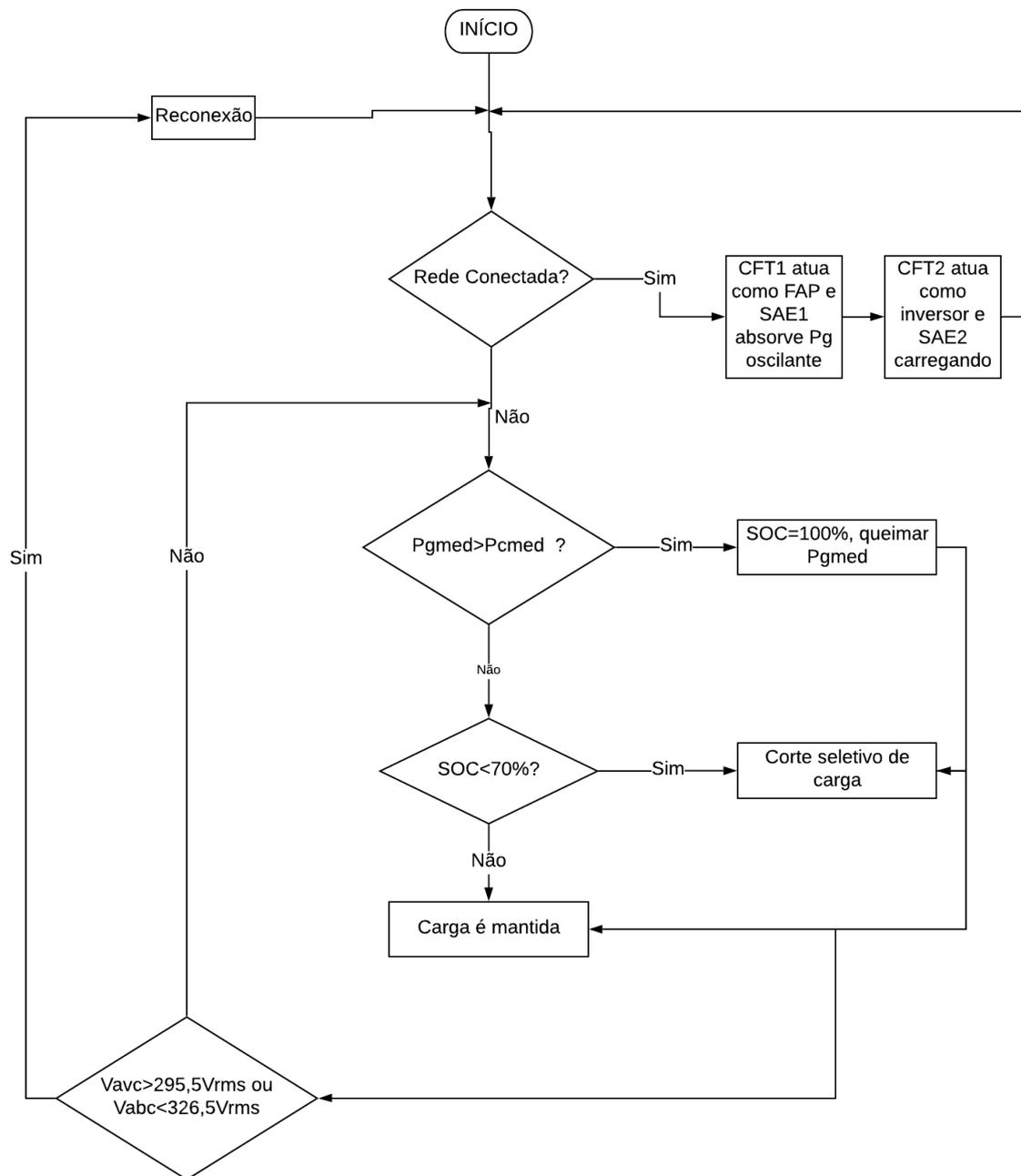


Fonte: Autoria própria (2020).

Para o controle do fluxo de potência, a geração distribuída pode ser despachável ou não despachável, logo, para unidades GD despacháveis a potência pode ser controlada por intermédio de um sistema de controle e supervisão, em unidades GD não-despacháveis a potência de saída é controlada com base no funcionamento da sua fonte de energia primária.

As decisões tomadas no gerenciamento da microrrede proposta nesse trabalho são mostradas no fluxograma da Figura 19.

Figura 19 – Fluxograma utilizado para gerenciamento da microrrede.



Fonte: Autoria própria (2020).

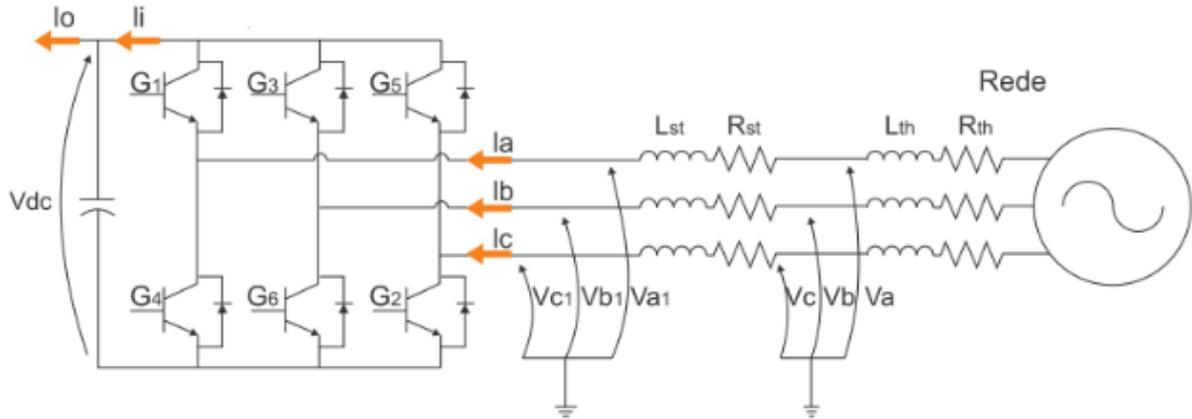
Com base no fluxograma de controle da microrrede da Figura 19, as etapas de controle são baseadas na conexão ou desconexão da rede elétrica, em modo *ongrid* os conversores são controlados em corrente, pois existe a referência de tensão da rede. No modo *offgrid* o CFT₂ passa a operar como mestre e ser a referência de tensão, os demais conversores são denominados escravos. Logo, em caso de rede conectada a primeira análise a ser realizada é se a potência gerada é maior que a potência consumida, para decidir se a rede absorve ou

fornece potência. Na situação de rede desconectada, o balanço de potência também é analisado para decidir se o SAE₂ irá absorver ou fornecer potência. Vale lembrar que o SAE₁ é responsável pela mitigação das flutuações de potência da geração intermitente nos dois modos de operação e filtragem ativa no modo conectado.

4.1 Modelagem do CFT₁ e CFT₂

A Figura 20 apresenta o modelo de CFT utilizado. A partir dele e fazendo uso das leis das malhas de *Kirchoff* é possível encontrar as equações para V_{abc} . Depois emprega-se a transformada de Park para transformar essas variáveis para eixo dq .

Figura 20 – Circuito do CFT₁ e CFT₂ para modelagem.



Fonte: Adaptado de Machado (2013).

Aplicando lei das malhas no circuito da Figura 20, pode-se escrever que:

$$\begin{aligned} V_a &= R_{st} i_a + L_{st} \frac{di_a}{dt} + V_{a1} \\ V_b &= R_{st} i_b + L_{st} \frac{di_b}{dt} + V_{b1} \\ V_c &= R_{st} i_c + L_{st} \frac{di_c}{dt} + V_{c1} \end{aligned} \quad (14)$$

Empregando a transformada de Park em (14), obtêm-se as equações (15) e (16).

$$V_d = R_{st} i_d + L_{st} \frac{di_d}{dt} (-\omega L_{st} i_q) + (V_{d1}) \quad (15)$$

$$V_q = R_{st} i_q + L_{st} \frac{di_q}{dt} (+\omega L_{st} i_d) + (V_{q1}) \quad (16)$$

Observa-se nas equações (15) e (16) a existências de termos cruzados que evidenciam o acoplamento do sistema. Para impedir a dependência entre as correntes do eixo d e q pode-se desconsiderar momentaneamente esses termos cruzados. Considerando que o vetor espacial tensão da rede esteja completamente alinhado com o eixo d , obtém-se:

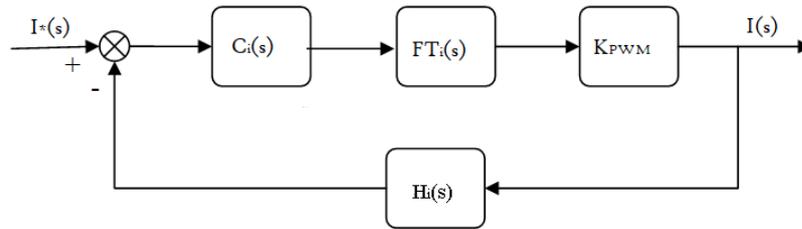
$$V_d = V_a \cdot \sqrt{3} \quad (17)$$

$$V_q = 0$$

Para obtenção da função de transferência para controle de corrente, aplica-se a transformada de Laplace nas equações (15) e (16), ignorando os termos entre parênteses nas equações (15), (16) e fazendo as manipulações algébricas necessárias, obtém-se (18). O diagrama de blocos da malha de controle de corrente é apresentado na Figura 21 abaixo.

$$FT_i(s) = \frac{i_d(s)}{V_d(s)} = \frac{i_q(s)}{V_d(s)} = \frac{1}{L_{st}s + R_{st}} \quad (18)$$

Figura 21 – Controle de corrente representado em diagrama de blocos.



Fonte: Autoria própria (2020).

Onde $H_i(s)$ representa o ganho do sensor de corrente (1/100) e K_{pwm} é igual ao inverso ao pico da onda portadora e $FT_i(s)$ é a função de transferência do CFT.

4.1.1 Modelagem da tensão no barramento CC

O controle de tensão no barramento CC do CFT é possível através de i_d para modo conectado e através do SAE₂ no modo ilhado. De acordo com (ZHOU, *et al.*, 2011) a potência no capacitor do elo CC é dada por:

$$P_{dc} = \frac{d}{dt} E_{dc} = C \cdot V_{dc} \frac{d}{dt} V_{dc} \quad (19)$$

Sabendo que $P_{dc} = V_{díd}$ e substituindo em (19), encontra-se a equação (20).

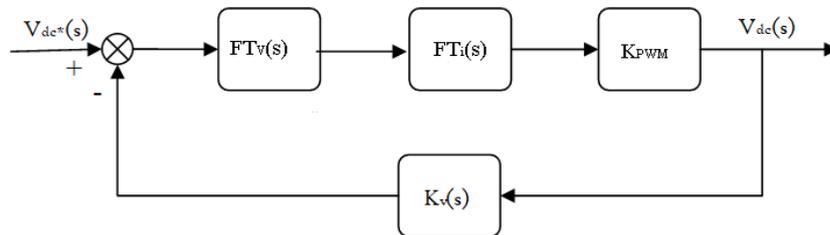
$$V_d i_d = C \cdot V_{dc} \frac{d}{dt} V_{dc} \quad (20)$$

Agora, fazendo a substituição de (17) em (19), empregando a transformada de Laplace, tem como resultado a função de transferência para controle de tensão no link CC.

$$FT_v(s) = \frac{V_{dc}}{i_d} = \frac{\sqrt{3}V_s}{V_{dc}} \frac{1}{Cs} \quad (21)$$

A representação em diagramas de blocos é visualizada na Figura 22, adiante. Os parâmetros dimensionados para os dois CFT's são apresentados na Tabela 7.

Figura 22 – Controle de tensão representado em diagrama de blocos.



Fonte: Autoria própria (2020).

Define-se $K_v(s)$ como o ganho do sensor de tensão com valor de (1/100). $FT_v(s)$ a função de transferência para controle de corrente do sistema. $FT_i(s)$ é definida como função de transferência para controle de corrente.

Tabela 7 – Dimensionamento CFT₁ e CFT₂.

C (Capacitor)	2.2mF
V_{dc} CFT ₁ (Tensão barramento)	1000 V
V_{dc} CFT ₂ (Tensão barramento)	800V
L_{st} (Indutor)	0.5mH
K_P (Proporcional)	50
T_I (Integral)	0.000006

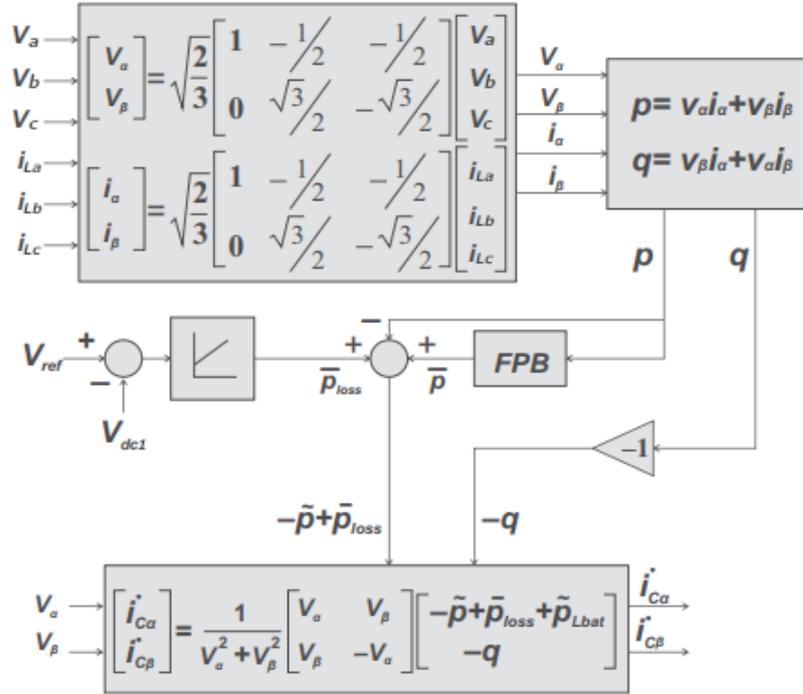
Fonte: Autoria própria (2020).

4.2 Malhas de corrente dos CFT

A proposta de controle para o CFT₁ é baseada na teoria da potência instantânea e controle vetorial, ao se utilizar as equações presentes na Figura 23, é possível calcular as

potências instantâneas e com isso separar as componentes médias das oscilantes para utilizar no cálculo das correntes de compensação apresentadas na equação (22).

Figura 23 – Cálculos das correntes de referência e potência de compensação.



Fonte: Adaptado de (Akagi, *et al.*, 1996).

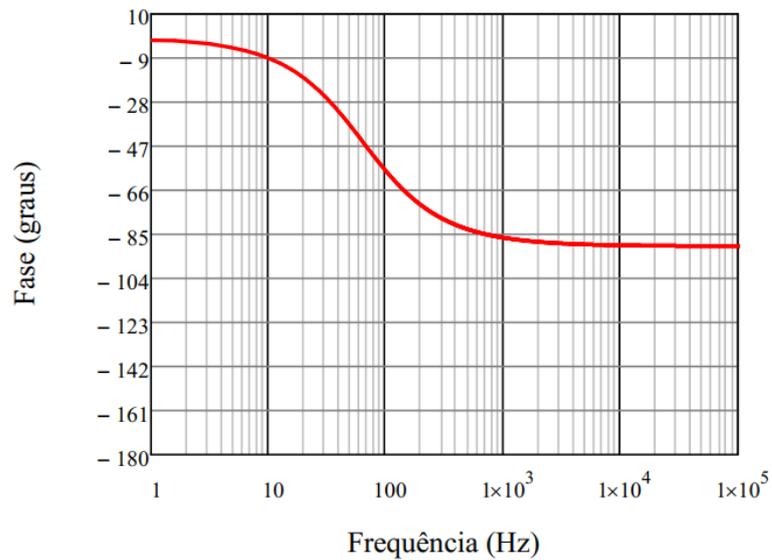
Na Figura 24, com base as equações (9) e (22), as correntes de referência $i_{C\alpha}^*$ e $i_{C\beta}^*$ são transformadas para dq utilizando a transformada de Park mostrada em (AKAGI, 2005), para tal faz-se necessário o sincronismo do sistema com a rede elétrica através do *PLL* (*Phased Locked Loop*), obtendo o ângulo θ_{PLL} . As mesmas são comparadas com as correntes medidas id e iq do FAP e inseridas nos controladores.

As saídas do controlador PI são transformadas em tensões de referência para comparar com a portadora que nesse caso é uma onda senoidal (modulação *SPWM*), em que a frequência da portadora deve ser no mínimo dez vezes superior a frequência máxima da referência para gerar os pulsos. Gerando o comando para os interruptores do filtro (ALVES, *et al.*, 2018).

O cálculo das correntes de referência é dado pela equação (22).

$$\begin{bmatrix} i_{C\alpha}^* \\ i_{C\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\bar{p} + p_{loss} + \bar{p}_{lbat} \\ -q \end{bmatrix} \quad (22)$$

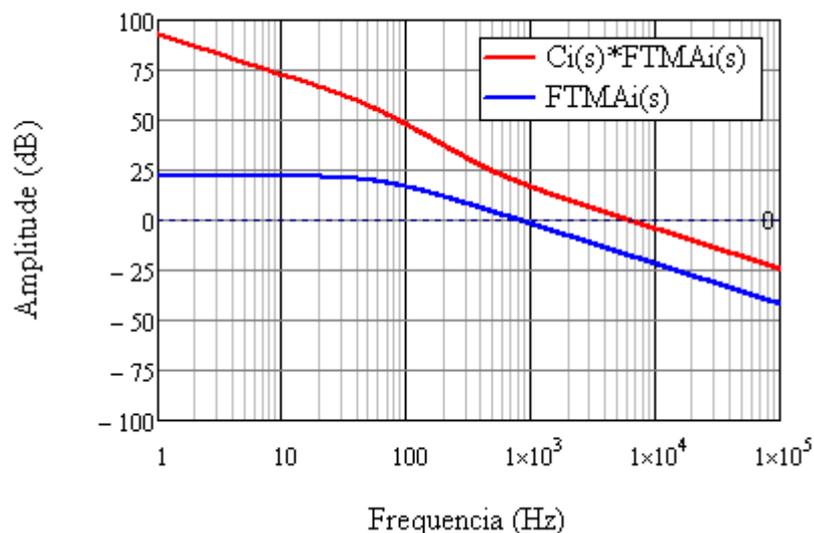
Figura 27 – Diagrama de Bode em fase com sistema em malha aberta.



Fonte: Autoria própria (2020).

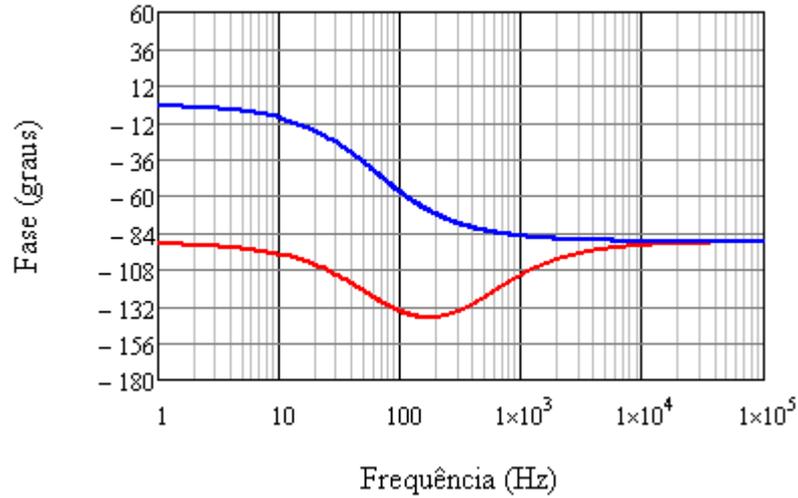
Para a frequência de cruzamento aqui definida, através da análise dos gráficos apresentados nas Figuras 27 e 29, a margem de fase tem valor de $-89,57^\circ$. O trabalho proposto por (BARBI, 2012), exhibe as equações para cálculo dos ganhos das constantes do compensador, K_p e K_i , com base no diagrama de Bode em modulo e fase, frequência de cruzamento e margem de fase desejadas. Os valores obtidos são mostrados na seção de resultados. As Figuras 28 e 29 trazem a resposta em frequência com o sistema já compensado, onde é possível observar a frequência de cruzamento em 5kHz e a margem de fase com aproximadamente 85° .

Figura 28 – Diagrama de Bode em modulo com sistema em malha fechada.



Fonte: Autoria própria (2020).

Figura 29 – Diagrama de Bode em fase com sistema em malha fechada.

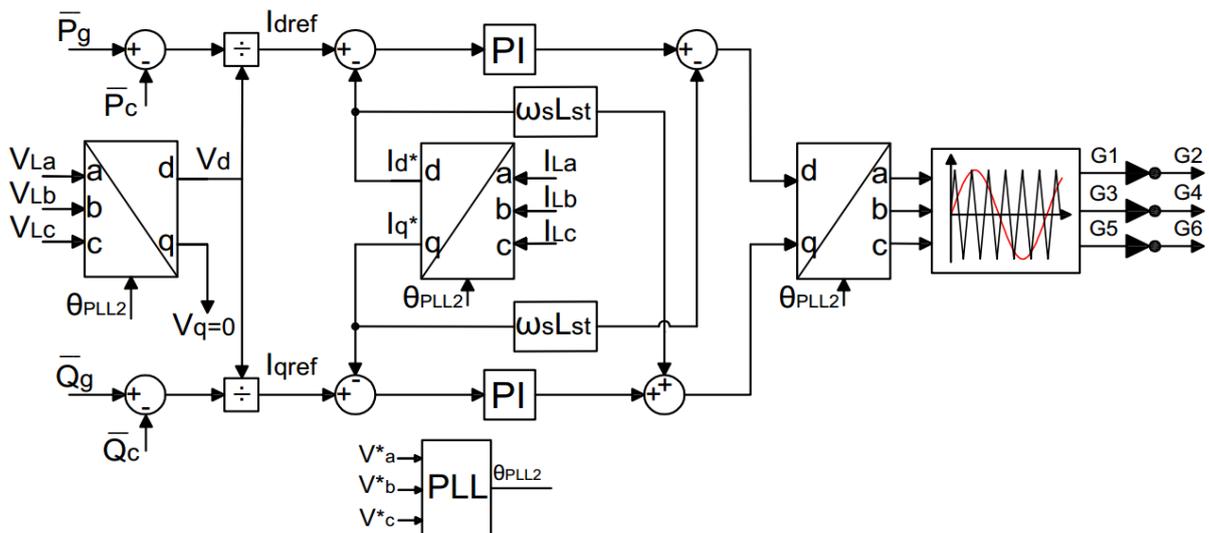


Fonte: Autoria própria (2020).

4.3 Controle do CFT₂ para modo ilhado

O CFT₂ atua como mestre mantendo os níveis adequados de tensão e frequência na carga (Brasil: 380 V e 60 Hz). Isso acontece por meio do controle dos níveis de potência ativa e reativa gerada e consumida. Por meio da potência ativa é possível controlar frequência da tensão CA da microrrede e da potência reativa controla-se a amplitude da tensão, conforme a Figura 30.

Figura 30 – Estratégia de controle para CFT₂ operando em modo ilhado.



Fonte: Adaptado de (MOHAMMADI, *et al.*, 2018).

Para operações em modo ilhado é ideal que ocorra balanço de energia entre geração

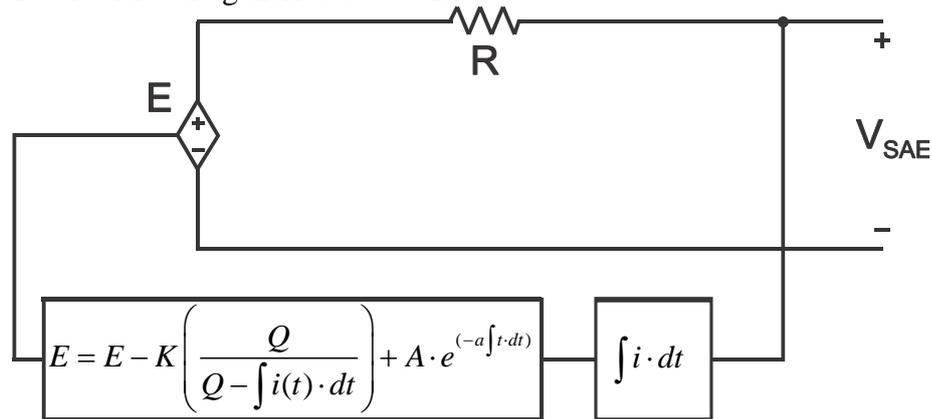
e consumo, logo, toda energia gerada deve ser consumida para que não ocorra instabilidade no sistema. A técnica de controle desenvolvida para operação em modo ilhado é mostrada na Figura 30 onde $\bar{P}_c, \bar{P}_g, \bar{Q}_c, \bar{Q}_g$ correspondem às parcelas médias das potências ativas e instantâneas gerada e consumida na microrrede.

No momento em que a microrrede migra para modo ilhado, a chave S_i abre (visualizada na Figura 18) e o CFT₂ passa a ser a unidade de geração que opera como a única fonte de tensão sendo dominante, uma vez que esta fonte deve realizar o balanço das potências. As potências geradas de referência (\bar{P}_g, \bar{Q}_g) e devem ser iguais as potências consumidas (\bar{P}_c e \bar{Q}_c) pela carga. Outra característica é que o controle de corrente no modo ilhado é realizado pelo conversor escravo, as tensões da microrrede precisam ser impostas, desta forma o PLL é estabelecido de forma virtual, a partir de três referências de tensão fictícias.

4.3.1 Modelagem baterias

O foco deste trabalho será em variações de potência em baixa frequência, logo, optou-se por baterias. O modelo empregado para esse trabalho foi desenvolvido em (TREMBLAY, *et al.*, 2008), pode descrever baterias de lítio íon, níquel cádmio, chumbo ácido e é mostrado na Figura 31.

Figura 31 – Modelo genérico da bateria adotada.



Fonte: Adaptado de Alves (2018).

Em que a tensão interna da fonte de tensão controlada é descrita como:

$$E = E_o - K \cdot \left(\frac{Q}{Q - \int i(t) \cdot dt} \right) + A_1 \cdot e^{(-B \int i \cdot dt)} \quad (27)$$

Sendo:

E, tensão interna do banco de baterias em V;

E₀, tensão no banco de baterias sem carga em V;

i, corrente na bateria em A;

K, tensão de polarização em V;

Q, capacidade da bateria em Ah;

A₁, Amplitude da tensão exponencial em V;

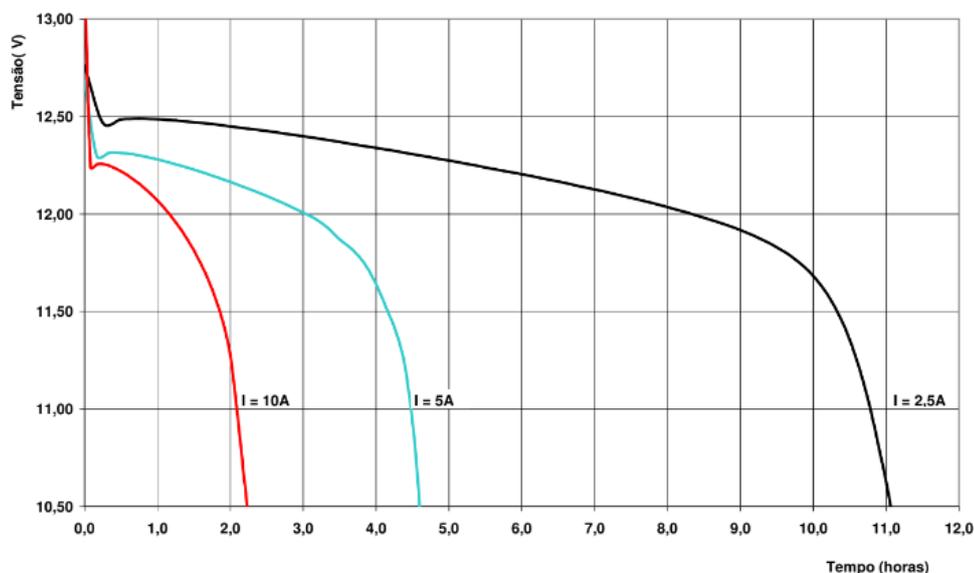
B, capacidade exponencial em Ah⁻¹

Desta maneira a tensão nos terminais do banco de baterias e o seu *State Of Charge* (SOC) são representados por (28).

$$\begin{aligned} V_{SAE} &= E - R \cdot I_{bat} \\ SOC &= 100 \cdot \left(1 - \int i(t) \cdot dt\right) \end{aligned} \quad (28)$$

A curva de descarga para diversos modelos de baterias é apresentada na Figura 32, através dela é possível calcular os parâmetros. É possível identificar para os diferentes valores de corrente, a queda de tensão e o tempo que se leva para essa descarga. Por exemplo, no A=5A, a variação de tensão é de 2V para um tempo de 4,5h. Os parâmetros da bateria foram alterados para realizar a simulação, uma vez que a mesma ocorre em segundos e a bateria tem carga e descarga determinadas para horas.

Figura 32 – Curva de descarga de baterias.



Fonte: Manual baterias moura (2019).

A tensão máxima na zona exponencial e a constante de tempo inversa podem ser calculadas a partir das equações (29) e (30).

$$A_1 = V_{\text{exp}} - V_0 \quad (29)$$

$$B = \frac{3}{Q_{\text{exp}}} \quad (30)$$

Sendo V_{exp} a tensão ao início da zona exponencial e V_0 a tensão constante final da zona exponencial. Q_{exp} pode ser obtido pelo produto entre a corrente de descarga nominal (i_{des}) e o tempo em que dura à zona exponencial, mediante equação (31). Os parâmetros da equação são obtidos no gráfico da curva de descarga.

$$Q_{\text{exp}} = i_{\text{des}} \cdot \Delta t_{\text{exp}} \quad (31)$$

A tensão de polarização é calculada em (32):

$$K = \left(V_{\text{exp}} - V_{\text{nom}} + A \left(e^{-B \cdot Q_{\text{nom}}} - 1 \right) \cdot \frac{(Q - Q_{\text{nom}})}{Q_{\text{nom}}} \right) \quad (32)$$

Sabendo que V_{nom} é a tensão nominal ao final da zona nominal e Q_{nom} é calculado como o produto entre a corrente de descarga nominal (i_{des}) que é obtida através do manual do fabricante e o tempo de duração da zona nominal (Δt_{exp}).

A capacidade de armazenamento da bateria na zona nominal é tal:

$$Q_{\text{nom}} = i_{\text{des}} \cdot \Delta t_{\text{nom}} \quad (33)$$

Agora se calcula o parâmetro E_0 , por intermédio de (34), define-se n_{bat} como o rendimento da bateria.

$$E_0 = V_{\text{exp}} + K + V_0(1 - n_{\text{bat}}) - A \quad (34)$$

Após determinar os parâmetros da bateria (evidenciados na Tabela 4) agora se dimensiona o banco de bateria com base na capacidade exigida pela carga em um espaço de tempo. Primeiramente determina-se a tensão no banco de baterias, através da equação (35).

$$V_{\text{SAE}} = \frac{V_{\text{CFT}}}{G_B} \quad (35)$$

Onde V_{CFT} é a tensão no barramento CC do CFT utilizado e G_B representa o ganho do conversor CC/CC, com valor de 0,5.

A quantidade de baterias em série que formam o barramento é calculada através da tensão na bateria, portanto:

$$B_S = \frac{V_{SAE}}{V_{nom}} \quad (36)$$

Sendo V_{nom} a tensão nominal da bateria, especificada pelo fabricante e V_{SAE} a tensão de entrada do SAE.

A corrente de descarga também pode ser calculada pela equação (37). O cálculo é realizado com base na potência máxima suportada, tensão nominal e rendimento:

$$i_{des} = \frac{P_{SAE}}{V_{SAE} \cdot n} \quad (37)$$

Para uma bateria com $V_{bat}=12V$ e capacidade nominal de corrente de 55Ah e $n=95\%$, escolhida através do manual do fabricante, os parâmetros são calculados nas Tabelas 8 e 9 fazendo uso das equações (36) e (37). O ponto de descarga máxima para a bateria adotada é de 8,42V. Nesse trabalho o SOC mínimo adotado foi de 75%, o que correspondendo a um valor de descarga máxima de 9V.

Tabela 8 – Dimensionamento SAE₁ e SAE₂.

V_{SAE}	500V
B_S	42
n	95%
i_{des}	8,42A
V_{SAE} simulado	504V

Fonte: Autoria própria (2020).

Tabela 9 – Parâmetros utilizados para modelagem e controle.

Indutor interno	5mH
Resistência interna	2.5mΩ
A	0.8V
B	14.05(Ah) ⁻¹
K_{bat}	0.46V
Q_{nom}	20Ah
E_0	13,6V
K_P	0.100
T_I	0.00063

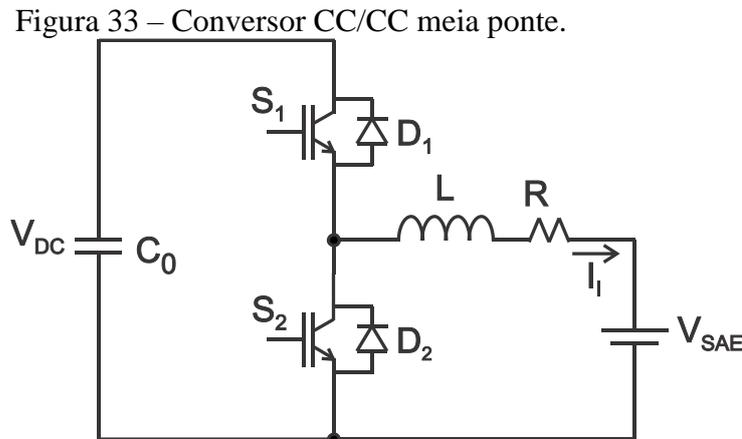
Fonte: Autoria própria (2020).

4.3.2 Modelagem conversor CC/CC meia ponte

Para diversas aplicações que necessitam da reversibilidade do fluxo de corrente entre as fontes faz-se necessárias topologias de conversores que permitam a inversão no sentido da corrente, um exemplo é o conversor utilizado neste trabalho (Figura 33). O conversor também é responsável por manter a tensão no barramento CC do CFT₂ em modo ilhado.

Sua operação ocorre no modo de condução contínua e o mesmo possui duas chaves, um indutor com uma resistência interna e um capacitor (utiliza-se o capacitor do barramento CC de ambos os CFT's).

No modo de condução contínua a chave S_1 pode ser comandada de modo complementar a S_2 , funcionando apenas. Na primeira etapa S_1 entra em condução e S_2 permanece bloqueada concebendo um caminho para circular corrente entre a fonte e o indutor. Na segunda etapa S_2 entra em condução e S_1 permanece bloqueada fazendo com que a tensão no indutor diminua (ZHOU, *et al.*, 2016).



Fonte: Adaptado de Bezerra (2014).

O fluxo de energia pode ocorrer da microrrede para baterias ou das baterias para a microrrede, dependendo da condição de potência gerada e consumida pela carga, para que o fluxo ocorra corretamente faz-se necessário o controle correto dos interruptores, para tal é preciso obter a função de transferência e com isso se calcular os ganhos dos controladores (ZHOU, *et al.*, 2016). Existem diversos modos para se obter, nesse trabalho utiliza-se a função de transferência da equação (38), obtida a partir da modelagem por espaço de estados proposta (ALMADA, 2013).

$$G_b(t) = \frac{I_{bat}}{D} = \frac{V_{bat}(2 + sRC_0)}{D(s^2R C_0L + sL + D^2R)} \quad (38)$$

Sendo:

D, razão cíclica do conversor CC/CC;

I_{bat} , corrente da bateria em A;

V_{bat} , tensão da bateria em V;

R, resistência externa ao indutor em Ω ;

C_0 , Capacitância do conversor CC/CC em F;

L, indutância do conversor em H.

Ou utiliza-se a função de transferência proposta na equação (39) a seguir, quando se deseja controlar também o barramento CC em modo ilhado.

$$G_b(t) = \frac{V_{dc}}{I_{bat}} = \frac{R}{1 + sC_0^2} \quad (39)$$

Sendo:

V_{dc} , tensão no barramento CC do CFT₂;

I_{bat} , corrente na bateria em A;

C_0 , capacitância do conversor CC/CC em F.

Outro ponto importante é o dimensionamento dos elementos presentes no conversor e alguns parâmetros. O ganho do conversor (G_{BB}) é dado por:

$$G_{BB} = \frac{V_{dc}}{V_{bat}} \quad (40)$$

Onde:

V_{dc} , tensão no barramento CC do conversor em V;

V_{bat} , tensão da bateria em V.

Tendo como variáveis V_{dc} que representa a tensão no barramento CC do CFT e V_{bat} que representa a tensão de entrada do conversor CC/CC. Para cálculo do indutor presente no conversor, define-se uma ondulação de corrente máxima de $\Delta I_L = 12\%$ da corrente de saída e uma frequência de chaveamento de $f_s = 18kHz$, a indutância é calculada tal que:

$$L = \frac{V_{dc}}{16\Delta I_L f_s} \quad (41)$$

Tabela 10 – Dimensionamento conversor CC/CC meia ponte

D (Razão cíclica)	Variável
G_{BB} (Ganho)	2
L (Indutor)	10mH
R (Resistor)	0.1m Ω

Fonte: Autoria própria (2020).

4.4 Modelagem Fonte Geração Intermitente (FGI)

A fonte de geração modelada é abordada neste tópico e, sendo a intermitência de ondas uma característica notável, a maior quantidade de energia é notada em $\omega_n = 2\pi/T$. O trabalho realizado por (MACHADO, 2013) informa que quanto maior os valores médios, maior a quantidade de energia. Um modelo de intermitência foi proposto e é apresentada na equação (42), a intermitência gerada para realização deste trabalho tomou como base essa modelagem e foi reproduzida via software através de blocos de programação.

$$I(t) = \sum_{i=1}^n I_i \cos(\omega_i + \varphi_i) + \varphi_i \quad (42)$$

Tendo I_i como amplitude das ondas e φ_i uma fase aleatória para o i -ésimo termo. Calcula-se a amplitude da intermitência a partir de:

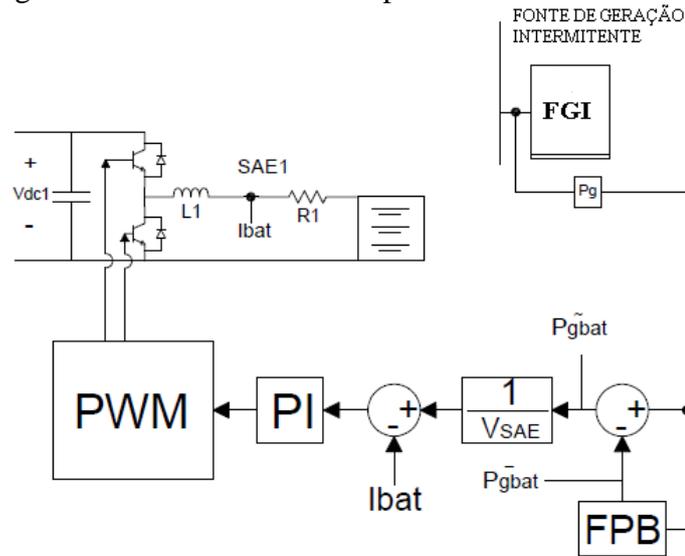
$$I_i = 0.5 \left[\frac{s(\omega_i)\omega_i}{\pi} \right]^{0.5} \quad (43)$$

Para simular a geração intermitente, foi feito uso de fontes de corrente controladas que injetam corrente no barramento CA. As equações (42) e (43) definem a amplitude e frequência da intermitência.

4.5 Controle SAE₁ para modo conectado

O Sistema de Armazenamento de Energia 1 (SAE₁) é controlado através de um conversor CC/CC em topologia meia ponte, conforme apresenta a Figura 34. O comando para as chaves é realizado por meio de modulação PWM que consiste em comparar uma tensão de referência com uma onda triangular definida como portadora.

Figura 34 – Controle do SAE₁ para modo conectado.



Fonte: Autoria própria (2020).

O controle consiste na medição de Potência gerada (P_g) com intermitências, que passa por um Filtro Passa Baixa (FPB) responsável por separar a intermitência em baixa frequência. Posteriormente, P_{gbat} (parcela oscilante) é subtraída da Potência gerada, dividindo essa diferença pela tensão do banco de baterias, obtêm-se a corrente de referência ($i_{bat_ref}^*$), conforme Figura 34. O P_{gbat} é a parcela oscilante da potência gerada que é filtrada pelo SAE₁, fazendo com a que a potência da rede não sofra as variações de potência da geração. As equações para controle são apresentadas a seguir.

$$P_{ref} = (P_g - \bar{P}_{gbat}) \quad (44)$$

$$i_{ref} = \frac{P_{ref}}{V_{SAE}} \quad (45)$$

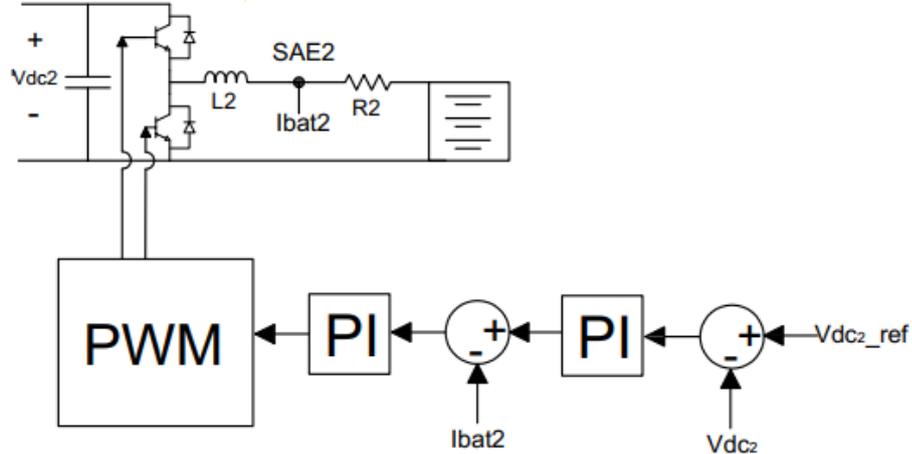
O Filtro Passa Baixa (FPB) empregado no controle é classificado como de primeira ordem com uma frequência de corte em 20 Hz. O objetivo do filtro é separar a componente oscilante em baixa frequência da potência gerada, o SAE₁ irá armazenar todas essas oscilações, enviando apenas a componente média para a rede elétrica.

4.6 Controle SAE₂ para modo ilhado

O Sistema de Armazenamento de Energia 2 (SAE₂) é responsável por suprir a energia requerida ou absorver o excesso de potência da microrrede e manter a tensão no link

CC do CFT₂. No modo conectado ele permanece com SOC=100%, sendo empregado apenas como backup, ou seja, somente em situações de desconexão sua atuação é conveniente.

Figura 35 – Esquemático do SAE₂ para controle em modo ilha.



Fonte: Autoria própria (2020).

A partir da Figura 35, o SAE₂ é responsável por controlar a tensão no barramento cc do CFT₂ em modo ilhado. A tensão V_{dc2} é medida e comparada com a tensão de referência imposta, o erro entre elas passa por um controlador proporcional integral que irá passar pelo bloco de modulação PWM e gerar os pulsos das chaves. A ordem de potência é imposta pela CFT₂ e o sistema de armazenamento se encarrega de fornecer a energia requerida pela carga, levando em consideração a potência gerada e o estado de carga.

5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para funcionamento adequado de uma microrrede é necessário gerenciar e controlar as operações que acontecem, as regras de qualidade de energia estabelecidas precisam ser respeitadas para que isso ocorra é preciso um estudo da quantidade de recursos disponíveis e suas localizações, funcionamento adequado dos armazenamentos de energia e conversores.

Os elementos presentes nesse trabalho são conversores fonte de tensão com frequência de chaveamento de 50 kHz, geração de energia caracterizada como ondas, sistemas de armazenamento compostos por conversores CC/CC, baterias e cargas lineares e não-lineares. Primeiramente, modela-se o CFT₁ principal que irá atuar como filtro ativo no modo conectado e realiza o fluxo de energia no modo ilhado, mitiga potência oscilante. Posteriormente modela-se o CFT₂ que pode atuar como conversor CC/CA ou CA/CC. Os sistemas de armazenamento são idênticos então à modelagem é comum.

Deve-se observar quando a rede elétrica não está disponível devido à ocorrência de alguma falta, com isso a microrrede é desconectada e inicia operação de forma independente. Nesse momento as referências de tensão (módulo e frequência) são perdidas. Portanto, o conversor mestre deve ser controlado em termos de P e Q para se regular o módulo e frequência da tensão. Os demais conversores operam como fonte de corrente. No modo ilhado, quem mantém as cargas são as fontes de energia distribuída e o SAE₂.

Na operação conectada a tensão e frequência na microrrede são determinadas pela rede elétrica, nessa situação as cargas são alimentadas pelas fontes de geração distribuída e os aumentos de cargas são supridos pela rede elétrica. Nos casos em que a potência gerada é maior que a consumida o fluxo de potência ocorre de forma reversa e a microrrede fornece energia à rede elétrica, onde conversor mestre opera controlado em corrente.

Existe também a questão das fontes de geração distribuída, algumas necessitam de conversores eletrônicos para sua conexão e são utilizadas em conjunto com CFT para um despacho ótimo de potência, trabalhando com velocidade variável. Outras fontes são conectadas diretamente a rede elétrica já possuindo controle para sua operação.

Portanto, o gerenciamento de uma microrrede consiste em observar seu modo de operação e a melhor estratégia de controle para cada um dos modos, estudo das fontes de energia para melhor aproveitamento, verificar demandas de carga para melhor aproveitamento da potência gerada e dessa forma buscar um funcionamento adequado com menor custo.

Para este trabalho, os métodos de operação e controle propostos são estudados nesse capítulo e foram simulados, os parâmetros utilizados nesse trabalho são apresentados na Tabela

11. Pela grandeza do sistema analisado a simulação tem um tempo limitado e para os sistemas de armazenamento cada 1s corresponde às 1h, necessitando alterar os parâmetros do fornecedor.

Tabela 11 – Parâmetros do sistema estudado.

Cargas	
Potência nominal carga 1	4kW
Potência nominal carga 2	4kW
Geração intermitente	
Potência nominal	4kW
Tensão nominal	380V/220V
Rede Elétrica	
Tensão nominal	380V/220V
Frequência nominal	60Hz

Fonte: Autoria própria (2020).

O estudo de caso proposto neste trabalho é regido conforme os tópicos apresentados a seguir. A partir da Figura 19 mostrada no capítulo 2 é possível gerenciar e controlar o sistema no modo conectado e ilhado. Os intervalos de tempo definem ações que ocorrem dentro da microrrede, como aumento ou diminuição de cargas, geração renovável e até mesmo operação em modo ilhado, exemplificando a conexão e reconexão da rede elétrica.

Em $t = 0,1s$: a carga não linear 1, composta por uma ponte retificadora trifásica é alimentada pela rede, injetando harmônicos de corrente no sistema.

Em $t = 0,3s$: o CFT_1 é acionado para mitigar harmônicos de corrente injetados na rede elétrica.

Em $t = 0,4s$: a geração intermitente é integrada ao sistema, gerando potência ativa oscilante, logo, o SAE_1 começa a armazenar o \tilde{p} de baixa frequência e assim garantir a qualidade de energia da rede elétrica.

Em $t = 0,6s$: a carga 2 é aumentada, sendo a diferença entre potência gerada e consumida a potência fornecida pela rede.

Em $t = 0,9s$: a carga 2 não linear é desligada.

Em $t = 1,0s$ a carga 1 é diminuída.

Em $t = 1,4s$ a carga 1 volta ao seu valor inicial.

Em $t = 1,4s$ um afundamento de tensão é aplicado em uma das fases e a rede elétrica é retirada, o sistema passa a atuar ilhado onde o CFT₂ atua como conversor mestre controlando P e Q demandado pelas cargas e conseqüentemente regulando tensão e frequência da microrrede.

Em $t=2,2s$: um corte seletivo de carga ocorre na microrrede, em virtude do SOC=75% para SAE₂, o que caracteriza que a bateria já está descarregando e precisa ser carregada.

Em $t=4,35s$: a rede é reconectada.

Em $t=4,5s$: a carga não linear 1, geração intermitente, CFT₁e SAE₁ são desligados.

5.1 Primeiro caso – Microrrede conectada

Essa seção aborda o gerenciamento aplicado a microrrede conectada à rede. O perfil de carga adotado equivale a uma instalação elétrica em baixa tensão trifásica. É fundamental ainda tomar conhecimento do comportamento das fontes de energia renovável, esse trabalho simula uma geração intermitente modelada a partir de equações características de ondas.

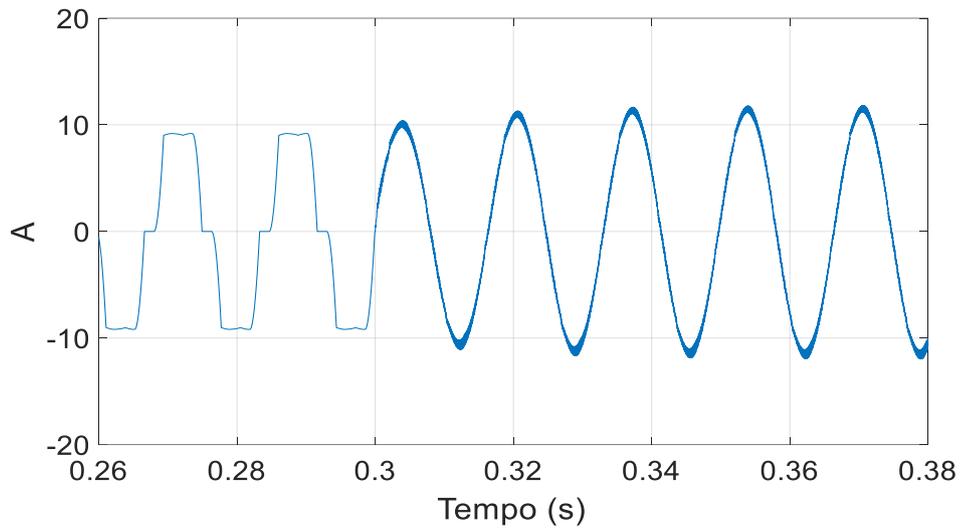
Nessa seção a microrrede opera com o CFT₁ realizando a filtragem ativa e dispendo em seu barramento CC um SAE₁ composto por um conversor CC/CC meia ponte e um banco de baterias, sendo esse sistema responsável por mitigar as variações de potência em baixa frequência da geração intermitente, de modo que a rede elétrica não sofra essas variações e assim não degrade a qualidade da energia elétrica.

Tem-se também o CFT₂ operando como inversor detendo em seu barramento CC um SAE₂ com SOC=100% para operar no modo ilhado. No instante em que a potência gerada média é maior que a potência consumida pela carga a microrrede exporta energia para a rede, para o caso contrário a geração distribuída alimenta a carga principal e o déficit de potência é suprido pela rede.

5.1.1 Filtragem ativa e mitigação de variações de potência da geração intermitente

Os resultados são iniciados a partir da Figura 36 que apresenta a forma de onda da corrente na rede elétrica. Nota-se o formato de onda com grande conteúdo harmônico, o FAP passa a atuar a partir de $t=0,3s$ eliminando as harmônicas da rede, essa característica senoidal é graças à eliminação da componente de alta frequência e da potência reativa total.

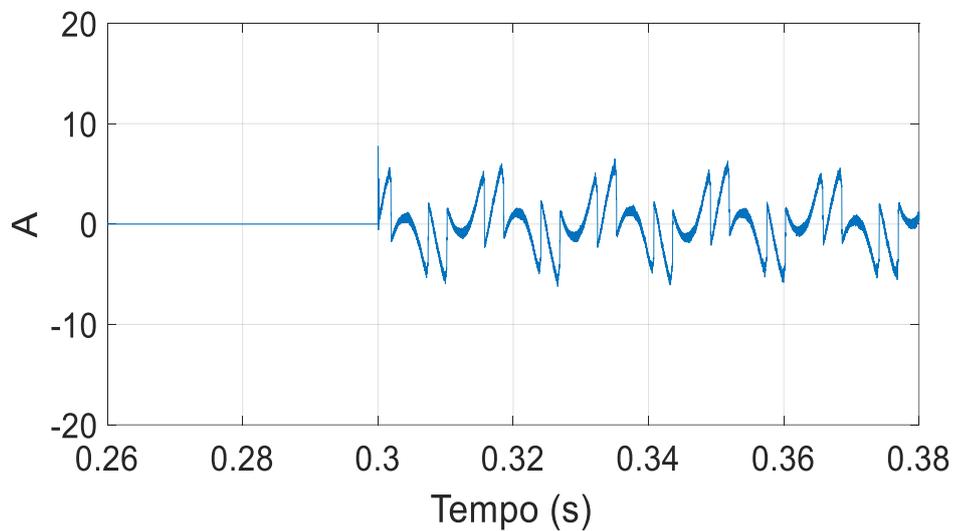
Figura 36 – Corrente na rede elétrica e FAP para uma das fases.



Fonte: Autoria própria (2020).

A corrente do FAP evidenciada na Figura 37 é somada a corrente da carga não linear anulando seu efeito e proporcionando a característica senoidal da corrente na rede, validando sua atuação.

Figura 37 – Corrente no FAP para uma das fases.

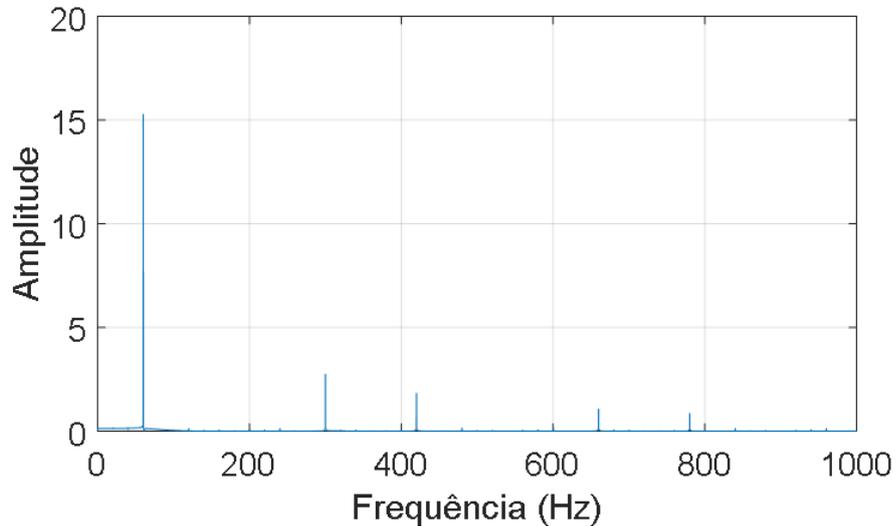


Fonte: Autoria própria (2020).

A Taxa de Distorção Harmônica (TDH) do sistema antes da atuação do filtro tinha valor de 28,6 % passando a ter 4,1%, correspondendo a uma redução de 14% da quantidade de harmônicas presentes no sistema. O novo valor de THD está dentro do estabelecido pela *IEEE-519 standart* e também se encontra dentro dos valores determinados pela Aneel, o fator de potência foi corrigido e mudou do valor de $FP=0,82$ para $FP=0,94$.

A Figura 38 traz o espectro harmônico para fase A da corrente da rede, no instante inferior a $t=0,3s$ período em que a presença de harmônicos é dominante.

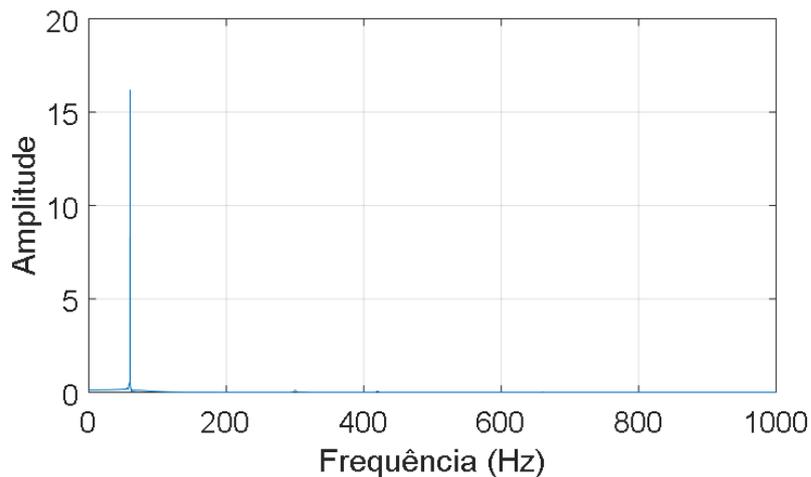
Figura 38 – Espectro harmônico antes da atuação do FAP.



Fonte: Autoria própria (2020).

Na Figura 39 o espectro harmônico para a mesma fase na presença do filtro ativo de potência. É apresentado de forma que se pode concluir a redução da amplitude dos harmônicos de 5° e 7° ordem.

Figura 39 – Espectro harmônico após atuação do FAP.

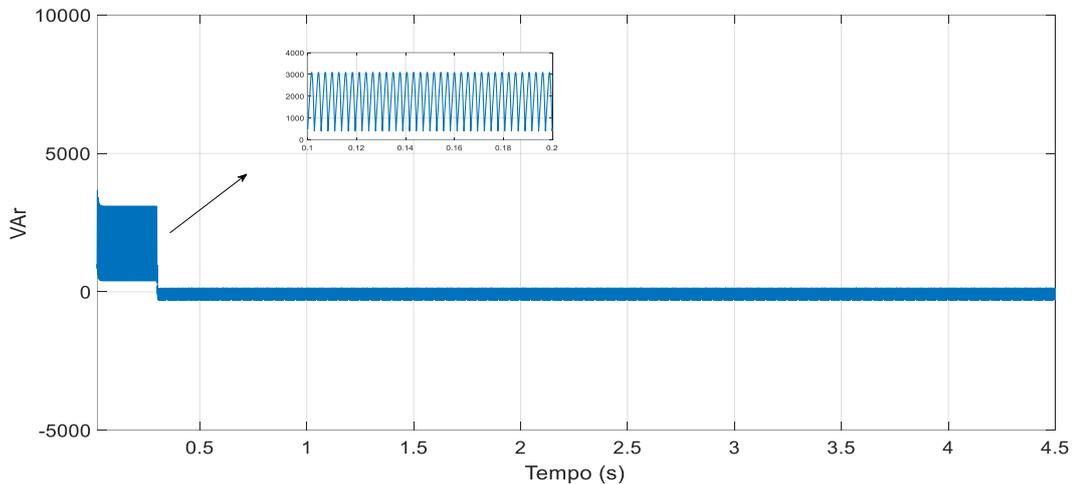


Fonte: Autoria própria (2020).

É importante relatar que com base no valor estipulado para a frequência de corte do filtro passa baixa que realiza a separação das potências é possível definir até que ordem harmônica se deseja eliminar.

A Figura 40 apresenta a potência reativa na rede elétrica para antes e depois da entrada do FAP no sistema. Nota-se que antes de $t=0,3s$, a mesma apresentava valor médio de 2 kVAr, passando para aproximadamente zero com a entrada do FAP.

Figura 40 – Potência reativa na rede elétrica.



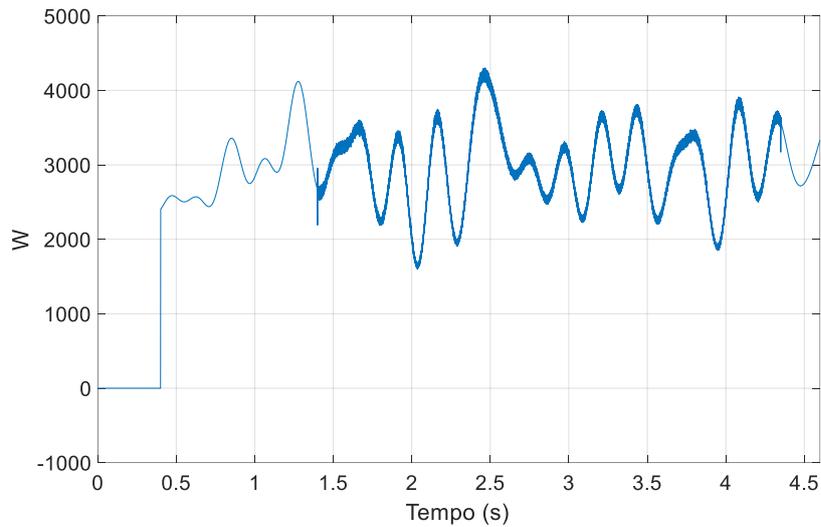
Fonte: Autoria própria (2020).

Essa redução ocorre pela mitigação efetiva da 5^o e 7^o harmônica que são consideradas as mais significativas. É possível observar que as componentes oscilantes estão presentes em grande quantidade até o instante $t=0,3s$, sendo minimizadas consideravelmente após a atuação do FAP. Logo, a taxa de distorção harmônica do sistema é reduzida.

O sistema de geração é acionado em $t=0,4s$ (Figura 40), o SAE₁ entra em funcionamento. Como a sua referência de controle é a potência gerada em baixa frequência (\tilde{p}), no momento em que a geração é acionada o SAE₁ inicia seu processo de mitigação das variações de potência. A mitigação das componentes oscilantes depende da frequência de corte do filtro passa baixa. Quanto menor essa frequência, somente as oscilações compatíveis com a baixa frequência serão filtradas pelo SAE₁. Para a microrrede proposta nesse trabalho $f=20Hz$.

Na Figura 41, observa-se a característica intermitente da geração, essas variações são classificadas como \tilde{p} de baixa frequência e podem degradar a qualidade de energia da rede elétrica, logo o SAE₁ atua imediatamente absorvendo tais variações de forma que só resulte potência gerada média para as aplicações propostas pelo fluxograma de gerenciamento da microrrede.

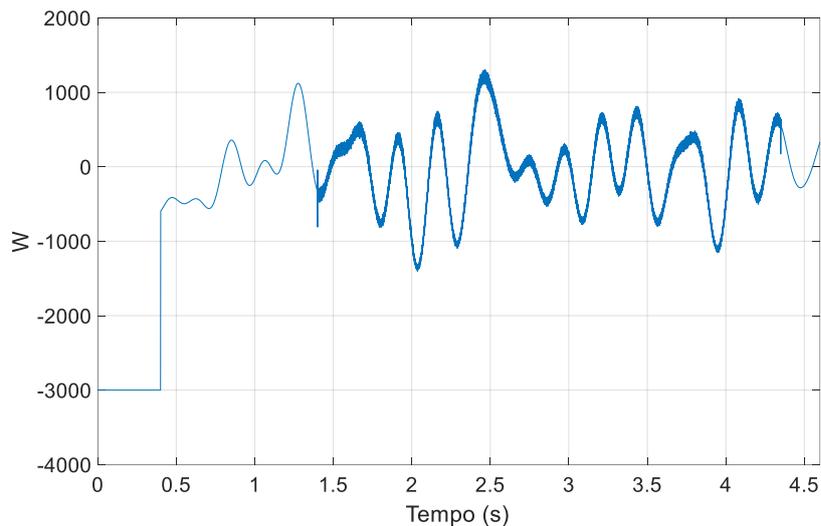
Figura 41 – Potência da fonte de geração intermitente



Fonte: Autoria própria (2020).

Na Figura 42, é possível observar a atuação eficiente do SAE₁ que foi modelado para mitigar essas variações de potência em baixa frequência. Como a densidade de energia requerida é alta, utilizaram-se baterias. Uma problemática é que como as oscilações são muito rápidas às vezes a dinâmica do sistema não consegue absorver algumas variações, porém em porcentagem pequena o que não compromete o funcionamento do sistema.

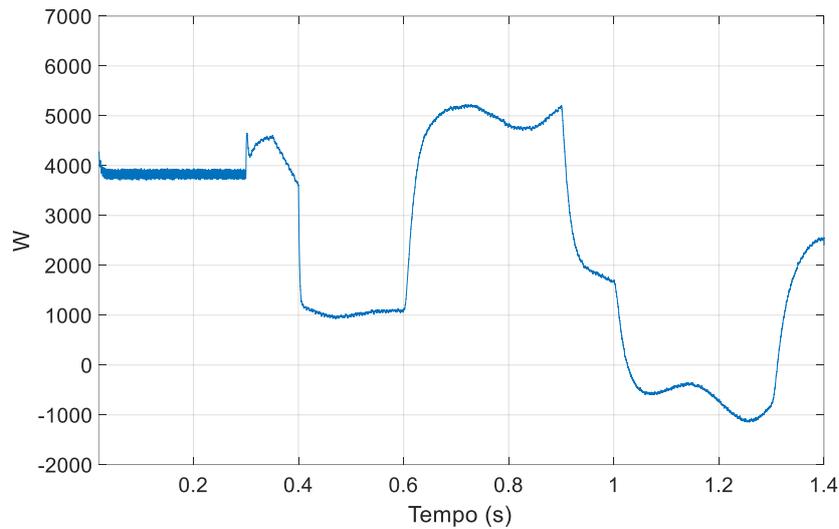
Figura 42 – Potência armazenada no SAE₁.



Fonte: Autoria própria (2020).

A partir do momento em que as variações de potência em baixa frequência advindas da geração intermitente começam a existir, o SAE₁ começa a mitigá-las, conforme Figura 43.

Figura 43– Potência na rede elétrica sem intermitências.

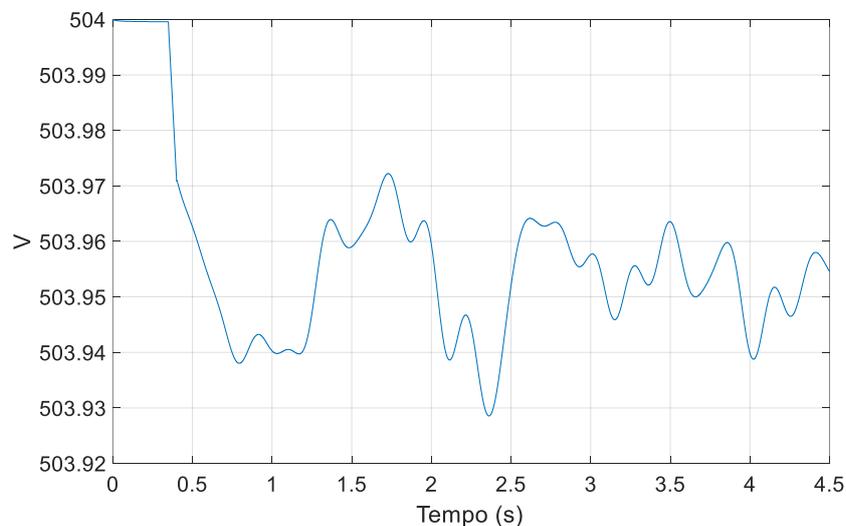


Fonte: Autoria própria (2020).

Na Figura 43 pode se observar que a rede elétrica não sofre essas variações, contribuindo positivamente para não degradar a qualidade de energia elétrica. É possível identificar pela ausência do \tilde{p} de alta frequência eliminado pelo FAP. O \tilde{p} de baixa frequência também está ausente, nota-se somente a potência média com valor $P_r=5,2 \text{ kW}$, esse valor corresponde à diferença entre potência gerada e consumida, fazendo com que a rede forneça energia nesse momento.

Na tensão no SAE₁, mostrada na Figura 44, é observada um perfil de descarga plano. O modelo escolhido é do tipo lítio tendo 1,5 V como variação máxima de tensão.

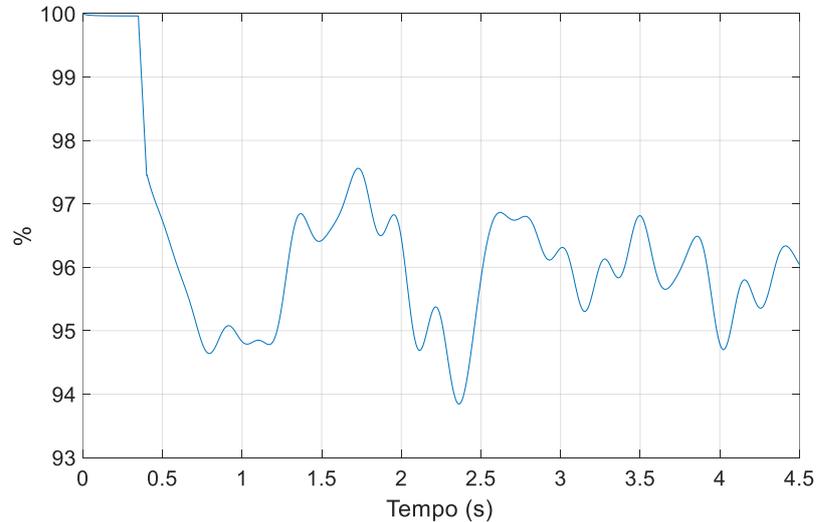
Figura 44 – Tensão SAE₁.



Fonte: Autoria própria (2020).

O SOC do banco de baterias é diretamente ligado à sua tensão, a tensão máxima de descarga para esse trabalho foi estabelecida em 0,6 V e o SOC mínimo é de 75%, seu comportamento pode ser analisado na Figura 45, em situações abaixo desse valor o SAE deve ser recarregado.

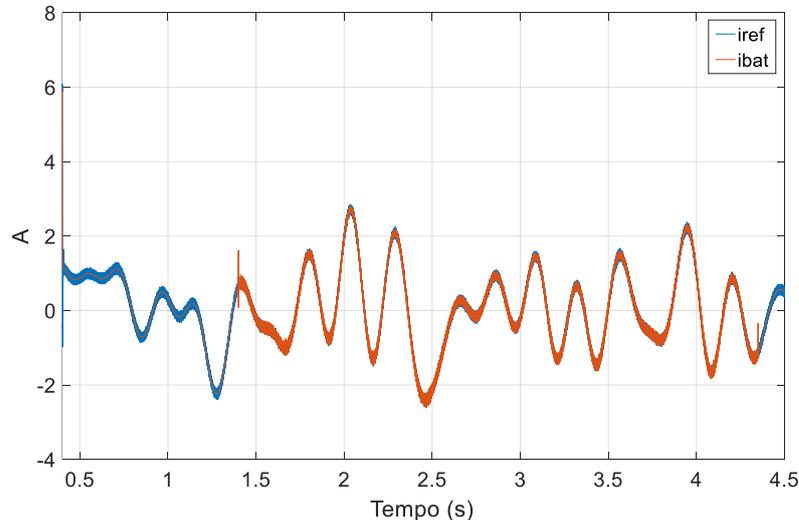
Figura 45 – SOC no SAE₁.



Fonte: Autoria própria (2020).

A tensão no banco de baterias é inversamente proporcional a corrente, seu valor nominal depende do número de células ligadas em série. O processo de carga e descarga para baterias é lento, sua capacidade é definida pela relação amperes-hora no momento em que a bateria será descarregada com uma corrente descarga definida. No início do ilhamento é possível observar um aumento no *ripple* da corrente do SAE₁ isso se deve a degradação da tensão no barramento CC do CFT1 influenciando na malha de controle do conversor CC/CC, mediante Figura 46.

Figura 46 – Corrente no SAE₁ e corrente de referência.

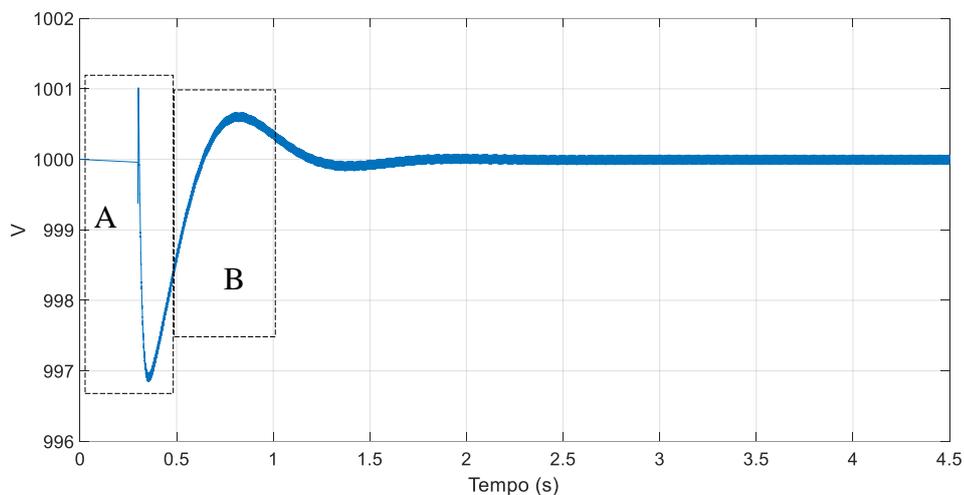


Fonte: Autoria própria (2020).

A Figura 46 também apresenta a referência de corrente com um erro mínimo, então o controle da bateria funciona de forma satisfatória absorvendo a maioria das variações de potência ativa em baixa frequência, validando o controle aplicado.

A tensão no barramento CC do CFT₁, apresentada na Figura 47 para modo ilhado, é controlada através de uma malha de controle de tensão em cascata com a malha de corrente, visto que a dinâmica de resposta do controle de tensão é mais lenta.

Figura 47 – Tensão no barramento CC do CFT₁.



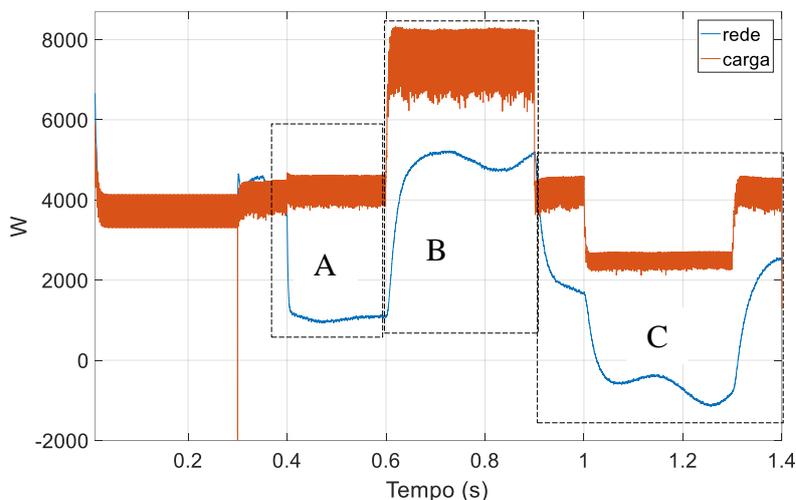
Fonte: Autoria própria (2020).

A tensão no barramento CC do CFT₁ foi fixada em 1000V, pois segundo a literatura essa tensão deve ser no mínimo 30% acima do pico da tensão de linha. Observa-se na Figura 47 uma queda em porcentagem de 3,7% quando o CFT₁ atua (parte A) com elevação de 0,8% na entrada da geração intermitente (parte B), voltando rapidamente à referência estabelecida no controle.

5.1.2 Balanço de potência gerada e consumida

Conforme a Figura 48, no instante $t=0,4s$ a geração distribuída é acionada. A potência da rede agora é definida como a diferença entre potência gerada e consumida, fazendo com que a rede agora forneça ou absorva apenas essa diferença de potência ($P_g - P_c$). Para períodos com geração muito maior que o consumo, a rede pode até absorver potência. Quanto maior a geração, menor a dependência da microrrede.

Figura 48 – Potência na rede elétrica e na carga não linear para modo conectado.



Fonte: Autoria própria (2020).

Na situação de escassez da geração a rede se encarrega de realizar o fornecimento da potência requerida pela carga. É importante salientar que quanto maior for a geração, melhor o desempenho do sistema em modo ilhado, já que a rede se encontra ausente para realizar fornecimentos. É possível também observar uma pequena variação de potência em baixa frequência, isto ocorre porque a frequência dessa oscilação deve ser maior do que a estabelecida para o filtro passa baixa utilizado para filtrar a potência gerada.

Analisando a Figura 48 na zona B, a carga 2 tem seu valor aumentado, logo a diferença entre geração e consumo passa a ser muito maior que antes ($p_r = 5 \text{ kW}$), já que a $p_g = 3 \text{ kW}$ e $p_c = 8 \text{ kW}$, se não existisse geração a rede iria fornecer os 8 kW que a carga requisita. Esse aumento é suprido pela rede elétrica no modo conectado. No momento do ilhamento o SAE₂ supre a potência demandada pela carga, já que a rede se encontra ausente nessa situação.

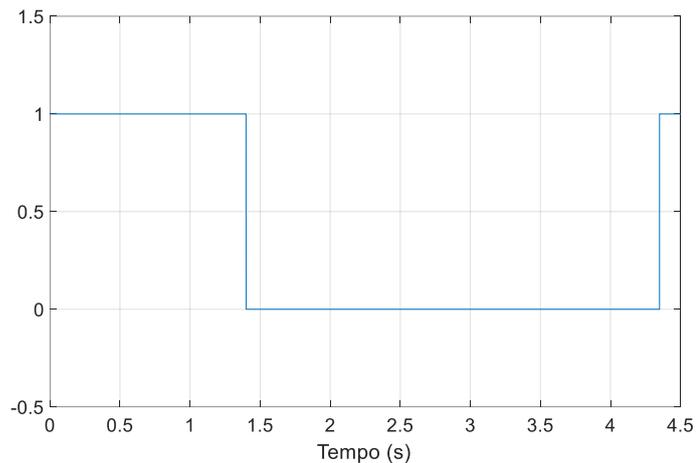
Explorando a zona C da Figura 48, é possível identificar uma diminuição na potência da carga. Uma vez que a potência gerada é maior que a consumida, a situação de absorção de energia por parte da rede ocorre. Sendo $P_c = 0,1450 \text{ kW}$ a potência injetada na rede tem valor de $P_r = -0,5 \text{ kW}$.

5.2 Segundo caso – Microrrede ilhada

Neste modo de operação, a potência solicitada pelas cargas é fornecida pelo SAE₂ e geração intermitente. Como a rede elétrica está ausente a referência de tensão e frequência são perdidas. Nesse momento o controle muda de diretriz e um conversor mestre passa a ser

fonte de tensão garantindo tensão e frequência controlados na microrrede, os demais conversores operam como escravos. A Figura 49 apresenta o sinal de desconexão da microrrede. A técnica de detecção do ilhamento consegue identificar surtos de tensão, frequência e corrente, porém para esse trabalho somente problemas na tensão e frequência foram abordados em sua operação. Ao se detectar as condições de ilhamento no PAC, o sistema de monitoramento envia sinal ao sistema de desconexão e a chave Si é aberta retirando a rede elétrica.

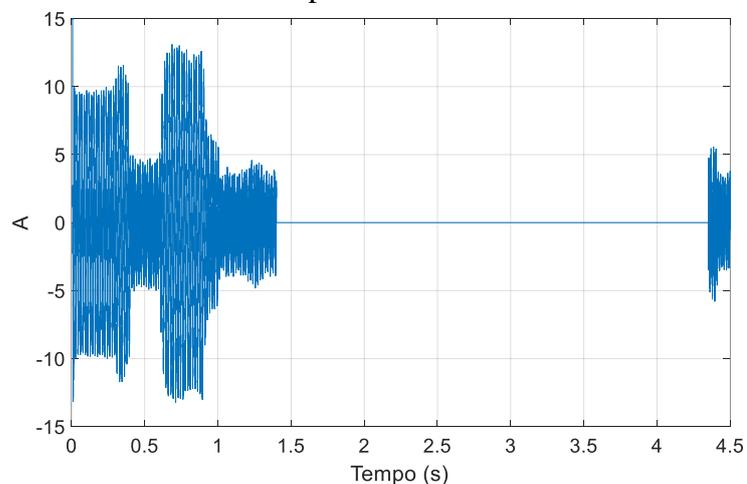
Figura 49 – Sinal de desconexão.



Fonte: Autoria própria (2020).

Na Figura 50 é mostrada a corrente na rede elétrica. Durante o período $1,4s < t < 3,5s$ é percebida a sua ausência. É o momento que um afundamento na tensão é aplicado e o sistema de detecção de ilhamento detecta valores não aceitáveis de tensão mandando o sinal para o sistema de desconexão atuar.

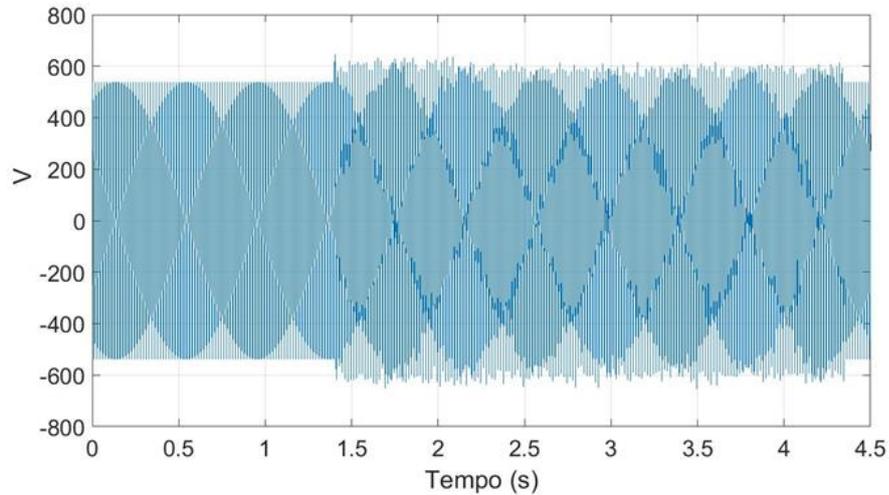
Figura 50 – Corrente na rede para momento do ilhamento.



Fonte: Autoria própria (2020).

Apresenta-se na Figura 51 a tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), é verificada um pico de tensão no momento da transição do sistema para modo ilhado. Esse transitório ocorre por consequência da mudança de funcionamento do sistema e inexistência da rede elétrica, porém os níveis de tensão permanecem dentro dos limites estabelecidos pela norma regulamentadora.

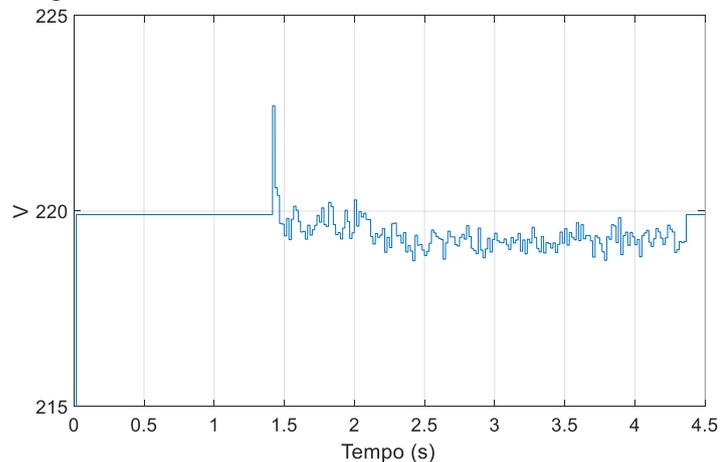
Figura 51 – Tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).



Fonte: Autoria própria (2020).

A tensão *rms* na microrrede é mantida dentro dos limites durante o ilhamento e pode ser vista na Figura 52. Embora exista uma queda de tensão em função do sistema estar em modo ilhado, o nível é aceitável, sendo $295,5 < V < 326,5$. A tensão *rms* deve possuir valor de 220V de fase, onde os níveis máximos e mínimos são determinados pela norma e estando dentro da faixa limite de operação os sistemas de distribuição funcionam sem provocar impactos no sistema elétrico.

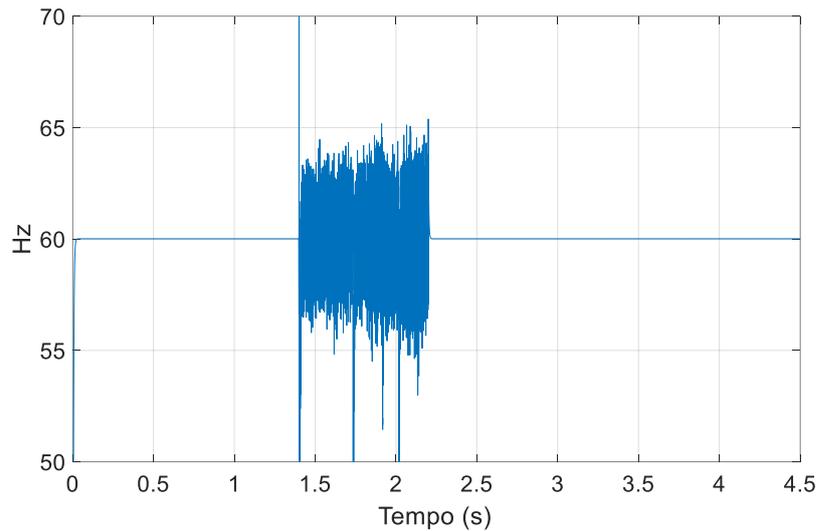
Figura 52 – Tensão *rms* no PAC da microrrede.



Fonte: Autoria própria (2020).

Observa-se nas Figuras 52 e 53 que mesmo no momento de saída da rede elétrica os níveis de tensão e frequência na carga são mantidos. No $t=3,4s$ a rede elétrica é reconectada, passando a ser a referência de tensão e frequência. A frequência do sistema permanece nos níveis permitidos pela norma, seu comportamento é apresentado na Figura 53.

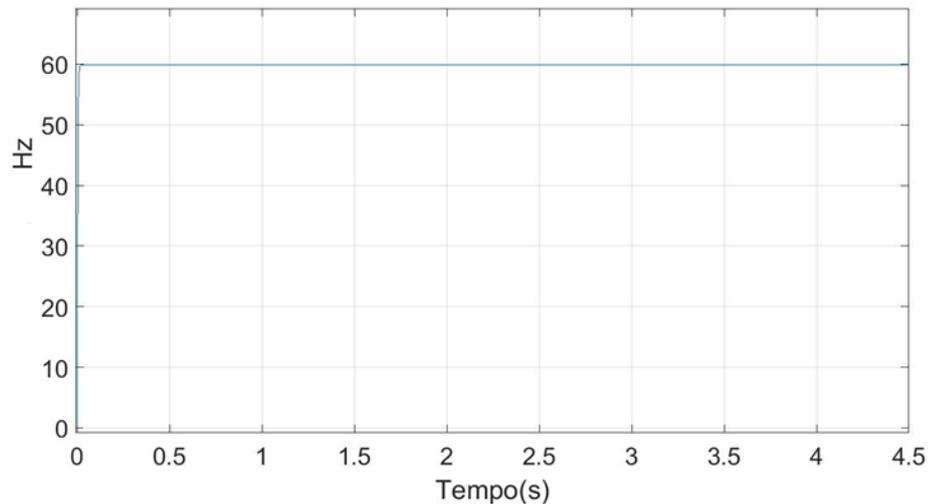
Figura 53 – Frequência da tensão na microrrede.



Fonte: Autoria própria (2020).

Nota-se na Figura 53 uma grande presença de ruídos, advindos do chaveamento do conversor responsável por manter a frequência. Esses ruídos possuem alguns picos, porém em espaços de tempos bem curtos o que não compromete o sistema. Uma solução encontrada para eliminar os ruídos foi utilizar um filtro passa baixa de 10 Hz, conforme a Figura 54.

Figura 54 – Frequência da tensão sem ruídos.

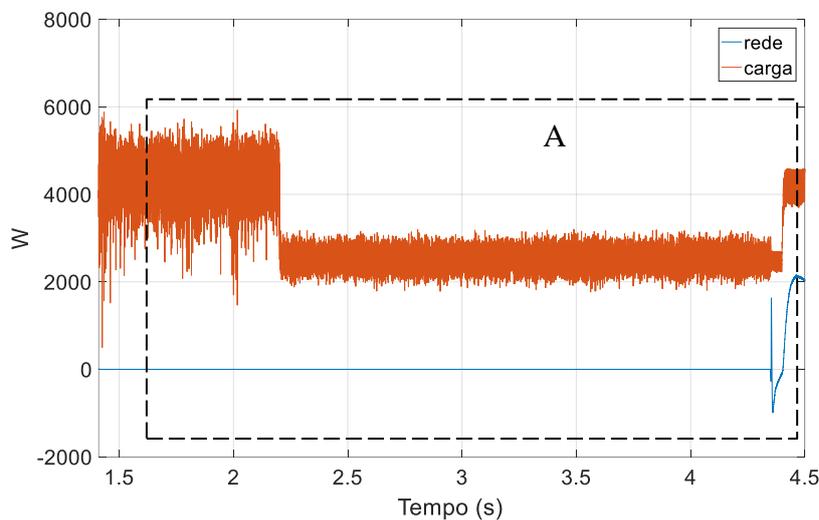


Fonte: Autoria própria (2020).

5.2.1 Balanço de potência gerada e consumida

As potências na rede elétrica e na carga são apresentadas na Figura 55. No instante $t=1,4s$ a tensão no PAC (Ponto de Acoplamento Comum) sofre um afundamento de tensão, passando a ter valores fora dos limites aceitáveis pelas normas. Com isso, a rede elétrica é retirada e a microrrede passa a operar de modo ilhado. Observa-se a potência na carga com valor médio $p_c = 4kW$, é visível também a presença em grande quantidade da componente oscilante em alta frequência, uma vez que não existe filtragem ativa durante o período de ilhamento.

Figura 55 – Potência ativa na rede elétrica e na carga para modo ilhado.



Fonte: Autoria própria (2020).

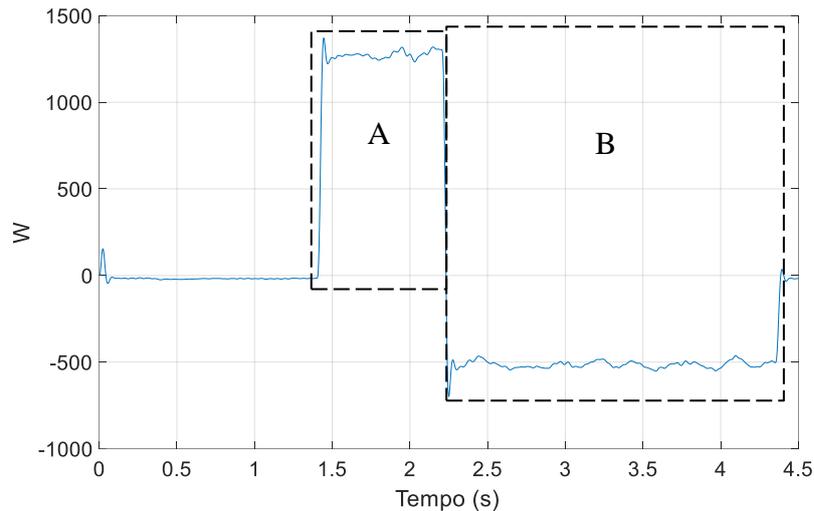
O sistema de controle sinaliza que o SOC do SAE₂ se encontra no seu limite mínimo necessitando ser recarregado. Além disso, a geração de energia se encontra em baixa produção. Como em termos de potência a carga é mantida por tal e caso aconteça o descarregamento e comprometa todo o funcionamento da microrrede, o corte seletivo de cargas é efetuado. Partindo dessa premissa, foi detectado que no $t=2,4s$ o SOC atinge valor de 75% e as cargas não prioritárias foram retiradas. Ao carregar o SAE₂ as cargas são reintegradas a microrrede.

Para a situação em que o SAE₂ precise ser recarregado, porém a geração consiga suprir a carga, o controle entende que não há necessidade do corte seletivo de cargas. No entanto, se a potência gerada for muito expressiva e não existirem cargas suficientes para consumir essa energia é preciso incluir um banco de resistência para dissipar esse excedente de energia.

Na zona A da Figura 56, a geração possui valor de $3kW$, obrigando o sistema de

armazenamento a fornecer o restante da potência que a carga solicita, isso acontece durante 1s. Já na zona B, quando ocorre o corte seletivo de carga, o SAE passa a absorver potência, pois nesse período a geração estava em escala considerável. Porém, como a geração é intermitente, o SAE₂ pode ora absorver, ora fornecer. É essencial à rotina do corte seletivo de carga para não depender da geração e com isso não afetar o desempenho da microrrede.

Figura 56 – Potência ativa no SAE₂ para modo ilhado.



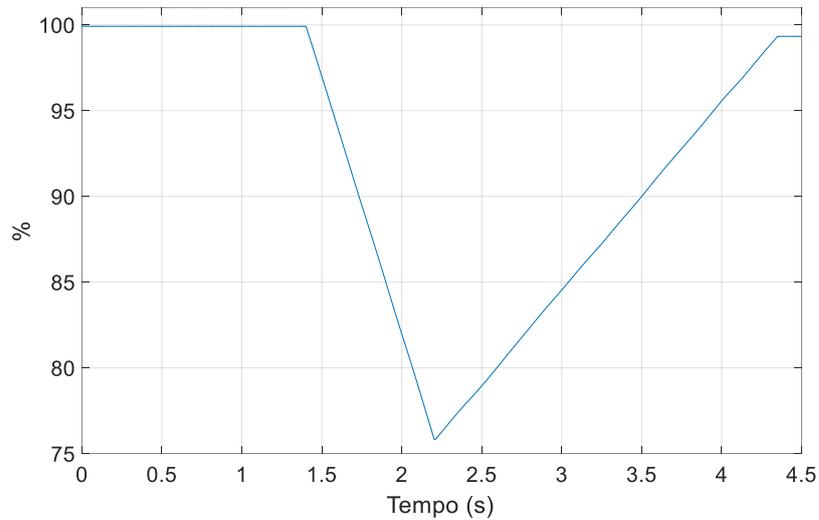
Fonte: Autoria própria (2020).

Quanto maior for à potência gerada, melhor para a microrrede, uma vez que o SAE₂ deterá de energia reserva nos casos de aumento de carga. Uma vez que a geração é renovável e intermitente, podem ocorrer períodos de baixa geração, logo a demanda de carga será mantida exclusivamente pelo SAE₂.

O SAE₂ encontra-se com SOC=100% para o modo conectado, já que sua atuação só ocorre no momento do ilhamento, quando essa situação ocorre o SAE₂ fornece energia a carga, observa-se na Figura 56 que o armazenamento se encarrega de suprir o sistema, fazendo o balanço de energia com a geração. No instante em que a potência gerada é diminuída, a microrrede deve operar de forma seletiva já que o SOC mínimo do SAE₂ é atingido, assim somente as cargas prioritárias são mantidas.

O SOC do SAE₂ para modo ilhado é apresentado na Figura 57, o valor em 75% é estabelecido para garantir margem de segurança no funcionamento das baterias, assim a bateria não corre risco de sofrer descargas profundas e prejudicar totalmente a operação da microrrede. Para valores abaixo de 75% a microrrede já inicia o processo de corte seletivo de cargas.

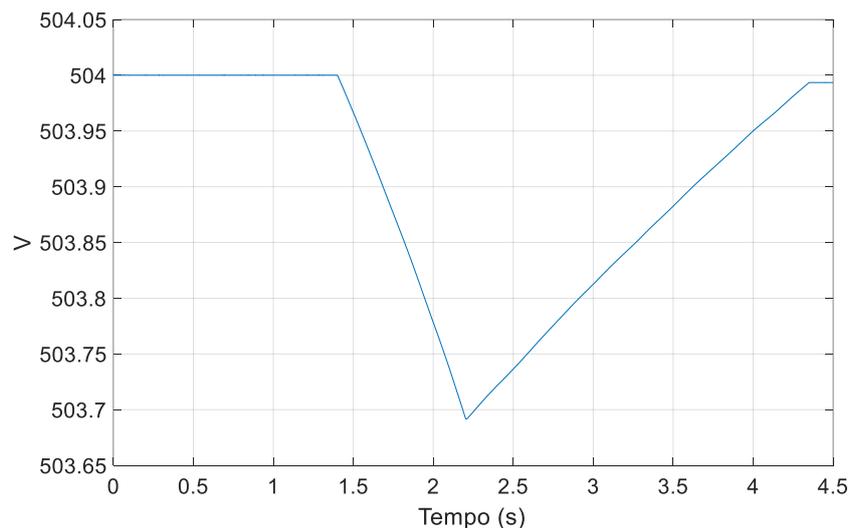
Figura 57 – SOC para SAE₂ em modo ilhado.



Fonte: Autoria própria (2020).

A dinâmica da tensão para o SAE₂ é lenta e apresenta uma variação de 0,7 V por conta das limitações do tempo de simulação, visualiza-se que ao chegar a SOC=75% o SAE₂ começa o processo de carga sua forma de onda pode ser visualizada na Figura 58. A tensão no barramento CC do CFT2 é mantida também sistema de armazenamento, logo para modo ilhado ele precisa atuar de forma contínua para garantir a regulação da tensão, reduzindo sua vida útil.

Figura 58 – Tensão para SAE₂ em modo ilhado.

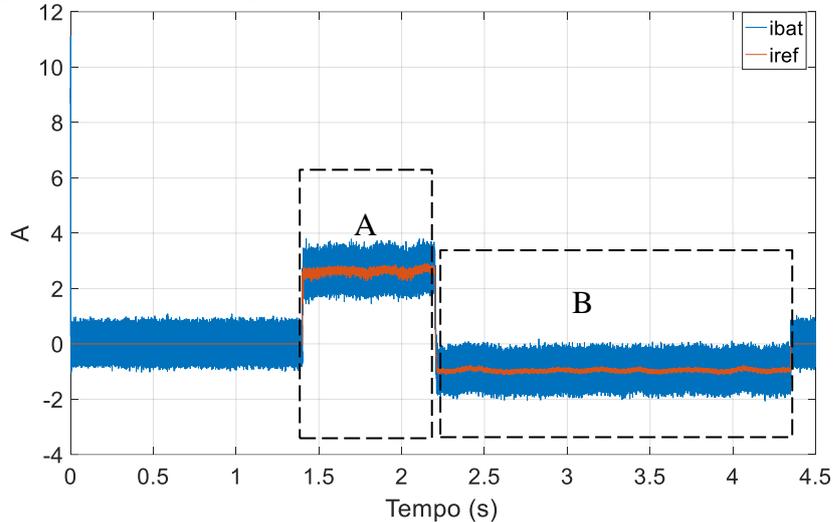


Fonte: Autoria própria (2020).

O desempenho para a corrente do SAE₂ é apresentado na Figura 59. Analisando a zona A, no instante em que o SAE₂ está suprindo a grande quantidade de energia que a carga solicita, para manter o nível de potência requisitado exige-se uma corrente maior. No instante

em que o corte seletivo de carga é realizado, o SAE2 inicia seu processo de carregamento e absorção, requerendo uma menor corrente.

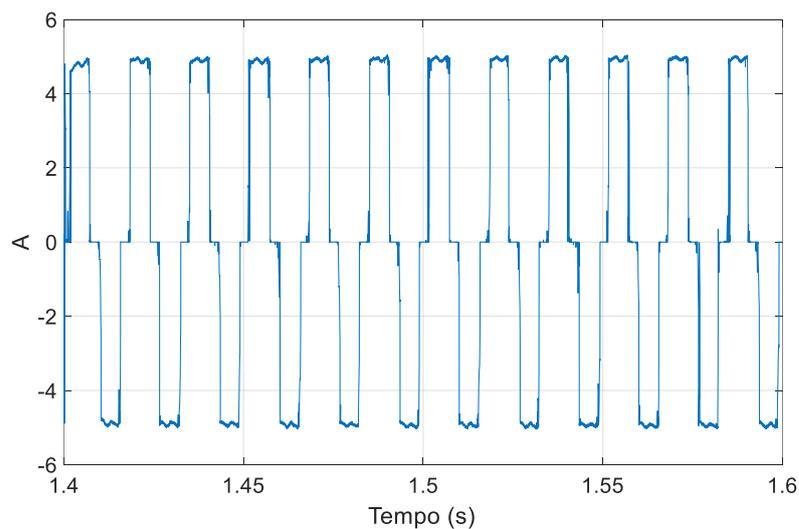
Figura 59 – Corrente para SAE₂ em modo ilhado.



Fonte: Autoria própria (2020).

A corrente na carga é apresentada na Figura 60, é observado uma pequena variação ao iniciar a operação em modo ilhado, que logo é sanada com a atuação do sistema de controle que é responsável por manter tensão e frequência na microrrede e fornecer potência as cargas do sistema.

Figura 60 – Corrente na carga para início do ilhamento.

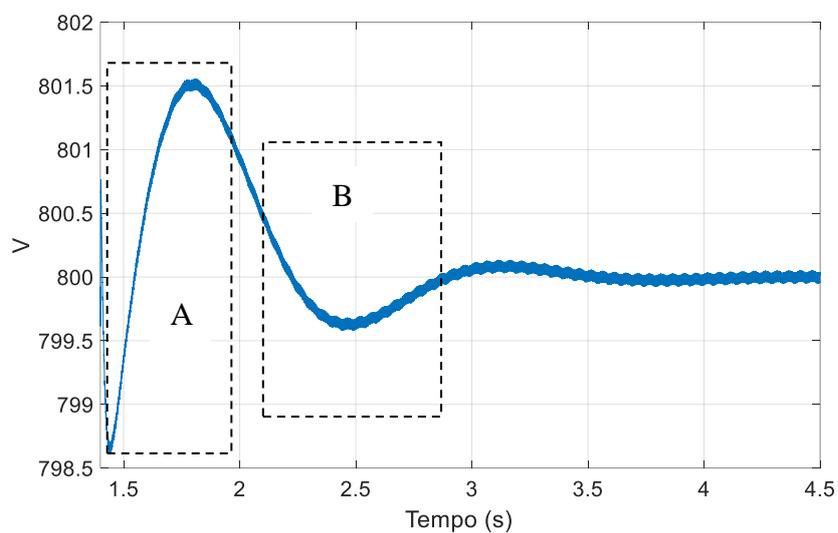


Fonte: Autoria própria (2020).

Na Figura 61 observa-se a tensão no barramento CC do CFT₂. O valor definido foi de 800V por conta dos parâmetros escolhidos para as baterias, com mesmo ganho do CFT₁. Pela especificação da porcentagem limite estabelecida sobre o valor nominal da

tensão da rede, o valor apresentado nos transitórios A e B são aceitáveis. Ambos representam o momento de saída da rede e a diminuição da potência na carga 2, respectivamente.

Figura 61 – Tensão no barramento CC do CFT₂.



Fonte: Autoria própria (2020).

6 CONCLUSÕES

O conceito de microrrede é abordado nesse trabalho. Define-se microrrede um conjunto de cargas interligadas podendo possuir também armazenamento de energia e geração distribuída, funcionando conectada à rede elétrica ou de forma isolada.

Neste trabalho, uma microrrede trifásica composta por conversores fonte de tensão, geração intermitente, conversores CC/CC e armazenamentos de energia. A microrrede é gerenciada e controlada no modo conectada à rede elétrica e ilhada, foram observadas filtragem ativa para mitigação de harmônicos de corrente, armazenamento de \tilde{p} de baixa frequência proveniente da geração intermitente, nivelamento de carga em modo ilhado. Na presença da rede elétrica os aumentos de carga são supridos pela mesma e na ausência da rede a carga é alimentada pela geração distribuída e armazenamento de energia.

Para operação do CFT₁, a teoria da potência instantânea foi estudada em conjunto com o controle vetorial e transformada de Clarke e Park. Calculando as correntes de compensação, foi realizada a mitigação de harmônicos na microrrede. A taxa de distorção harmônica foi reduzida em 30% obedecendo as normas internacionais e ANEEL, o fator de potência também foi corrigido alcançando um valor admissível. As tensões nos barramentos CC de cada um dos conversor fonte de tensão foram mantidas nos valores estabelecidos, apresentando variação máxima de 5% do valor de tensão.

Os sistemas de armazenamento de energia utilizados são compostos por conversor CC/CC e baterias. O dimensionamento é realizado ao longo desse trabalho. Um dos armazenamentos é responsável por mitigar as variações de potência em baixa frequência da geração intermitente e o outro armazenamento alimenta parte da carga na operação em modo ilhado. Existiram limitações para os sistemas de armazenamento, já que a modelagem do banco de baterias foi realizada para uma capacidade de armazenamento ampla, com o tempo de simulação limitado a variação da tensão de saída é pequena.

Observa-se a partir da modelagem do banco de baterias que a constante de tempo é proporcional a capacidade de armazenamento do mesmo, logo, quanto maior a energia requerida pelo sistema de armazenamento maior deve ser a constante de tempo.

Para o funcionamento do sistema em modo ilhado, o CFT₂ mantém a tensão e frequência da microrrede, atuando como mestre. Essa técnica de controle se denomina mestre-escravo e foi adotada nesse trabalho, as cargas foram mantidas pela geração intermitente e armazenamento. Essa estratégia de controle se mostrou eficiente para o estudo, vale ressaltar

que a estratégia de controle é baseada no modo de operação que se encontra a microrrede, essa definição é realizada na simulação por meio de chaves e blocos de programação.

Nos resultados expostos neste trabalho, quando a rede elétrica se manteve presente, no momento em que a potência gerada média foi superior à potência demandada pela carga o excesso de potência foi absorvido pela rede. Para a situação de a potência na carga maior que a gerada média, o aumento de carga é suprido pela rede e o SAE_2 atua somente no ilhamento.

Nos resultados para operação da microrrede em modo ilhado, o PLL foi instituído de forma virtual, isso porque não existe tensão da rede para seu cálculo, a partir do instante em que a rede elétrica é retirada as tensões V_a , V_b e V_c são impostas. As estratégias de controle são definidas para modo conectado e ilhado, no momento em que o sistema de detecção de ilhamento atua, um sinal é enviado para o sistema que altera a estratégia de controle da microrrede.

Portanto, para os diferentes modos de operação da microrrede estudados nesse trabalho, o sistema tem comportamento satisfatório. O sistema apresentado vem com técnica de filtragem ativa para mitigação de harmônicos, diferente das topologias existentes que apresentam apenas filtros passa baixa. Os sistemas de armazenamento conseguem atuar de forma aceitável no momento do ilhamento, que é a situação mais crítica.

6.1 Trabalhos futuros

Como trabalhos futuros, têm-se as seguintes opções:

- Estudo de novos sistemas de armazenamentos para suprir variações rápidas de carga, tais como flywheel ou armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido
- Estudo do sistema de resincronização da rede;
- Incluir mais uma fonte de geração distribuída para minimizar a dependência de apenas uma fonte geradora;
- Sistema de controle para garantir que a bateria não entre em descarga total;
- Estudar a constante de Tempo T, para que o nível de potência desejado possa ser definido de acordo com os parâmetros do sistema;
- Estudar gerenciamento da microrrede para períodos de ponta e fora de ponta do consumo de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- AMIN, M.; ZHONG, Q-C. Resynchronization of Distributed Generation Based on the Universal Droop Controller for Seamless Transfer Between Operation modes. IEEE Trans. On Industrial Electronics. Set. 2019.
- NUTKANI, I. U.; MEEGAHAPOLA, L.; ANDREW, L. P. C.; BLAABJERG, F. Autonomos Power Management for Interlinked AC-DC Microgrids. CSE Journal of Power and Energy Sistsms. vol. 4. no.1. Mar. 2018.
- FARZIN, H.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; MOEINI-AGHTAIE, M. Enhancing. Power System Resilience Through Hierarchical Outage Management In Multi-Microgrids. IEEE Trans. on Smart Grid. vol. 7. no. 6. Nov. 2016.
- PANELIST, B. L. Microgrids. Power Engineering Society Winter Meeting. IEEE. p. 146-149. 2001.
- MARNAY, C.; ROBIO, F. J.; SIDDIQUI, A. S. Shape of de Microgrids. Power Engeenering Society Winter Meeting. IEEE. Columbus. p. 150-153. 2001.
- LASSETER, R.; AKHIL, A.; MARNAY, C.; STEPHENS, J.; DAGLE, J.; GUTTROMSON, R; MELIOPOULOS, A. S; YINGER, R; ETO, J. Whiter Paper on Integration of Distributed Energy Resources. PESC-Power Eletronics Specialists Conference. 2002.
- JIANG, H.; LIN, J.; SONG, Y.; GAO, W.; XU, Y.; SHU, B.; LI, X.; DONG, J. Demand Size Frequency Control Scheimen an Isolated Wind Power System for Industrial Aluminium Smelting Production. IEEE Trans. Power Systems. vol. 29. no. 2. p. 844-854. Mar. 2014.
- MATOS, J. G. Controle de Potência em Microrredes CA Isoladas com Aerogeradores e Banco de Baterias Distribuidos. UFMA. Tese de Doutorado. Maranhão. 2014.
- HATZIARGYRIOU, N. D.; IRAVANI, R.; ASANO, H.; MARNAY, C. Microgrids. IEEE Energy Power Magazine. vol. 5. no. 4. Jul. 2007.
- ZHOU, H. T.; BHATTACHARYA, D.; TRANG, T. S. T. Siew. “Composite energy storage system involving battery and ultracapacitor with dynamic energy management in microgrid applications”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, vol. 26, pp. 923-930. Mar. 2011.
- LEE, D-J.; WANG, L. Small-Signal Stability Analysis of an Autonomous Hybrid Renewable Energy Power Generation/Energy Storage System Part I: Time-Domain Simulations. IEEE on Energy Conversion, vol. 23. no. 1. Mar. 2008.
- YI, Z.; DONG, W.; ETEMADE, A. H. A Unified Control and Power Management Scheme for PV-Batery-Based Hybrid Microgrids for Both Grid-Connected and Island Modes. IEEE Trans. On Smart Grids. vol. 9. no. 6. Nov. 2018.

XIA, Y.; WEI, W.; YU, M.; WANG, X.; PENG, Y. Power Management for a Hybrid AC/DC Microgrid With Multiple Subgrids. IEEE Trans. On Power Eletronics. vol. 33. no. 4. Abr. 2018.

NASIRIAN, V.; MOAYEDI, S.; DAVOUDI, A.; LEWIS, F. L. Distributed Cooperative Control of DC Microgrids. IEEE Trans. Power Eletronics. vol. 30, no. 4. Abr. 2016.

XU, L.; CHEN, D. Control and Operation of a DC Microgrids With Variable Generation and Energy Storage. IEEE Trans. On Power Delivery. Maio. 2011.

RODRIGUEZ, M. C. B. P; BORGES, L; MOURA, A; ALMEIDA, P. M. Microrrede Híbrida CC/CA baseada em fontes de energia renovável aplicada a um edifício sustentável. Artigo Científico. INDUSCON. 2012.

MERABET, A.; AHMED, K. T.; IBRAHIM, H.; BEGUENANE, R.; GHAS, M. Y. M. Energy Management and Control System for Laboratory Scale Microgrid Based Wind-PV-Battery. IEEE Trans. On Sustainable Energy. vol. 8. no.1. Jan. 2017.

NUTKANI, U. I.; MEEGAHAPOLA, L.; ANDREW, L. P. C.; BLAABJERG, F. Autonomus Power Management for Interlinked AC-DC Microgrids. CSEE Journal of Power and Energy Systems. vol. 4. no. 1. Mar. 2018.

MACHADO, I. R. “Geração elétrica a partir de ondas do mar – modelo completo e análise do sistema de armazenamento de energia”. Tese de doutorado. Rio de Janeiro. 2013.

GONÇALVES, A. F. K. Análise de conversores CC-CA conectados em redes de distribuição e utilizados em sistemas de geração distribuída. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. 2011.

ZHOU, H.; BHATTACHARYA, T.; TRANG, D.; SIEW, T. S. T. “Composite energy storage system involving battery and ultracapacitor with dynamic energy management in microgrid applications”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, vol. 26, pp. 923-930. Março de 2011.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L-A.; DEKKICHE, A-I. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference. Texas. Jun. 2008.

AKAGI, H.; WATANABE, E. H.; AREDES, M. “Instantaneous power theory and applications to power conditioning”. 1982.

AKAGI, H. “New trends in active filters for power conditioning”. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, vol. 32, pp.1312-1322, Novembro de 1996.

AKAGI, H. “Active harmonics filters”. Proceedings of the IEEE, vol. 93, pp.2128-2141, maio de 2005.

ANEEL. PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição – Modulo 3 – Revisão 5. Brasília. p. 86. 2012.

ENEL. NT 010/2012 R-00 Conexão de Mini e Microgeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel. Enel. Fortaleza. p.28. 2012.

RODRIGUEZ, P.; LUNA, A.; CIOBOTARU, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F. Advanced Grid Synchronization System for Power Converters Under Unbalanced and Distorted Operating Conditions. IEEE Annual Conference on Industrial Electronics. IECON. p. 5173-5178. 2006.

YAZDANI, D.; MOJIRI, M.; BAKHSHAI, A.; JOÓS, G. A Fast and Accurate Synchronization System Technique for Extraction of Symmetrical Components. IEEE Trans. Power Electronics. vol. 24. no. 3. Mar. 2009.

CERTS. Integration of Distributed Energy Resources – The Certs Microgrid Concept. California Energy Commission. p.27. 2002.

AZEVEDO, G. M. de S. Controle e Operação de Conversores em Microrredes. Universidade Federal de Pernambuco. Tese de Doutorado. Agost. 2011.

BARBI, I. Modelagem de conversores CC-CC empregando modelo médio em espaço de estados. Eletrônica de potência. Edição do autor. 2012.

PINTO, V. P. Controladores robustos LQG/LTR com ação integral aplicados ao controle de geradores eólicos interligados ao sistema de distribuição de energia elétrica baseados em máquinas de indução duplamente alimentada. Universidade Federal do Ceará. Tese de Doutorado. Jan. 2012.

LIMA, F. K. A. Aerogerador baseado em máquina de indução duplamente alimentada – Suportabilidade para afundamento de tensão. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tese de Doutorado. Maio .2009.

OLIVEIRA, R. G. Controle e integração a rede elétrica de um sistema eólico com gerador de indução duplamente alimentado. Universidade de Minas Gerais. Dissertação de mestrado. Jun. 2004.

ARAÚJO, L. R. Análise do comportamento do DFIG em uma rede elétrica diante de afundamentos de tensão e falhas internas utilizando técnicas de controle PI e LQI. Universidade Federal do Ceará. Dissertação de mestrado. 2018.

MATOS, J. G. de. Controle de potência em microrredes CA isoladas com aerogeradores e bancos de baterias distribuídos. Universidade Federal do Maranhão. Tese de Doutorado. Mar. 2014.

RIBEIRO, L. A. de S.; SAAVEDRA, O. R.; LIMA, S. L. de.; MATOS, J. G. de. Isolated micro-grids with renewable hybrid generation: The case of lençois Islan. *IEEE Sust. Energy*. vol. 2. Jan. 2011.

IEC 61000-3-2. Limits for harmonic current emissions. Partes 3-2. Eletromagnetic compatibility. Acesso em: 07/06/2019.

IEEE 519-2014. IEEE Recommended practice and requirements for harmonics control in electric power systems. Acesso em: 07/06/2019.

ANEEL. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade de energia elétrica. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 07/06/2019.

GONÇALVES, A. F. Q. Controle e análise de conversores CC-CA conectados em redes de distribuição e utilizados em sistemas de geração distribuída. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. 2011.

BORDIGNON, A. Controladores auxiliares de frequência para o reestabelecimento de microrredes ilhadas com alto nível de inserção de geração eólica. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Pato Branco. 2017.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power System Reach*. vol. 71. Out. 2004.

ENCARNAÇÃO, L. F. Compensador estático multinível em média tensão para sistemas de distribuição. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2009.

ALVES, F. K. P.; MACHADO, I. R.; ARAÚJO, L. R.; PINTO, V. P. Integration of a shunt activer filter and energy storage to energy quality improvement in distributed power systems. 13th International Conference on Industry Application. São Paulo. 2018.

ZHOU, Y.; LI, H.; LI, H. A single phase PV Quazi-Z-Source inverter with reduced capacitance using modified modulation and double-frequency ripple supresion control. *IEEE Trans. on power eletronic*s. vol. 31. n° 3. Mar. 2016.

ALMADA, J. B. Modelagem, controle e gerenciamento da operação de microrredes com fontes renováveis. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza. 2013.

LI, X; ZHANG, H; SHADMAND, M. E; BALOG, R. S. Model predictive control of a voltage-source inverter with seamless transition between islanded and grid-connected operations.

BEZERRA, M. A. A. Conversor cc/ca para painéis fotovoltaicos com conceito de filtragem ativa para redução da capacitância do barramento cc. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Ceará. 2016.

ROCABERT, J.; LUNA, A.; BLAABJERG, F.; RODRIGUEZ, P. Control of power converters in AC microgrids. IEEE Trans. on power electronics. vol. 27. n° 11. Nov. 2012.

MOHAMMADI, F. D.; VANASHI, H. K.; FELIACHI, A. State-Space modeling, analysis, and distributed secondary frequency control of isolated microgrids. IEEE Trans. on energy conversion. Vol. 33. n° 1. Mar. 2018.

BARTON, J. P.; INFELD, D. G. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. IEEE Trans. On energy conversion. Vol. 19. n° 2. Jun. 2004.

KATIERI, F.; IRAVANI, M. R.; LEHN, P. W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. IEEE Trans. Power delivery. Vol. 20. n° 1. Jan. 2005.

KROPOSKI, B.; LASSETER, R.; ISE, T.; MOROZUMI, S.; PAPATHANASSIOU, S.; HATZIARGYRIOU, N. Making microgrids work: A look at microgrid technologies and testing projects from around the world. IEEE Trans. Power and energy magazine. 2008.

OLIVINDO, J. A. S. de. Filtro ativo de potência paralelo aplicado à melhoria da qualidade de energia em sistemas de geração distribuída. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Ceará. 2017.

MOHAMED, Y. A. I.; RADWAN, A. A. Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems. IEEE trans. Smart grid. Vol. 2. n° 2. Jun. 2011.

SALOMONSSON, D.; SODER, L.; SANNINO, A. Protection of low-voltage DC microgrids. IEEE Trans. Power delivery. vol. 24. n° 3. Jul. 2009.

SILVA, G. A. T. Modos de operação de uma microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Espírito Santo. 2014.

SERBAN, E.; SERBAN, H. A control strategy for a distributed power generation microgrid application with voltage and current controlled source converter. IEEE Trans. Power electron. Vol. 25. n° 12. Agost. 2010.

RESE, L. Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. 2012.

NETO, C. T. J. Controle de um ciclo aplicado a sistemas fotovoltaicos autônomos em uma microgrid de corrente contínua. Tese de doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2016.

HATZIARGYRIOU, N.; JENKINS, N.; STRBAC, G.; LOPES, J. A. P.; RUELA, J.; ENGLER, A.; OYARZABAL, J.; KARINIOTAKIS, G.; AMORIM, A. Microgrids – Large scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids. International Council on Larger Electric System – CIGRE. France. 2006.

LASSETER, R.H.; PAIGI, P. Microgrid: A conceptual solution. IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference. Germany. Jun. 2004.

BELLIDO, M. M. H. Microrredes elétricas: Uma proposta de implementação no Brasil. Tese de doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2018.

KASSAR, L. P. Concepção de modelo de microrrede em corrente contínua com fontes renováveis alternativas. Trabalho de graduação. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2018.

BASTOS, R. F. Sistema de gerenciamento para a integração em CC de fontes alternativas de energia e armazenadores Híbridos conectados a rede de distribuição via conversores eletrônicos. Tese de doutorado. Universidade Federal de São Carlos. 2016.

COELHO, R. F; SCHMITZ, L; MACEDO, L. T; MARTINS, D. C. Estratégia para controle do fluxo de potencia em uma microrrede hibrida destinada a alimentação de cargas CC criticas. Artigo científico. SOBRAEP. 2015.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Micro e mini geração distribuída – Sistema de compensação de energia elétrica. 2º edição. Brasília. 2016.

Associação Brasileira de Energia Eólica–ABEEólica. Disponível em:www.portalbeeolica.org.br. Acesso em: 25/06/2019.

Empresa de Pesquisa Energética-EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia. Disponivelem:www.epe.gov.br. Acesso em: 25/06/2019.

Manual técnico baterias moura. Disponível em:www.moura.com.br. Acesso em: 07/07/2019.