



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MATEUS FRANCO SILVA

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O SUPORTE À ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA
NO CONTEXTO DAS MICRORREDES POR MEIO DE UM SISTEMA DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA A BATERIA**

UBERLÂNDIA

2020

MATEUS FRANCO SILVA

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O SUPORTE À ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA
NO CONTEXTO DAS MICRORREDES POR MEIO DE UM SISTEMA DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA A BATERIA**

Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências, área de concentração: Engenharia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Geraldo Caixeta Guimarães
Orientador – Universidade Federal de Uberlândia – UFU

Prof. Dr. Fabrício Augusto Matheus Moura
Universidade Federal do Triângulo Mineiro – UFTM

Prof. Dr. Thales Lima Oliveira
Instituto Federal de Goiás – IFG

Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes
Universidade Federal de Uberlândia – UFU

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

S586	Silva, Mateus Franco, 1995-
2020	UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O SUPORTE À ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA NO CONTEXTO DAS MICRORREDES POR MEIO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA A BATERIA [recurso eletrônico] / Mateus Franco Silva. - 2020.
<p>Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.226 Inclui bibliografia.</p>	
<p>1. Engenharia elétrica. I. Guimarães, Geraldo Caixeta ,1954-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p>	
CDU: 621.3	

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

MATEUS FRANCO SILVA

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O SUPORTE À ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA
NO CONTEXTO DAS MICRORREDES POR MEIO DE UM SISTEMA DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA A BATERIA**

Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências, área de concentração: Engenharia Elétrica.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães
Orientador

Prof. José Roberto Camacho
Coordenador da Pós-Graduação



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Mateus Franco Silva				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 728 , PPGEELT.				
Data:	Quatorze de fevereiro de dois mil e vinte	Hora de início:	08:00	Hora de encerramento:	10:40
Matrícula do Discente:	11812EEL018				
Nome do Discente:	Mateus Franco Silva				
Título do Trabalho:	Uma contribuição para o suporte à estabilidade de frequência no contexto das microrredes por meio de um sistema de armazenamento de energia a bateria.				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Dinâmica de sistemas elétricos				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título do Projeto: Análise de Estabilidade de Frequência de Microrredes que Empregam Armazenamento de Energia por Baterias. Início: 2017. Situação: Em andamento. Coordenador do Projeto: Geraldo Caixeta Guimarães				

Reuniu-se no Anfiteatro 1E, Campus Santa Mônica, da Universidade Federal de Uberlândia, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Wellington Maycon Santos Bernardes - FEELT/UFU; Thales Lima Oliveira-IFG; Fabrício Augusto Matheus Moura - UFTM; Geraldo Caixeta Guimarães - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Geraldo Caixeta Guimarães, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(as) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

____aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de [Mestre](#).

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Geraldo Caixeta Guimarães, Professor(a) do Magistério Superior**, em 14/02/2020, às 10:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.](#)



Documento assinado eletronicamente por **Thales Lima Oliveira, Usuário Externo**, em 14/02/2020, às 10:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.](#)



Documento assinado eletronicamente por **Wellington Maycon Santos Bernardes, Professor(a) do Magistério Superior**, em 14/02/2020, às 10:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.](#)



Documento assinado eletronicamente por **Fabrício Augusto Matheus Moura, Usuário Externo**, em 14/02/2020, às 16:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.](#)



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site
https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1791635** e o código CRC **69787079**.

Dedico este trabalho a minha avó Vera Alice (*in memorian*), por cada incentivo, afeto e cuidado que teve para comigo durante as dificuldades e alegrias vivenciadas ao longo de minha vida e em especial durante o Mestrado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus pelo dom da vida, pelo seu cuidado diário e tamanho zelo para comigo, como está escrito na Sagrada Escritura no livro de Eclesiastes 3:1 “Para tudo há seu tempo, para cada coisa há um momento debaixo do céu”. Tenho fé que cada desafio, sorriso e noite mal dormida, foram para o meu crescimento pessoal e profissional. Com a certeza que Deus esteve comigo em cada um dos momentos enfrentados ao longo deste trabalho e que sem Ele a realização do mesmo não seria possível, a Ele o meu mais sincero obrigado.

Agradeço aos meus pais Eduardo e Denise que creem e me ensinaram a crer também no valor que possui o ato de aprender. Obrigado pelo dom da vida, puxões de orelha, carinhos, dedicação, incentivos, amor e pelos conselhos que para além de um estudante, eu me tornasse uma pessoa melhor. Agradeço também às minhas irmãs Giovana e Maria Eduarda pela convivência, e bons momentos que ajudam a tornar o meu dia mais alegre.

Agradeço à minha namorada Marcela que esteve comigo desde o último ano do ensino médio, presenciando lado a lado o caminho que me trouxe até aqui, do cursinho, à faculdade e agora ao Mestrado. Como é importante a sua presença nessa jornada, como ela me deu forças e tornou a caminhada mais agradável, sou muito grato a você por esses e pelos muitos outros caminhos que ainda iremos percorrer juntos, obrigado minha linda.

Agradeço aos amigos e familiares, em especial aos meus avós Altamir e Lourdes, por toda torcida, oração, palavra de carinho e motivação que tiveram para comigo durante esse percurso.

Agradeço aos Professores Geraldo e Fabrício pelas contribuições ao longo de meu Mestrado, a vocês a minha gratidão. Estendo o meu agradecimento a todos os demais mestres que tive ao longo de minha jornada que carregavam consigo o prazer por ensinar e consideração para com o aprendiz, pois esses inspiraram a mim e a diversos outros.

Agradeço aos colegas da faculdade e em especial aos do laboratório do Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos, pela convivência diária, momentos de descontração e de aprendizado.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Uberlândia pelo comprometimento com o ensino público e de qualidade, ao qual tive a graça de usufruir. Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela oportunidade e a CAPES pelo apoio financeiro fornecido durante o período da pesquisa.

RESUMO

UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O SUPORTE À ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA NO CONTEXTO DAS MICRORREDES POR MEIO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA A BATERIA

Conceitos como a descentralização, a descarbonização e a democratização do uso da energia elétrica têm impulsionado e ocasionado um considerável aumento da geração distribuída. Em razão desse aumento e principalmente no que se refere às fontes intermitentes de energia, novos paradigmas e desafios aos sistemas de distribuição são propostos, com destaque para as microrredes. Essas estruturas reduzidas facilitam a integração das fontes distribuídas, dos sistemas de armazenamento e cargas locais, uma vez que são fundamentais para o avanço das chamadas redes inteligentes. Além disso, esses sistemas possuem a versatilidade de poderem operar tanto conectados à rede principal, ou de maneira ilhada. No entanto, apesar dos benefícios que essas arquiteturas apresentam, particularidades dessas redes devem ser consideradas, principalmente no que tange problemas de estabilidade, como a baixa inércia inerente destes sistemas e os eventos de transição entre os modos de operação. Os sistemas armazenadores de energia, principalmente as baterias, também têm se destacado, vivenciando um maior quadro quanto ao mercado e conjunto de aplicações. Apresentando-se dentre outras possibilidades, como ferramentas promissoras no que concerne aos desafios citados e a outros no que concerne à adequada operação das microrredes.

Neste contexto, esta dissertação analisa por meio de simulações em ambiente Simulink/Matlab a contribuição que um sistema armazenador de energia, utilizando da tecnologia de lítio-íon, pode prover a estabilidade de frequência de uma microrrede frente a um distúrbio e sucessiva operação em modo ilhado. Para isso, utilizou-se um sistema teste baseado em uma microrrede real da Ilha de Ulleungdo, Coreia do Sul. Os resultados obtidos demonstram os benefícios que o sistema armazenador por baterias pode prover por meio dos controles por *droop* e inércia sintética, em relação ao desvio e taxa de variação de frequência da microrrede frente a eventos que ocasionem no desbalanço de potência ativa. Além disso, propõe-se também neste trabalho uma melhoria ao controle convencional por inércia sintética, em relação ao tempo de recuperação, um sistema de gerenciamento para controle da operação e manutenção do estado de carga do sistema armazenador.

Palavras-chave: Controle *Droop*, estabilidade de frequência, inércia sintética, microrredes, sistemas armazenadores de energia.

ABSTRACT

A CONTRIBUTION TO THE SUPPORT OF FREQUENCY STABILITY IN THE CONTEXT OF MICROGRIDS THROUGH A BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

Concepts such as decentralization, decarbonization, and democratization of electricity use have an impact to increase distributed generation. Due to this growth and mainly concerning about intermittent sources of energy, new paradigms and challenges for distribution systems are proposed, with a highlight towards the microgrids. These reduced structures facilitate the integration of distributed sources, storage systems and local loads, being pointed as fundamental architectures for the advance of the so-called smart grids. In addition, these systems have the versatility to be able to operate either connected to the main grid or on an islanded mode. However, despite the benefits that these architectures present, one must also take into account the particularities of these systems, especially regarding their stability, such as the inherent low inertia of these systems and the transition events between modes of operation. Energy storage systems, especially batteries, have also attracted attention, experiencing a larger picture concerning the market and set of applications. Presenting itself among other possibilities, as promising tools with regard to the challenges mentioned and others concerning the proper operation of the microgrids.

In this context, this work analyzes through simulations in Simulink / Matlab environment the contribution that an energy storage system, using lithium-ion technology, can provide the frequency stability of a microgrid in front of a disturbance and successive islanded mode operation. For this, it is used as a test system based on a real microgrid from Ulleungdo Island, South Korea. The obtained results demonstrate the benefits that the battery energy storage system employed can provide by means of droop and synthetic inertia controls, in relation to the deviation and rate of change of frequency of the microgrid before events that cause active power unbalance. Moreover, it is also proposed an improvement about synthetic inertia control over recovery time, a management system for controlling the operation and maintenance of the state of charge of the storage system.

Keywords: Droop control, energy storage systems, frequency stability, microgrids, synthetic inertia.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Típica estrutura de microrredes	30
Figura 2: Estrutura de uma microrrede híbrida	31
Figura 3: Estabilidade de microrredes e usais estratégias de melhoria empregues	33
Figura 4: Inércia em sistemas de potência	39
Figura 5: Estrutura de controle <i>Master-Slave</i>	42
Figura 6: Segmentos de mercado com base no relatório Q1 2016 do instituto Navigant	44
Figura 7: Microrrede do presídio Santa Rita, Califórnia	44
Figura 8: Microrrede da Ilha de Lençóis, Maranhão	46
Figura 9: Classificação dos sistemas armazenadores de energia	50
Figura 10: Célula a combustível e armazenador de hidrogênio.	53
Figura 11: Central hidrelétrica reversível	54
Figura 12: Estrutura simplificada da planta de CAES McIntosh, Alabama.	56
Figura 13: Supercondutor magnético.	58
Figura 14: Princípio de operação das baterias de fluxo.	59
Figura 15: Princípio de operação das baterias convencionais.	60
Figura 16: Princípio de operação das baterias de lítio-íon.	62
Figura 17: Comparaçao entre as tecnologias de baterias de lítio-íon	63
Figura 18: Previsão e custo de algumas das tecnologias eletroquímicas para aplicação estacionária.	63
Figura 19: Nivelamento de carga e deslocamento de pico	65
Figura 20: Modelo elétrico da máquina síncrona do <i>Simscape Electrical</i>	70
Figura 21: Modelo do regulador de velocidade TGOV1.	73
Figura 22: Modelo do regulador de tensão AC1A.	75
Figura 23: Circuito equivalente da bateria	77
Figura 24: Curva típica de descarga.	79
Figura 25: Etapas de operação no modo: A - Retificador B - Inversor.	80
Figura 26: Circuito monofásico do filtro LCL	81
Figura 27: Estrutura geral do controle PQ.	84
Figura 28: Circuito trifásico de um inversor conectado à rede.	85
Figura 29: Malha de controle PQ.	87
Figura 30: Controle por inércia sintética convencional.	88
Figura 31: Controle proposto para a inércia sintética.	88

Figura 32: Controle por <i>droop</i> .	90
Figura 33: Fluxograma com o controle por inércia sintética.	91
Figura 34: Fluxograma com o controle por <i>droop</i> .	92
Figura 35: Microrrede utilizada.	96
Figura 36: Potência demandada pelo BESS durante o processo de carga constante.	98
Figura 37: Formas de onda da corrente e de tensão durante o processo de carga constante.	99
Figura 38: SOC, corrente e tensão durante o processo de carga constante.	99
Figura 39: Potência fornecida pelo BESS durante o processo de descarga constante.	100
Figura 40: Formas de onda da corrente e de tensão durante o processo de descarga constante.	100
	100
Figura 41: SOC, corrente e tensão durante o processo de descarga constante.	101
Figura 42: Potência durante a transição entre os processos de carga e descarga.	102
Figura 43: Formas de onda da corrente e de tensão durante a transição entre os processos de carga e descarga.	102
Figura 44: SOC, corrente e tensão durante a transição entre os processos de carga e descarga.	103
	103
Figura 45: Comparação entre as respostas de frequência para os três métodos de controle – Caso A	104
Figura 46: Comparação entre as potências ativa da MS para os três métodos de controle – Caso A	105
Figura 47: Comparação entre os ângulos de potência da MS para os três métodos de controle – Caso A	106
Figura 48: Comparação entre as potências mecânica da MS para os três métodos de controle – Caso A	107
Figura 49 Comparação entre as tensões da MS para os três métodos de controle – Caso A	108
Figura 50 Comparação entre as potências reativa da MS para os três métodos de controle – Caso A	109
Figura 51: Comparação entre as tensões de campo da MS para os três métodos de controle – Caso A	110
Figura 52: Potência ativa das fontes eólica e solar – Caso A.	111
Figura 53: Potência de saída BESS – Caso A.	112
Figura 54: Estado de carga para os controles por <i>Droop</i> e Inércia Sintética – Caso A.	112
Figura 55: Corrente para os controles por <i>Droop</i> e Inércia Sintética – Caso A.	113
Figura 56: Tensão para os controles por <i>Droop</i> e Inércia Sintética – Caso A.	113

Figura 57: Comparação entre as respostas de frequência para os três métodos de controle – Caso B.	115
Figura 58: Comparação entre as potências ativa da MS para os três métodos de controle – Caso B.	116
Figura 59: Comparação entre os ângulos de potência da MS para os três métodos de controle – Caso B.	116
Figura 60: Comparação entre as potências mecânica da MS para os três métodos de controle – Caso B	117
Figura 61: Comparação entre as tensões da MS para os três métodos de controle – Caso B	118
Figura 62: Comparação entre as potências reativa da MS para os três métodos de controle – Caso B	119
Figura 63: Comparação entre as tensões de campo da MS para os três métodos de controle – Caso B	119
Figura 64: Potência de saída BESS – Caso B	120
Figura 65: Estado de carga do BESS – Caso B	121
Figura 66: Corrente BESS – Caso B	121
Figura 67: Tensão para os controles por <i>Droop</i> e Inércia Sintética – Caso B.	122
Figura 68: Frequência da microrrede para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso A	123
Figura 69: Potência de saída do BESS para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso A.	123
Figura 70: Frequência da microrrede para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso B.	124
Figura 71: Potência de saída do BESS para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso B.	125

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais tipos, reações e aplicações das células a combustível.	52
Tabela 2: Tipos de cargas elétricas	77
Tabela 3: Potências nominais das fontes de energia.	97
Tabela 4: Demanda da microrrede para os períodos diurno e noturno.	97
Tabela 5: Resultados obtidos por cenário em relação a frequência da microrrede – Caso A	105
Tabela 6: Resultados obtidos por cenário em relação a potência ativa da MS - Caso A	106
Tabela 7: Resultados obtidos por cenário em relação ao ângulo Delta - Caso A	107
Tabela 8: Resultados obtidos por cenário em relação a potência mecânica da MS - Caso A	108
Tabela 9: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão terminal da MS - Caso A	108
Tabela 10: Resultados obtidos por cenário em relação a potência reativa da MS - Caso A	109
Tabela 11: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão de campo da MS - Caso A	110
Tabela 12: Resultados obtidos por cenário em relação a frequência da microrrede – Caso B.	115
Tabela 13: Resultados obtidos por cenário em relação a potência ativa da MS - Caso B.	116
Tabela 14: Resultados obtidos por cenário em relação a potência mecânica da MS - Caso B.	117
Tabela 15: Resultados obtidos por cenário em relação a potência mecânica da MS - Caso B	118
Tabela 16: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão terminal da MS - Caso A	118
Tabela 17: Resultados obtidos por cenário em relação a potência reativa da MS - Caso B	119
Tabela 18: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão de campo da MS - Caso B	120
Tabela 19: Resultados obtidos para os dois cenários de controle em relação ao estudo de Caso A.	123
Tabela 20: Resultados obtidos para os dois cenários de controle em relação ao estudo de Caso B.	125

SUMÁRIO

1 Introdução	19
1.1 Considerações Iniciais	19
1.2 Motivação	22
1.3 Escopo e objetivos	26
1.3.1 Objetivos específicos	26
1.4 Estrutura da Dissertação	27
2 Microrredes	29
2.1 Considerações Iniciais	29
2.2 Conceitos de microrredes	29
2.3 Estabilidade de microrredes	32
2.4 Inércia em sistemas de potência	34
2.5 Ilhamento	39
2.6 Aplicações	42
2.7 Considerações Finais	47
3 Sistemas Armazenadores de Energia	49
3.1 Considerações Iniciais	49
3.2 Conceitos e classificação	49
3.3 Tecnologias de armazenamento	51
3.3.1 Célula a combustível e armazenamento de hidrogênio	51
3.3.2 Usinas hidrelétricas reversíveis (bombeamento hidráulico)	53
3.3.3 Volantes inerciais (<i>Flywheels</i>)	54
3.3.4 Ar comprimido (<i>Compressed Air Energy Storage – CAES</i>)	55
3.3.5 Sistema de armazenamento térmico (<i>Thermal Energy Storage – TES</i>)	56
3.3.6 Supercapacitores	57
3.3.7 Supercondutores Magnéticos	58
3.3.8 Baterias de fluxo	59
3.3.9 Baterias convencionais	60
3.4 Aplicações em microrredes	64
3.4.1 Gerenciamento de energia	65
3.4.2 Melhoria da qualidade de energia	66
3.4.3 Melhoria da estabilidade	67

3.5 Considerações finais	67
4 Modelagem Computacional	69
4.1 Considerações Iniciais	69
4.2 Simscape Electrical	69
4.3 Gerador Síncrono	70
4.3.1 Regulador de velocidade	72
4.3.2 Regulador de tensão	74
4.4 Cargas Elétricas	76
4.5 Sistema de armazenamento por baterias (BESS)	77
4.6 Inversor bidirecional CC-CA	79
4.7 Filtro LCL	80
4.8 Controle do inversor	83
4.8.1 Controle por inércia sintética	87
4.8.2 Controle por <i>droop</i>	89
4.9 Sistema de gerenciamento	90
4.10 Considerações Finais	93
5 Simulações e Resultados Obtidos	95
5.1 Considerações Iniciais	95
5.2 Sistema de Potência	95
5.3 Estudos de Caso	97
5.3.1 Carga e descarga do BESS, análise da resposta bidirecional do inversor.	97
5.3.2 Perda da rede principal devido à falta simétrica na barra 2 – Caso A	103
5.3.3 Ilhamento não intencional – Caso B.	114
5.3.4 Comparação entre as respostas típica e proposta para o controle de inércia sintética utilizando-se do BESS.	122
6 Conclusão	127
A Dados do sistema	141
A.1 Máquina Síncrona	141
A.1.1 Regulador de velocidade	142
A.2 Sistema de armazenamento por baterias (BESS)	142
A.2.1 Filtro LCL	143
A.2.2 Inversor	143

A.2.3 Controles por inércia sintética e <i>droop</i>	143
A.3 Impedâncias por ramo	144
B Componentes e estruturas de controle Matlab/Simulink	145
B.1 Máquina Síncrona	145
B.1.1 Regulador de velocidade	146
B.2 BESS e representação das fontes alternativas	146
B.2.1 Controle Inversor	147
B.2.2 Controle por inércia sintética	148
B.2.3 Controle por <i>droop</i>	149
C Código sistema de gerenciamento Matlab/Simulink	151
C.1 Estrutura de controle	151
C.2 Código MATLAB	153

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A energia elétrica desempenha um papel fundamental frente a sociedade moderna, sendo que a qualidade do seu suprimento afeta diretamente aspectos sociais e econômicos, pois, além de proporcionar maior conforto para a população, sua utilização também influí no que tange a capacidade de produção de bens e serviços. Os combustíveis fósseis, como carvão, gás natural e petróleo constituem historicamente a base da matriz energética mundial, no entanto devido as mudanças climáticas e a escassez desses recursos, a busca por fontes renováveis de energia e tecnologias relacionadas a sua operação têm recebido nos últimos anos uma gradual atenção [1].

Os sistemas elétricos de potência são estruturas complexas compostas por um vasto número de distintas instalações, agentes e operadores. Esses sistemas foram tradicionalmente projetados para acompanhar o consumo, gerando eletricidade em larga escala e de maneira concentrada. Pode-se dividir em três segmentos principais: centrais geradoras, rede de transmissão e rede de distribuição. As centrais geradoras usualmente são compostas por um conjunto de máquinas síncronas, responsáveis pela conversão de uma determinada fonte de energia para a elétrica; as linhas de transmissão são compostas principalmente pela conexão entre essas centrais e os sistemas de distribuição que, por sua vez são encarregados por realizar a interligação das cargas ao sistema.

Atualmente os sistemas elétricos têm enfrentado profundas mudanças em sua topologia e modo de operação, devido à alta integração de recursos energéticos distribuídos, como os sistemas fotovoltaico e eólico. As fontes renováveis de energia, tem crescido rapidamente em escala global em razão de diversos fatores, incluindo incentivos governamentais, a preferência dos consumidores, a preocupação com as mudanças climáticas e a diminuição do custo dessas tecnologias [2] [3].

No que se refere a implantação de novas unidades geradoras, segundo o estudo mais recente da *International Renewable Energy Agency*, IRENA, a potência acumulada mundial proveniente de recursos renováveis em 2017 foi de 2.181 GW e a de 2018 da ordem de 2.356 GW. A capacidade proveniente de hidroelétricas foi de 1.295 GW, representando um aumento

de 1,6% em relação ao ano anterior, 2017. Já a capacidade instalada de energia eólica nesse mesmo ano foi de 563 GW apresentando um aumento de 9,5% em referência a 2017. Por fim, a energia solar alcançou a magnitude de 486 GW, apresentando o maior acréscimo, 25% em relação à capacidade instalada de 2017 [4].

A integração das unidades distribuídas ao sistema de energia, retirou das centrais geradoras a responsabilidade de ser a única fonte de potência aos usuários finais. Além disso, esse tipo de geração localiza-se usualmente próximo à carga o que não ocorria antes. Assim sendo, faz-se interessante o uso pleno desta no fornecimento de energia elétrica. Além das causas ambientais, a Geração Distribuída (GD) possui grande potencial para melhorar a performance dos sistemas de distribuição devendo ser, portanto, encorajada [5].

Dentre os benefícios que esse tipo de geração pode agregar ao sistema, pode-se citar a sua capacidade de operar em áreas isoladas onde seria difícil a conexão com a rede principal, melhorando dessa forma a condição econômica e a qualidade de vida das pessoas que vivem nessas áreas. Dependendo do tipo de modalidade tarifária adotada o consumo em horário de ponta possui um custo mais elevado, a GD pode contribuir com a diminuição desse valor suprindo a carga quando ocorrer a operação nesse horário de maior demanda, reduzindo o custo da energia para o cliente. Como a inserção desse tipo de geração é geralmente próximo ao consumidor, pode-se ter também uma redução das perdas técnicas e uma melhora do perfil de tensão da rede, contribuindo assim para a qualidade de energia do sistema [6].

Apesar desses benefícios, há ainda diversos outros aspectos importantes que devem ser considerados quanto à inserção da GD no sistema elétrico de potência. A conexão dessas fontes na rede pode originar uma maior complexidade de operação e controle dos sistemas de distribuição, alteração do nível de curto-circuito, fluxo de potência reverso, sobretensões, harmônicos, flicker, problemas relacionados a estabilidade do sistema, dentre outros.

Sendo assim, diante dessas características apresentadas pela GD é necessário que se realize uma reconfiguração dos sistemas elétricos existentes, sendo que as redes inteligentes, *Smart Grids*, apresentam-se como uma boa alternativa e tendem a ser a chave para essa transformação [7]. As redes inteligentes são baseadas na incorporação de elementos de medição e de automação inteligentes aliados à geração descentralizada. Esse novo conceito tecnológico de operação, proposto por essa tecnologia, irá transformar a estrutura dos sistemas elétricos de potência desde a geração até o consumidor final.

Apesar de não existir uma clara definição a respeito do conceito de microrrede e esse variar de acordo com a região, pode-se, de maneira geral, definir que as microrredes, *microgrids* (MG), são plataformas que facilitam a integração das fontes distribuídas, sistemas de

armazenamento e cargas locais, de maneira que a rede garanta um suprimento sustentável de energia, com competitividade de preço e confiabilidade [8].

Esses sistemas reduzidos de distribuição de energia, podem operar de forma ilhada utilizando apenas recursos locais (sistemas *off-grid*) ou ainda de maneira conectada à rede principal (sistemas *on-grid*). Para a operação conectada à rede principal, tem-se a possibilidade de intercâmbio de energia entre a microrrede e a concessionária, por meio de um gerenciador local. Já para o modo desconectado, ou operação em modo ilhado, a microrrede deverá ser capaz de atender as cargas locais, mantendo as referências de tensão e frequência.

Durante a transição entre os modos conectado para o desconectado, pode ocorrer um desbalanço de potência, o que certamente é um quesito que exige análise e tratamento adequados para que assim se possibilite a correta operação da MG. O nível de desbalanço de potência pode ocasionar oscilações rápidas de frequência e/ou tensão e, até mesmo, levar a cenários mais graves devido à perda da reserva de potência advinda da rede principal. Desta forma, cuidados quanto a potência ativa, reativa, frequência e tensão devem ser tomados a fim de se garantir a estabilidade da MG dada a operação em modo ilhado [9].

A estabilidade da microrrede em modo ilhado, depende principalmente da capacidade de potência da mesma durante o período para o qual sucedeu-se o ilhamento. Dada a mudança de filosofia de operação, portanto, a análise do desbalanço de energia e o uso de ferramentas que visam contribuir para essa transição fazem-se fundamentais para a viabilidade técnica da mesma. Além disso, uma vez ocorrida a operação ilhada da microrrede, ao menos uma das fontes distribuídas de energia deverá ser responsável pela manutenção dos níveis de frequência e tensão.

Os armazenadores de energia mostram-se como ferramentas interessantes no que tange ao auxílio a estabilidade de frequência e tensão da microrrede durante a ocorrência de um ilhamento, seja ele intencional ou não. Esses sistemas podem operar de modo a suavizar o desequilíbrio entre a oferta e demanda de potência, atuando de maneira rápida e podendo fornecer por tempo limitado até mesmo uma potência superior à sua capacidade nominal, o que não é possível de ser realizado, por exemplo, pelas fontes solar e eólica.

Diante das considerações realizadas, trabalhos que abordem o uso de distintas metodologias de controle e ferramentas que possibilitem uma melhor transição entre os modos conectado e ilhado da microrrede levando em conta o desbalanço de potência ativa e consequente oscilação de frequência, mostram-se relevantes e passíveis da realização de estudos e contribuições.

1.2 Motivação

A desregulamentação do setor elétrico, assim como a necessidade gradativa por fontes de energia sustentáveis e de maior eficiência, tem conduzido pesquisas e desenvolvimentos tecnológicos que atendam a essas demandas, sendo a GD uma peça fundamental desse processo. O avanço dessas tecnologias tem movido a reestruturação do sistema elétrico, sendo indispensável estudos a respeito do novo comportamento da rede no que tange a estabilidade e confiabilidade operacional, seja ela ocasionada por contingências físicas ou até mesma oriunda de ataques cibernéticos [10] [11]. Já se há um consenso que as microrredes irão desempenhar um papel fundamental na melhoria do desempenho dos sistemas elétricos, sendo juntamente com as redes inteligentes apontadas como o futuro e alternativa para a melhoria da qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica [12].

Diferentemente da tensão, que é um parâmetro local de qualidade de energia tendo maior relação com a quantidade de reativo do sistema, a frequência apresenta-se como um parâmetro global da qualidade de suprimento do sistema, sendo diretamente dependente da potência ativa e representando o balanço entre geração e demanda, incluindo-se as perdas técnicas. As fontes alternativas de energia possuem natureza intermitente o que afeta diretamente a estabilidade e confiabilidade da rede [13]. Para que a previsão dos benefícios advindos das MG se concretize, essas redes devem ser capazes de manter tanto a tensão quanto a frequência dentro de uma determinada faixa, a fim de atender os parâmetros de qualidade requeridos.

Dada a contingência ou perturbação, ao menos uma das fontes de geração distribuída da MG deve ser capaz de realizar a manutenção desses parâmetros, viabilizando a sua operação, especialmente durante a ocorrência de ilhamentos não intencionais como os ocasionados por falhas do sistema de proteção [14] [15]. Isso requer o desenvolvimento de estratégias inovadoras de controle e utilização de ferramentas que possam prover a estabilidade desses sistemas diante de condições tão desafiadoras de operação [14] [16].

Dentre os desafios apresentados acerca do controle e estabilidade de microrredes, destacam-se os seguintes [17]:

- A intermitência da geração em função da inserção das fontes alternativas de energia, o comportamento dinâmico das cargas e a possibilidade de falhas, são fatores que podem ocasionar em distúrbios em relação a ambos parâmetros, frequência e tensão.

- A gradual substituição dos geradores síncronos por fontes de energia que são conectadas à rede por meio de inversores, diminuindo a inércia desses sistemas e por conseguinte os tornando mais vulneráveis a perturbações.
- O alto grau de interação entre as unidades de GD com diferentes interfaces e características de controle. Tal fato dificulta a operação e consequentemente afeta negativamente a estabilidade da microrrede.

Em sistemas tradicionais de energia, as centrais geradoras representam a principal solução quanto ao controle de frequência, sendo a fonte de armazenamento e suprimento de energia. Porém, no que se refere as microrredes, a utilização dos sistemas armazenadores por baterias combinados com o controle coordenado das GD, apresentam-se como melhor solução para lidar com os desafios relacionados a esse controle [18] [19] [20].

Os sistemas armazenadores de energia por baterias, *battery energy storage system* (BESS), podem ser conectados à rede por meio de inversores, sendo capazes de proporcionar uma resposta rápida de potência ativa e reativa provendo suporte ao controle e estabilidade da MG. Eles são capazes de atuar tanto como cargas, demandando potência da microrrede, como geradores, fornecendo potência. Sob metodologias adequadas, esses recursos podem ser fundamentais e facilitadores de uma operação confiável e estável das MG [17]. Devido a essa característica de rápida resposta, o BESS apresenta-se como boa solução para compensar as restrições de geração que a GD, principalmente as fontes alternativas, apresentam [21].

Para os sistemas tradicionais de potência, o controle de frequência é realizado em três níveis: primário, secundário e terciário que são realizados sucessivamente a fim de garantir o apropriado suprimento as cargas, mantendo os níveis de qualidade da energia e visando o melhor custo possível [22]. Estudos que sugerem uma abordagem semelhante a essa para o controle de frequência das MG já tem sido realizados a algum tempo, envolvendo o despacho em tempo real de múltiplas GDs, armazenadores de energia e cargas [23].

O recente trabalho [24] utiliza-se de uma abordagem computacional para analisar como a operação do BESS, em um sistema ilhado de potência, afeta a taxa de variação de frequência, *rate of change of frequency* (ROCOF), e a frequência durante a perda de um grupo gerador. O Sistema de 39 Barras do IEEE foi adaptado no *software* DIgSILENT PowerFactory de maneira que refletisse o comportamento do sistema elétrico irlandês. Destaca-se que na Irlanda o sistema é sincronicamente isolado, pois não possui conexões com redes maiores tendo uma geração despachável total de 10,3 GW e uma não despachável de 4,1 GW com 3,7 GW providos por fontes eólicas de energia, tem-se ainda a expectativa que até 2026 a quantidade de energia advinda dessas fontes não despacháveis alcance 7,1 GW [25]. Os resultados ilustram que o

tamanho do sistema armazenador e outros parâmetros relacionados a sua operação, como tempo de resposta possuem influência direta quanto a capacidade do BESS em auxiliar ao desbalanço de potência e consequente excursão de frequência.

Em [26] apresenta-se alguns pontos a respeito do planejamento e operação dos sistemas modernos de potência, trazendo exemplos reais do que ocorre na Europa, América do Norte e Austrália. Dentre esses eventos, destaca-se o *blackout* no Sul da Austrália em 2016, atribuído dentre outros fatores a baixa inércia daquela região devido à alta penetração de fontes alternativas na rede. Mesmo para grandes sistemas a expansão das fontes não síncronas pode originar problemas relacionados a inércia da rede, semelhante ao das redes menores ou microrredes [27].

Na referência [28], utiliza-se do BESS como principal responsável por manter a tensão e a frequência de uma microrrede, respeitando-se os limites no que tangem a qualidade da energia elétrica. Destaca-se que essa MG opera de maneira isolada e com alta inserção de fontes renováveis, apresentando uma baixa inércia. Apesar do BESS ter sido apontado como uma boa solução para manter o suprimento adequado desse sistema, devido a sua capacidade limitada, é necessário ainda a presença de uma máquina síncrona, no caso um gerador diesel, para que seja possível realizar a manutenção do seu estado de carga e garantir a adequada operação da MG.

Já no trabalho [29] apresenta-se a combinação entre a utilização da máquina síncrona virtual e de sistemas armazenadores de energia para o emprego da inércia sintética em microrredes. Em [30], é ilustrado a contribuição que a inércia sintética provida por meio do BESS pode proporcionar a pequenos sistemas, devido à redução da inércia convencional dessas redes. A fim de assegurar a adequada operação em modo ilhado, em [31] são abordados distintos controles que podem ser empregados, utilizando-se do BESS para fornecer suporte a regulação de frequência da MG.

A dissertação [32] estuda, utilizando-se do *software* PSS/E as possibilidades da aplicação de sistemas de armazenamento de energia por baterias na Suécia, parte do sistema nórdico de potência, com o objetivo de fornecer suporte de frequência a esse sistema. Os resultados obtidos pelo trabalho indicam que grandes armazenadores de energia, principalmente os que utilizem da tecnologia lítio-íon, podem alcançar respostas satisfatórias no que concerne à redução de desvios de frequência, ROCOF, e tempo para alcançar o ponto mais baixo para o qual a frequência excursionou, também conhecido como nadir de frequência,. Além disso, foram realizados estudos de viabilidade econômica demonstrando a dificuldade em encontrar incentivos financeiros para a aplicação desse tipo de tecnologia no que se refere a reserva de

contenção de distúrbio de frequência, do inglês, *Frequency Containment Reserve Disturbance* (FCR).

Por sua vez, o trabalho [33] investiga uma nova abordagem dedicada à construção de uma rede elétrica teste utilizando-se das ferramentas SICRE¹ e linguagem de programação Python , cuja frequência varia de maneira realista em função das oscilações originadas pelas cargas, geração tradicional de energia, fontes eólica e fotovoltaica. Essas oscilações são analisadas por meio da transformada de Fourier do sinal de frequência. Diante esse cenário, é simulada uma representação do BESS estudando a capacidade e eficiência que esse sistema pode prover à regulação de frequência da rede utilizando-se do controle por *droop*, levando em consideração o seu estado de carga para um longo período de aplicação.

Em [34] o objetivo é analisar os requerimentos e desafios que os sistemas de transmissão e distribuição estão enfrentando em razão da redução da inércia dessas redes, enfatizando distintas possíveis soluções. O estado da arte dessas tecnologias é abordado destacando os benefícios e desvantagens de cada tecnologia analisada. Para isso, os dois esquemas principais de controle abordados foram o controle por inércia sintética, visando a melhora do ROCOF, e controles que atuem em função do desvio de frequência.

O principal foco do trabalho [17] consiste no desenvolvimento de uma nova abordagem, por meio de simulações, do controle de um inversor do tipo fonte de tensão, responsável por realizar a conexão do sistema armazenador de energia por baterias com a microrrede analisada. O controle adaptativo proposto, tem por intuito promover uma maior margem de estabilidade de regulação de frequência e tensão desse sistema. Dessa maneira, este trabalho estuda o emprego do BESS frente a diferentes contingências, como faltas simétricas e assimétricas, analisando as respostas dinâmicas de tensão e frequência durante essas perturbações.

Posto esse cenário, trabalhos que visem abordar o comportamento de sistemas armazenadores de energia e a contribuição que eles podem proporcionar frente as mudanças e reestruturação que o sistema elétrico de potência vem sofrendo, como o crescente número de inserção de fontes não tradicionais de energia, diminuição da inércia e a implantação gradual de microrredes, mostram-se atuais. Sendo assim, essa dissertação estuda por meio de simulações a regulação de frequência em uma microrrede e a contribuição que o BESS é capaz de fornecer a essa, frente a distintas perturbações, como ilhamento não intencional e curto-círcuito simétrico.

¹ Sicre: Simulador dinâmico de sistemas de energia.

1.3 Escopo e objetivos

O principal objetivo deste trabalho é estudar, por meio de simulações, os benefícios que um sistema armazenador de energia, utilizando-se da tecnologia lítio-íon, pode proporcionar com relação à regulação de frequência de uma microrrede frente a um distúrbio e sucessiva operação em modo ilhado. Sendo assim, o escopo foi limitado a análise do comportamento do sistema após uma contingência e consequente operação isolada, não abordando mecanismos que identifiquem a ocorrência dos eventos de ilhamento.

1.3.1 Objetivos específicos

- Contextualizar e apresentar ao leitor quanto ao estado da arte sobre microrredes, estabilidade de frequência e tecnologias envolvendo sistemas armazenadores de energia.
- Propor um sistema de gerenciamento que realize a manutenção do estado de carga do BESS, provendo ainda o auxílio a microrrede quando necessário.
- Implementar o conversor bidirecional utilizando-se da Transformada de Park para a conexão do BESS à microrrede.
- Implementar o controle por inércia sintética tradicional, e propor uma derivação deste controle, utilizando-se do BESS a fim de mitigar distúrbios e melhorar a taxa de variação de frequência da microrrede analisada.
- Implementar o controle por *droop* de maneira que se obtenha melhores resultados frente aos desvios de frequência originados pelas contingências aplicadas.
- Implementar de maneira simplificada e utilizando-se de uma fonte ideal de tensão, representações das fontes solar e eólica da microrrede teste.
- Implementar os controles de frequência e tensão da máquina síncrona utilizada, sendo essa o principal elemento no que concerne à manutenção de tensão e frequência da microrrede frente a operação em modo ilhado.
- Realizar a comparação entre os diferentes controles empregados, apresentando os resultados obtidos pelas simulações.

1.4 Estrutura da Dissertação

Além do capítulo introdutório que visa apresentar de maneira sucinta a motivação, o escopo e os objetivos deste trabalho, esta dissertação em consonância com os objetivos expostos, encontra-se organizada do seguinte modo.

Capítulo II – Microrredes

Neste capítulo, disserta-se sobre as microrredes. Tecem-se comentários a respeito da história e da arquitetura destes sistemas, estabilidade, estruturas de controle que podem ser empregadas para o gerenciamento destas, da operação em modo ilhado, das aplicações e segmentos de mercado.

Capítulo III – Sistemas Armazenadores de Energia

Neste capítulo, disserta-se a respeito dos sistemas armazenadores de energia, apresentando ao leitor os sistemas de armazenamento que podem ser empregadas no âmbito dos sistemas elétricos de potência e a suas classificações, as aplicações destes sistemas em microrredes e a justificativa pela tecnologia adotada.

Capítulo IV – Modelagem

Neste capítulo, disserta-se acerca da modelagem dos componentes e das estruturas de controle utilizadas para a realização do trabalho, discorrendo a respeito da máquina síncrona e seus controles, do sistema armazenador por baterias utilizado, do filtro de terceira ordem empregado, dos controles aplicados ao inversor e do sistema de gerenciamento proposto.

Capítulo V – Simulações e Resultados Obtidos

Neste capítulo, apresentam-se os resultados obtidos, quanto aos processos de carga e descarga do BESS, da contribuição que esse pode prover quanto a regulação de frequência da microrrede e a comparação entre os resultados para o controle convencional e proposto de inércia sintética.

Capítulo VI – Conclusão

Por fim, neste capítulo final, realizam-se as considerações conclusivas a respeito do trabalho, e as contribuições e ramificações que podem ser contempladas em pesquisas futuras.

CAPÍTULO II

2 MICRORREDES

2.1 Considerações Iniciais

As futuras redes elétricas devem ser mais flexíveis, acessíveis, confiáveis e economicamente viáveis para que possa ocorrer uma maior aplicação e adequada operação das chamadas redes inteligentes. Com o intuito de atingir esse e outros objetivos como a redução da utilização dos combustíveis fósseis no que tange a geração de energia elétrica, as microrredes tem se mostrado como uma boa solução, com diversos trabalhos sendo realizados a respeito da configuração, operação e tecnologias que englobam essa estrutura. Dessa maneira, esse capítulo visa apresentar alguns conceitos básicos quanto a arquitetura, controle e aplicação desses sistemas, sendo esses de relevância para o entendimento do leitor no que concerne a essas estruturas e do trabalho realizado.

2.2 Conceitos de microrredes

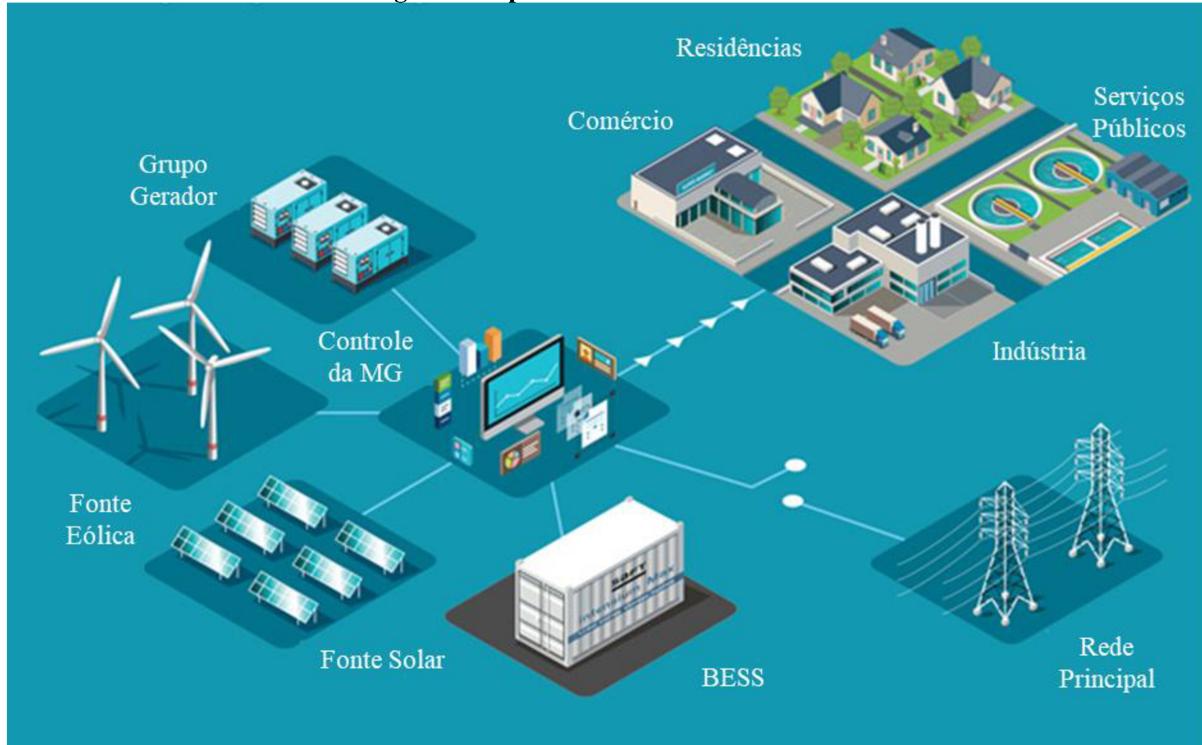
Já é perceptível as mudanças que os sistemas elétricos de potência vêm atravessando nos últimos anos, atreladas aos conceitos de descentralização, descarbonização e democratização do uso da energia. Essas tendências, também conhecidas como “os três Ds”, têm sido impulsionadas pela necessidade de se ter um melhor controle dos custos relacionados a eletricidade, na substituição de infraestruturas até antes dominantes no setor, na redução do uso de combustíveis fósseis e em um controle mais apurado de informações, visando ao mesmo tempo garantir a qualidade e a confiabilidade do seu suprimento [35].

Embora, o avanço gradual das fontes alternativas de energia seja algo relativamente recente, a proposta de descentralização de energia foi elaborada inicialmente por Thomas Edison no final do século XIX com o conceito de geração em Corrente Contínua (CC), tendo os geradores CC próximos às cargas. No entanto, de 1920 a 1970, a geração em Corrente Alternada (CA) e de forma centralizada, de grande capacidade, como as hidrelétricas, aumentaram a confiabilidade e diminuíram o custo da energia, impulsionando o desenvolvimento das redes que temos hoje. Apesar, do sistema em corrente contínua não ter ganho prospecção no passado e o sistema proposto por Westinghouse e Nikola Tesla ter se

mostrado mais vantajoso, atualmente tem-se experimentado um retorno à descentralização, sendo as microrredes peças fundamentais desse processo [36].

As microrredes são arquiteturas de rede que proporcionam um gerenciamento da geração e demanda de forma local, podendo ser ainda automaticamente isoladas da rede principal por razões econômicas ou técnicas, mantendo-se o suprimento de energia [35]. Essas redes reduzidas são responsáveis por formar sistemas que podem vir a ser compostos por GD, sistemas armazenadores de energia e cargas locais. A Figura 1 ilustra uma estrutura típica de microrredes, compreendendo geração distribuída, como as fontes solar e eólica de energia, geradores a diesel, cargas locais, BESS e o sistema de controle local responsável pela operação desse sistema.

Figura 1: Típica estrutura de microrredes



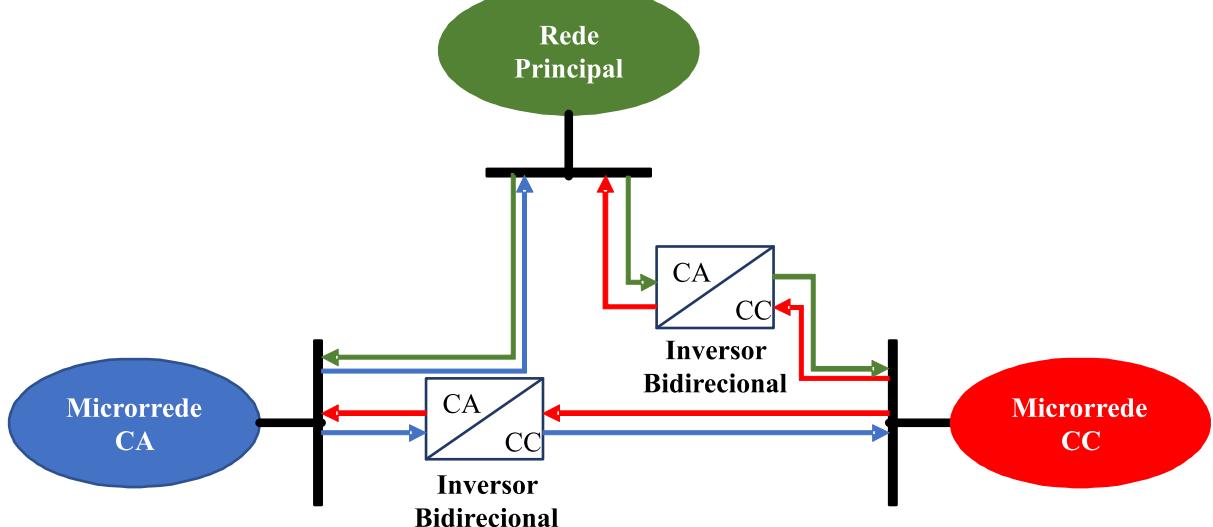
Fonte: Adaptado de [37]

As microrredes operam em corrente contínua ou corrente alternada. As microrredes CA são usualmente conectadas ao sistema de distribuição em média tensão por meio do Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Nesses sistemas as fontes distribuídas, os sistemas armazenadores de energia e as cargas locais podem operar conectados à rede maior, ou desconectados, sendo essa a topologia mais utilizada. Durante o modo conectado a frequência e tensão da microrrede se dará em função do sistema maior e durante a operação em modo

ilhado esses parâmetros passam a ser de responsabilidade das fontes de energia e sistema de gerenciamento da microrrede. Nas microrredes que operam em corrente contínua as fontes de energia e as cargas são conectadas por meio de um ou mais barramentos CC, no entanto há ainda a necessidade de uma interface CA, uma vez que os sistemas de distribuição são em corrente alternada. Apesar dos avanços tecnológicos quanto a operação desses sistemas, eles ainda possuem uma baixa aplicação prática [38].

Mesmo com a distinção entre as duas topologias, pode-se realizar a integração entre elas por meio de inversores bidirecionais garantindo o fluxo de potência em ambos os sentidos e ainda a conexão com a rede principal, formando as microrredes híbridas como ilustrado pela Figura 2 [31].

Figura 2: Estrutura de uma microrrede híbrida



Fonte: Autor

As microrredes apresentam uma menor capacidade de geração em relação aos sistemas convencionais, a inserção das fontes de energia ao nível de distribuição e a proximidade dessas fontes com as cargas, dentre outras características, como [39]:

- Corresponde a uma pequena porção geográfica;
- Potência instalada de GD, comparável à da carga;
- Recursos de geração baseados em energia renovável;
- Tensão ao nível de distribuição, em baixa ou média tensão;
- Elevado grau de tecnologia de comunicação;
- Monitoramento das cargas, geradores e equipamentos da rede de distribuição;
- Pode ser vista pela concessionária como um único cliente;

- Pode operar de forma ilhada intencionalmente, caso necessário.

Percebe-se pelas características apresentadas que as concepções de geração distribuída, ilhamento, redes inteligentes e microrredes se complementam. Por exemplo, suponha que haja a necessidade de uma microrrede operar ilhada, isso somente será possível devido a tecnologias que permitam identificar esse ilhamento e as GDs que serão responsáveis por manter o suprimento adequado de energia daquele sistema, sendo esses, conceitos fundamentais ao que se refere ao futuro dos sistemas elétricos de potência.

2.3 Estabilidade de microrredes

Para que se possa abordar a estabilidade em microrredes, primeiro faz-se necessário a definição do termo e o que ele representa dentro dos estudos em sistemas elétricos de potência. Em [40] estabilidade é definida como sendo: “A habilidade de um sistema elétrico, para uma dada condição inicial de operação, de recuperar um estado operacional de equilíbrio após ter sido submetido a um distúrbio físico, mantendo a maioria das variáveis do sistema dentro de uma faixa limitada de maneira que praticamente todo o sistema permaneça intacto.” Desta forma, este trabalho considera o conceito de estabilidade de microrredes como sendo o mesmo apresentado pela referência e condizente com os sistemas tradicionais de potência.

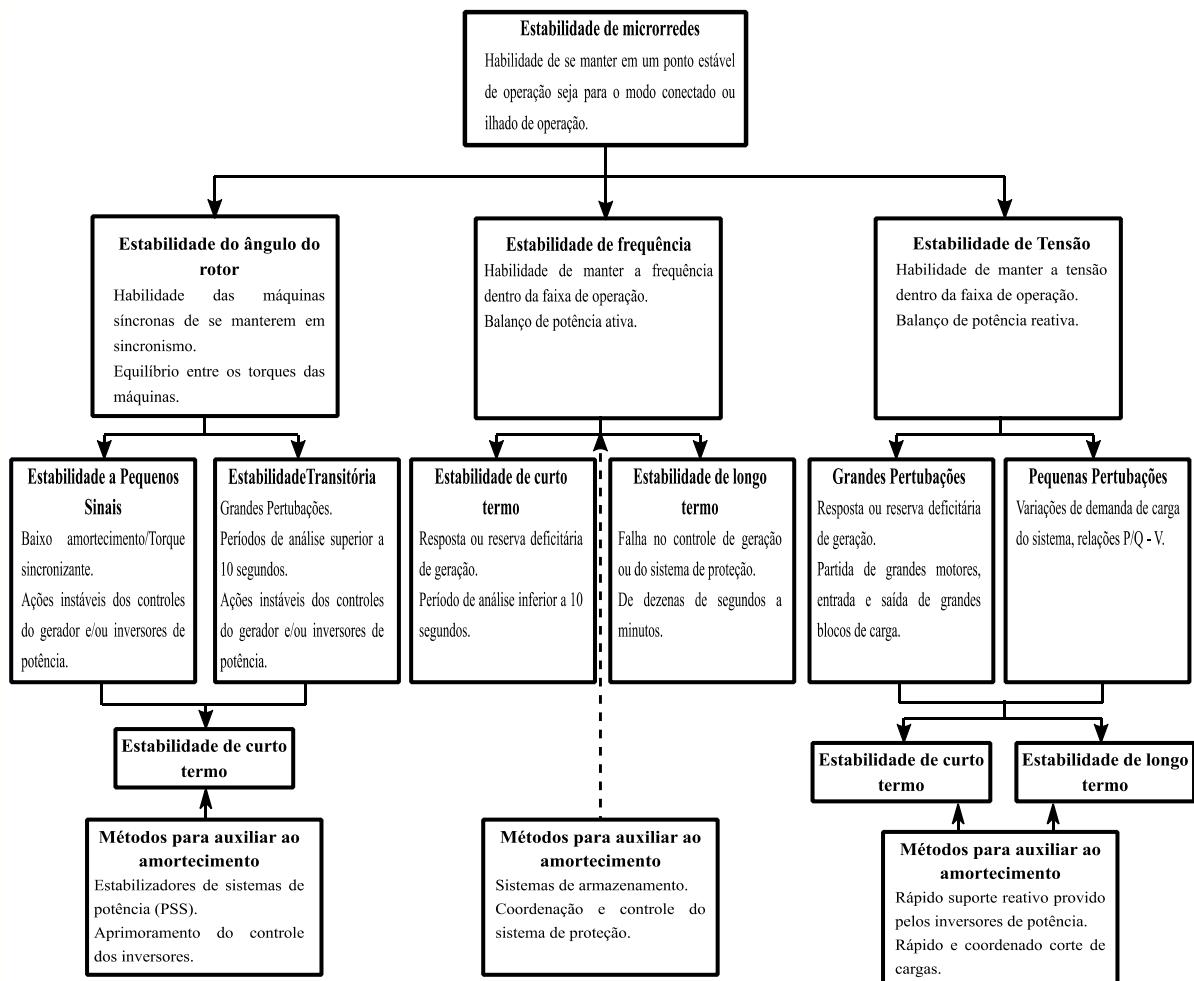
O estudo de estabilidade de microrredes, deve se valer da experiência já adquirida com a dos realizados para os sistemas tradicionais, levando em conta as suas proximidades e distinções. Com isso, a fim de abordar estratégias apropriadas que possibilitem a melhora da estabilidade em microrredes, é necessário que se entenda a natureza física das perturbações que esses sistemas estão sujeitos. Assim sendo, os problemas que se relacionam com a estabilidade das MGs tendo por base as particularidades desses sistemas e levando em conta os conceitos apresentados pelos trabalhos [41] [40], devem considerar [17]:

- A natureza física e a perturbação a qual a microrrede foi sujeita;
- O tamanho dessa perturbação em relação a microrrede analisada;
- Os dispositivos de controle e o tempo crítico de atuação para que não ocorra a instabilidade da microrrede;
- Estudos apropriados para que se avalie e preveja contingências que possam ocasionar a instabilidade desses sistemas.

A Figura 3 é uma adaptação, para microrredes, da visão geral dos problemas que se relacionam com a estabilidade de potência de sistemas tradicionais dados por [41], identificando as suas categorias, subcategorias e possíveis aprimoramentos.

Entre as categorias ilustradas, este trabalho limitou-se e tem por objetivo o estudo da estabilidade de frequência em microrredes. Esse estudo, refere-se à capacidade do sistema elétrico em manter a frequência da rede estável após uma perturbação, resultando em um equilíbrio entre geração e demanda. Essa capacidade depende diretamente da habilidade desses sistemas em manter e restaurar o equilíbrio de potência da rede, com o mínimo possível de corte de carga [40]. Tal estudo é crucial no que rege a operação dos sistemas elétricos tradicionais ou das microrredes, pois a instabilidade de frequência pode ocasionar em uma sequência de desligamentos tanto das cargas como das fontes de energia do sistema, levando a uma operação insustentável e consequente *blackout* da rede.

Figura 3:Estabilidade de microrredes e usais estratégias de melhoria empregadas



Fonte: Adaptado de [17]

Dentre as particularidades das MGs destaca-se há alta penetração de fontes intermitentes conectadas à rede por meio de inversores, dificultando a adequada operação desses sistemas. Isto posto, dada a ocorrência de perturbações, é interessante que se aborde metodologias que

contribuem para a estabilidade desses sistemas, aumentando a confiabilidade e possibilitando uma melhor operação.

2.4 Inércia em sistemas de potência

Há pouco tempo a crescente conexão tanto de fontes como de cargas por meio de inversores a rede, tem levado a atenuação da inércia dos sistemas elétricos de potência, em especial das microrredes que por natureza possuem alta conexão de GDs. Tal fato, resulta em uma operação distinta da que se tinha para os sistemas tradicionais e mostra-se como um dos maiores desafios futuros para os operadores do sistema elétrico.

A Comissão Europeia estabeleceu estratégias energéticas visando uma economia mais segura, sustentável e de baixa emissão de carbono. Dessa maneira, o uso das fontes alternativas de energia mostra-se como peça fundamental desse processo, além de auxiliar na diminuição do aquecimento global por meio da redução nas emissões de gases de efeito estufa. Tem-se a expectativa de que essas fontes de energia possibilitem uma maior diversidade dentro desse segmento [42]. Dessa forma, o tratado climático e energético de 2020, (*2020 Climate & Energy Package*), estipulou que [43]:

- 20% da redução nas emissões de gases de efeito estufa (desde os níveis de 1990);
- 20% da produção de energia da União Europeia (UE) deve ser proveniente de fontes de energia renováveis;
- 20% de melhoria no que tange a eficiência energética.

Essas metas foram concebidas pelos líderes da UE em 2007 e promulgadas na legislação em 2009. Compondo, as principais metas para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo até o ano de 2020. Em 2015, os países signatários da Convenção das Nações Unidas sobre Mudança Climática fecharam o Acordo de Paris, com o objetivo de manter a elevação média de temperatura do Planeta entre 1.5°C e 2°C, tendo cada País a sua meta específica. A do Brasil é a de reduzir em 37% as emissões até 2025, com indicativo de cortar até 43% em 2030, ambos os valores em comparação ao ano de 2005 [44].

A matriz elétrica brasileira é composta em sua maioria por fontes renováveis de energia, ao contrário da matriz elétrica mundial. Dentro dessa matriz, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a geração hidráulica ainda corresponde pela maior parcela, sendo responsável por 62,5% da geração total de energia, tendo por base o ano de 2017 [45]. No entanto, no futuro as fontes alternativas desempenharão um papel maior no que concerne à geração de energia. Em 2009, a geração hidráulica brasileira correspondia a 78610 MW, em

2018 ela alcançou 104195 MW, correspondendo a um aumento de 32,5%. A energia proveniente das fontes eólicas no Brasil em 2009 era de 602 MW e em 2018 chegou a 14401 MW correspondendo a um aumento de 239,2%. A solar em 2010 era estimada em 1 MW já no ano de 2018 em 2296 MW, o que equivale a um aumento de 2296% [4]. Apesar dessas fontes no Brasil ainda não apresentarem a mesma proporção do que em países como a Alemanha, Dinamarca, Irlanda e Portugal, os dados demonstram a expansão do emprego desse tipo de energia, sendo que no futuro o Brasil terá também que lidar com as vantagens e desafios que a alta inserção desses recursos alternativos acarreta.

Embora, a inércia ainda não se mostre como um problema urgente, principalmente para os grandes sistemas interligados, como o do Brasil, para pequenos sistemas como as microrredes, faz-se relevante, principalmente durante o modo de operação isolado, uma vez que a sua diminuição origina em uma maior sensibilidade desses sistemas.

O conceito físico de inércia pode ser definido de maneira geral como sendo a resistência física de um objeto a mudanças do seu estado de movimento, incluindo velocidade e direção [46]. Para os sistemas elétricos de potência ela se relaciona diretamente com a capacidade do sistema em se manter em um ponto de operação estável frente a perturbações.

Dessa maneira, a inércia se apresenta como um parâmetro fundamental no que tange a estabilidade da rede. Para os sistemas de potência ela representa a resposta imediata de frequência frente ao desbalanço de energia. Para os sistemas tradicionais, dado um desequilíbrio entre a potência ativa, as massas rotativas dos geradores síncronos absorvem ou injetam energia cinética a fim de mitigar essa oscilação [47]. Tanto para esses sistemas como para as microrredes quanto menor a inércia, menor o amortecimento e mais abrupta a variação de frequência frente a esses desbalanços.

A resposta inercial nos sistemas elétricos advém em sua maioria das fontes tradicionais de energia, geradores síncronos. Uma vez que esses geradores operam com uma velocidade de rotação (w_r) igual a velocidade síncrona, tem-se que a frequência angular elétrica(w_e) varia diretamente com esse parâmetro, portanto, uma queda do valor da frequência da rede corresponde a uma queda de velocidade; e um aumento da frequência da rede origina em um aumento da velocidade da máquina. Posto isso, o movimento descrito pelo rotor de cada gerador pode ser expresso como sendo o produto do momento de inércia pela sua aceleração angular, dado por (1.1) [48]:

$$J_{GS} \frac{dw_e}{dt} = T_m - T_e = T_a \quad (1.1)$$

Na qual J_{GS} representa o momento de inércia levando-se em consideração o número de pares de polos das máquinas síncronas. T_m , T_e e T_a representam, respectivamente, os torques mecânico, elétrico e acelerante. Em sistemas elétricos é usual se trabalhar com potência ao invés de torque, uma vez que o seu processo de medição é mais simples do que o do torque, pois pode ser realizado utilizando-se somente de parâmetros elétricos. Desta maneira, tendo em mente que potência é igual a derivada da energia no tempo pode-se escrever (1.2):

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{J_{GS} \cdot w_e^2}{2} \right) = P_m - P_e = P_a \quad (1.2)$$

Em que P_m , P_e e P_a representam respectivamente as potências mecânica, elétrica e acelerante. O lado esquerdo da equação representa a energia cinética armazenada nas massas rotativas dos geradores, essa energia é usualmente expressa em termos da potência aparente da máquina, sendo comumente representada dentro dos estudos de estabilidade por H_{GS} , denominada constante de inércia. Essa constante representa o período de tempo em segundos que o gerador poderá fornecer uma potência equivalente a nominal somente utilizando da energia armazenada em suas massas rotativas, dada por (1.3):

$$H_{GS} = \frac{\left(\frac{J_{GS} \cdot w_{e,0}^2}{2} \right)}{S_{GS}} = \frac{E_{GS}}{S_{GS}} \quad (1.3)$$

Onde, S_{GS} representa a potência aparente do gerador e $w_{e,0}$ a frequência angular nominal. Passando as grandezas w_e , P_m e P_e da equação (1.2) para p.u. (identificadas pelo traço) e substituindo em (1.3), tem-se:

$$2H_{GS} \cdot \overline{w_e} \cdot \frac{d\overline{w_e}}{dt} = \overline{P_m} - \overline{P_e} \quad (1.4)$$

Como já mencionado no Capítulo I, a frequência é considerada como sendo um parâmetro global do sistema, dessa maneira todas os geradores podem ser agregados em uma única unidade, representada pelo modelo equivalente dado por (1.5):

$$2H_{Sist} \cdot \overline{w_e} \cdot \frac{d\overline{w_e}}{dt} = \overline{P_G} - \overline{P_D} \quad (1.5)$$

No qual (1.6):

$$H_{Sist} = \frac{\sum H_{GS} \cdot S_{GS}}{\sum S_{GS}} = \frac{\sum E_{GS}}{S_{Sist}} \quad (1.6)$$

Sendo H_{Sist} a inércia equivalente apresentada pelo conjunto de máquinas síncronas do sistema, $\overline{P_G}$ a potência total gerada por essas e $\overline{P_D}$ a potência total demandada pelo sistema e S_{Sist} a potência aparente total das máquinas. Considerando que a máquina opera sempre próxima da velocidade síncrona ($\overline{w_e} \approx 1$), o que resulta em (1.7):

$$2H_{Sist} \cdot \frac{d\overline{w_e}}{dt} = \overline{P_G} - \overline{P_D} \quad (1.7)$$

De acordo com a equação (1.7) e tendo em mente o conceito físico apresentado por [46], de resistência física, a inércia em sistemas tradicionais de energia pode ser interpretada como sendo a resistência em forma de energia cinética das máquinas síncronas do sistema frente as oscilações de frequência ocasionadas pelo desequilíbrio de potência ativa da rede. A energia cinética que é trocada com o sistema durante essas oscilações pode ser dada por (1.8):

$$\Delta E = \sum \Delta E_{GS} = \int (P_G - P_D) dt \quad (1.8)$$

Apesar do conceito e importância da inércia para os sistemas tradicionais de potência já ser bem consolidado, faz-se necessário expandi-lo. Pois, como já comentado atualmente os sistemas atravessam por uma gradual inserção das fontes alternativas conectadas à rede por meio de inversores o que ocasiona no desacoplamento desses geradores com a rede. Por exemplo, o gerador eólico apesar de possuir massa rotativa, tem o seu eixo desconectado da rede e consequentemente o seu elo entre a frequência e velocidade de rotação removido. Os painéis fotovoltaicos, por sua vez, nem possuem essa massa. Dessa forma, essas fontes que utilizam de conversores de potência não contribuem de maneira intrínseca para a inércia da rede, como os geradores tradicionais [49]. No entanto, pode-se realizar o controle dessas fontes de maneira que elas também sejam capazes de prover e auxiliar a inércia do sistema.

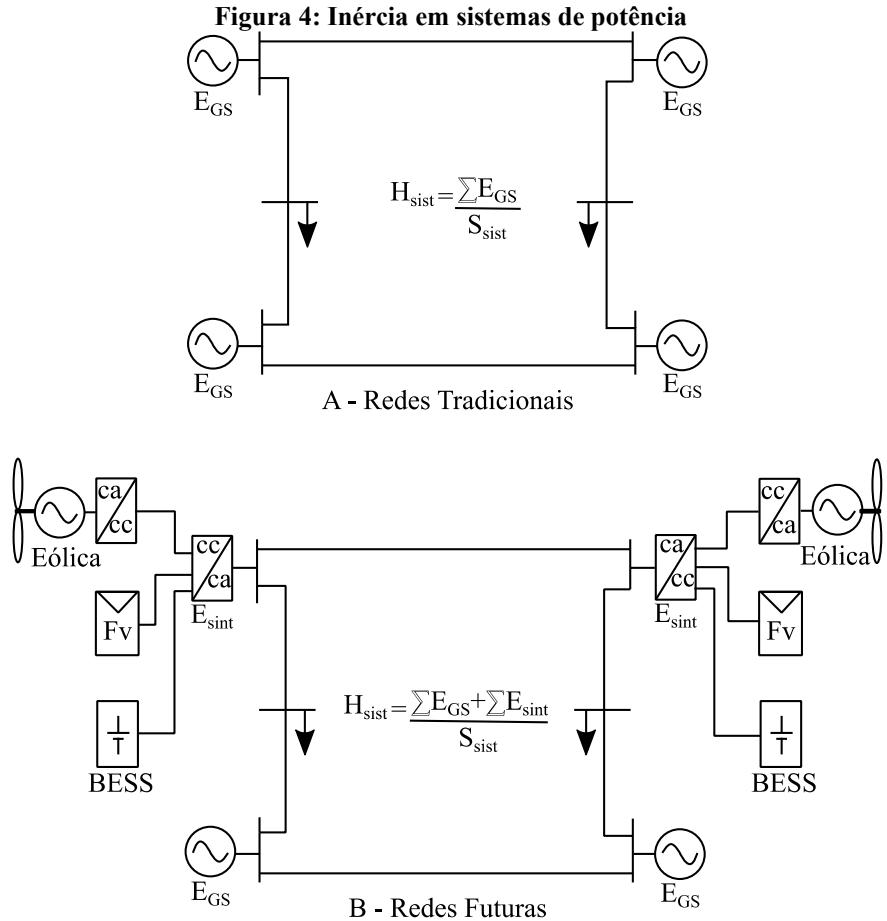
Normalmente o controle desses conversores não é realizado de modo que eles contribuam com as oscilações de frequência, mas é possível de implementá-lo de diferentes maneiras a partir de estratégias de controle que considerem esses desvios de frequência da rede, assim sendo essas fontes seriam capazes de auxiliar o sistema durante um desbalanço energético. Essa inércia provida por meio desses controles é usualmente tratada na literatura, como inércia sintética (ou inércia virtual). A soma das contribuições da inércia sintética e a convencional, fornecem a resultante do sistema como apresentado a partir de (1.6) por (1.9).

$$H_{Sist} = \frac{\sum E_{GS} + \left(\frac{J_{Sint} \cdot w_e^2}{2} \right)}{S_{Sist}} = \frac{\sum E_{GS} + \sum E_{Sint}}{S_{Sist}} \quad (1.9)$$

Em que J_{Sint} representa o momento de inércia sintético e E_{Sint} a energia fornecida pelo controle por inércia sintética. A partir dessa equação, pode-se interpretar a inércia equivalente desses novos sistemas como sendo a resistência em forma de energia às oscilações de frequência da rede originadas pelo desbalanço entre demanda e geração. Seja essa resistência provida pelas fontes tradicionais de energia, inércia síncrona, e/ou seja, ela advinda por meio do emprego de controles dos conversores de potência, inércia virtual. [47].

A Figura 4 (a) apresenta o conceito de inércia em relação aos sistemas tradicionais de potência, em (b) tem-se o que aparenta ser o futuro no que tange à rede elétrica com a inserção cada vez maior das fontes distribuídas e com essas também contribuindo com a inércia equivalente do sistema.

Apesar dos sistemas de armazenamento por baterias não possuírem inércia inherente, assim como as demais fontes conectadas à rede por meio de inversores, ele se difere da maioria desses sistemas, pois apresenta a versatilidade de atuar tanto como carga, demandando potência da rede, como gerador, suprindo potência a rede. Além disso, as baterias apresentam uma rápida resposta podendo prover por um período curto de tempo uma potência superior à nominal, por exemplo, um BESS pode assumir uma mudança de carga em torno de duas vezes ou mais que a nominal por um determinado intervalo, enquanto que outras fontes, como a solar e eólica também conectadas à rede por meio de conversores, provavelmente não conseguiram suprir tal demanda [28] [50].



Fonte: Elaborado com base em [47]

Posto isso, é interessante que se faça o uso da tecnologia por baterias para auxiliar e reforçar a inércia dos sistemas elétricos de potência, principalmente os que inherentemente possuem uma baixa inércia, como as microrredes. Uma vez que a redução desse parâmetro influencia tanto no desvio de frequência como na sua taxa de variação, sendo ambos os fatores fundamentais ao que tange a estabilidade de frequência da rede.

2.5 Ilhamento

Em uma microrrede as fontes de geração distribuídas devem ter capacidade suficiente para suprir todas as cargas locais, uma vez que esses sistemas podem operar tanto em sincronismo com a rede maior, modo conectado, ou de forma autônoma, operação em modo ilhado. Em condições normais de operação, com exceção das MGs *standalone*, essas redes operam usualmente conectadas ao sistema principal, no entanto caso ocorra qualquer perturbação na rede maior, a microrrede deve desconectar-se do PAC e passar a operar em modo ilhado [51].

A operação em modo ilhado pode ser intencional ou não, dependendo das condições de operação do sistema e/ou fatores econômicos. Mesmo para situações nas quais não estava prevista o ilhamento da MG, considerado um ilhamento não intencional, o controle das fontes e os demais equipamentos do sistema devem ser capazes de lidar com o novo quadro. Para tanto, a fim de não ocorrer o desligamento das fontes e das cargas da microrrede, dada a operação em modo ilhado, as GDs constituintes desse sistema devem ser capazes de manter a tensão e frequência de operação.

Em relação ao controle das fontes em modo ilhado, existem duas abordagens, a primeira lida com o controle dos conversores, responsáveis pela conexão das fontes alternativas e dos sistemas de armazenamento com a rede e a segunda com o controle das máquinas síncronas [52]. Em relação aos controles dos conversores que podem ser empregados, destacam-se três: o controle PQ, controle V/f e o controle por *droop*.

No controle PQ o principal objetivo é manter as potências ativa e reativa das fontes constantes, usualmente buscando-se o máximo ponto de operação, sendo a manutenção dos limites de tensão e frequência da rede providos pelo sistema principal ou por outra fonte de energia. Já para o controle V/f o foco é a continuidade do suprimento, mantendo-se a tensão e a frequência da rede constantes, em função das potências ativa e reativa de saída, correspondendo a parcela ativa de potência pela manutenção do controle de frequência e a reativa pela de tensão, sendo esse tipo de controle usualmente empregado para a operação de sistemas isolados. Para o controle por *droop*, leva-se em conta a relação entre os pares P/f e Q/V, dessa maneira uma mudança em relação a frequência da rede irá refletir na potência ativa fornecida e uma alteração no valor da tensão na parcela reativa. Essa influência da tensão e da frequência nas potências de saída ocorre em função da inclinação da curva característica adotada para o controle [31]. No que concerne à operação dos geradores durante o modo ilhado, é usual que o controle seja realizado de maneira que garanta o suprimento das cargas locais, mantendo a tensão e frequência de operação, por meio das curvas de frequência e tensão, operando de forma isócrona ou com uma determinada inclinação.

No modo ilhado as fontes de geração distribuída e os armazenadores de energia, devem controlar os níveis de tensão e frequência da microrrede. Para isso, pode-se utilizar do controle *Master-Slave*, podendo este ser dividido em duas estratégias [52] [53]:

- *Single Master Operation* (SMO): É o controle no qual uma única fonte de energia será responsável por assumir a manutenção dos valores de tensão e frequência da microrrede, operando por meio do controle V/f, enquanto as outras fontes operam através do controle PQ.

- *Multi Master Operation* (MMO): Nesse controle mais de uma fonte será responsável por manter a frequência e tensão de operação da microrrede durante o ilhamento, podendo também ter outras fontes operando por meio do controle PQ.

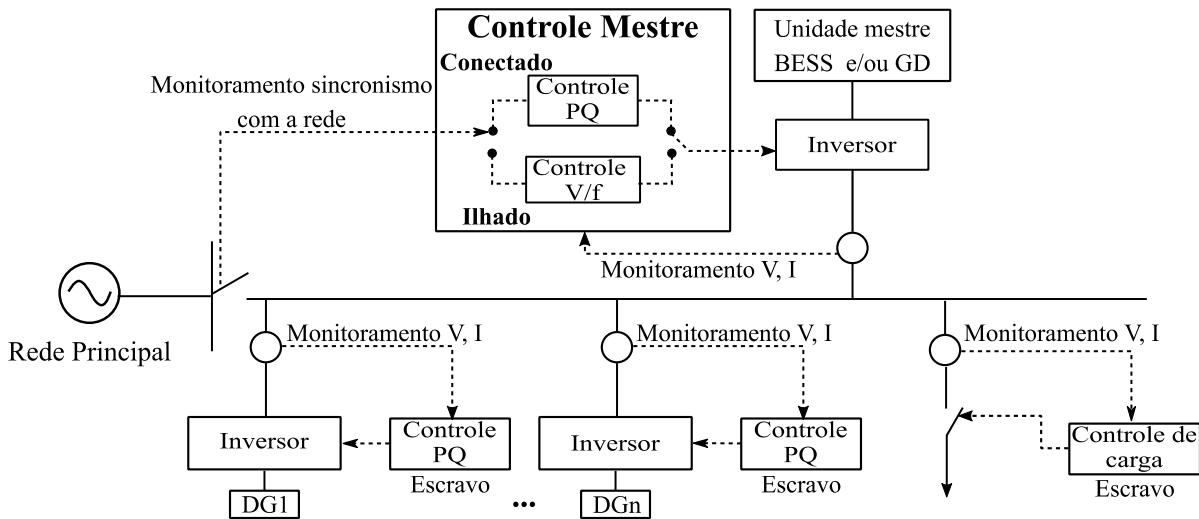
As fontes que operam por via do controle V/f são denominadas mestras, *Masters*, e as que operam por meio do controle PQ de escravas, *Slaves*. Quanto as unidades mestras comumente empregadas, essas podem ser divididas em três categorias: fontes de geração distribuída, sistemas armazenadores de energia e a combinação de ambas tecnologias.

No caso de uma fonte de geração distribuída, por exemplo um turbogenerator, for empregado como unidade mestra, a frequência e a tensão da microrrede podem ser mantidas mais facilmente, dessa maneira a microrrede será capaz de operar em modo ilhado por um longo período. Já quando o sistema armazenador de energia é utilizado como unidade mestre, a MG não poderá operar desconectada da rede maior por muito tempo, devido a limitada capacidade desses sistemas que eventualmente irão descarregar até não terem mais energia. Outra possibilidade é a de utilizar-se da combinação das duas tecnologias como mestres, sendo mais comumente empregada quando se tem um sistema composto por fontes alternativas, como eólica e solar. Em razão da intermitência dessas fontes os sistemas armazenadores podem mitigar as oscilações de tensão e frequência possibilitando dessa forma também um longo período de operação da microrrede em modo ilhado [31]. A Figura 5 ilustra a estrutura de controle *Master-Slave*.

Pode-se também realizar o emprego do controle *Peer-to-peer*. Nesse controle, todas as fontes de energia da microrrede possuem igualdade entre si, não havendo relação hierárquica entre elas. Para o controle *Peer-to-peer*, quando ocorre a operação ilhada da microrrede, cada fonte operará através do controle por *droop* para que se possa realizar a regulação de frequência e tensão da microrrede [54]. Dessa maneira, qualquer alteração que ocorra na microrrede durante o modo ilhado, como a inserção e retirada de cargas, será dividida entre as fontes distribuídas e os sistemas armazenadores de acordo com a inclinação da curva característica de cada um desses sistemas, mantendo dessa maneira o equilíbrio de potência da rede.

Existem ainda outras filosofias de controle de MGs que podem ser utilizadas, como o *Hierarchy control* que consiste no emprego de um controle central, responsável por coordenar os sinais de controle de cada fonte distribuída, sistema armazenador e cargas inteligentes. O principal objetivo desse controle central é realizar o controle entre demanda e geração do sistema, baseado na coleta de dados como tensão, corrente e potência.

Figura 5: Estrutura de controle *Master-Slave*



Fonte: Elaborado com base em [31]

Esse balanço pode ser atendido levando em conta a previsão do comportamento do sistema e/ou em tempo real, determinando a partir disso o ponto de operação das fontes e entrada e saída das cargas do sistema, sendo esse controle complexo de operar e extremamente dependente dos canais de comunicação dos componentes do sistema com o controle central [31]. É possível também o emprego do controle *Multi-Agent*, sendo esse baseado no sistema de controle dos sistemas tradicionais, possuindo autonomia, capacidade e resposta de comportamento em tempo real, embora ainda se mostre complexa a aplicação dessa arquitetura para o gerenciamento das microrredes e ele não seja comumente empregada [54] [55].

A adequada operação das microrredes somente pode ser atingida por meio do emprego de estruturas de controle inteligentes, sendo a escolha e implementação de estrutura apropriada essencial para uma operação confiável e segura das microrredes. Desse modo, dentre as filosofias de controle apresentadas, para a realização deste trabalho optou-se, devido a simplicidade e facilidade de aplicação, pela estrutura *Single Master Operation*, na qual somente um elemento será responsável pela manutenção da frequência e tensão da microrrede dada a operação em modo ilhado, com as demais fontes operando por meio do controle PQ.

2.6 Aplicações

Apesar dos diversos estudos que estão sendo conduzidos a respeito da operação, controle e gerenciamento de microrredes, muito também pode ser aprendido em relação as

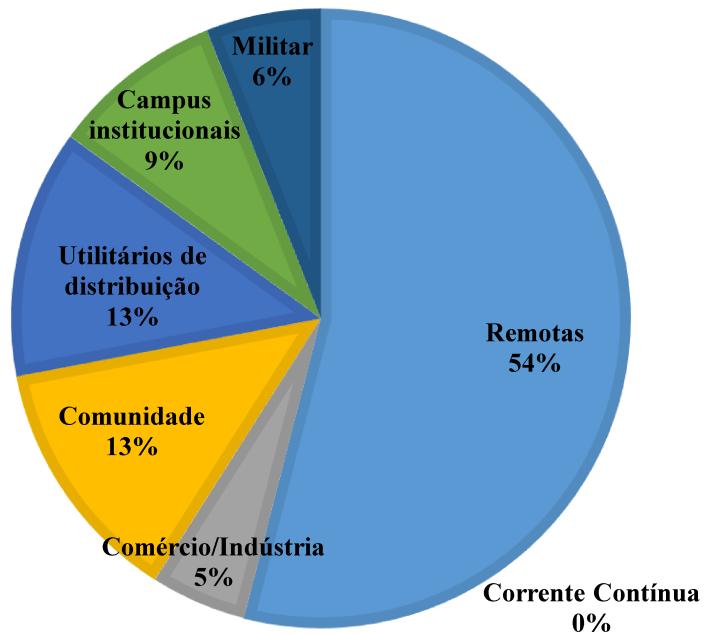
aplicações reais desses sistemas. Ainda hoje a maioria dessas aplicações consistem em projetos-pilotos ou experimentos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). No entanto, com o avanço das tecnologias que constituem as microrredes, destacando-se o significativo avanço quanto aos sistemas de armazenamento de energia, esses sistemas estão alcançando uma certa maturidade e sendo fruto de maiores investimentos. A flexibilidade na regulamentação das políticas públicas que despertem o interesse dos agentes do setor elétrico, ocasionando em inovações no modelo de negócios do mercado de grande e pequeno porte são fundamentais para o crescimento futuro dessas estruturas [56].

De acordo com o instituto de pesquisa Navigant Research que tem acompanhado a implantação das microrredes ao redor do mundo desde 2011, os Estados Unidos da América (EUA) têm liderado historicamente em relação à capacidade implantada desses sistemas, contudo a Ásia também tem avançado nesse segmento e em 2016 já possuía em operação e tinha como propostas de futuros sistemas, aproximadamente a mesma capacidade dos EUA. A Ásia e os EUA correspondem cada um a 42% do mercado global no que tange a implementação das microrredes totalizando 84%, a Europa representa 11% desse mercado, a América Latina corresponde a 4% e o Oriente Médio juntamente com a África possuem apenas 1% de participação [56] [35].

As microrredes podem ser divididas nos segmentos de mercado apresentados de acordo com a Figura 6, percebe-se que a maior aplicação de mercado em relação às microrredes ainda se apresenta como os sistemas isolados e o menor, ainda que promissor, o de corrente contínua. Salienta-se que esse instituto somente considera como microrredes, sistemas que possam operar conectados e/ou desconectados da rede principal e que possuam ao menos uma fonte de energia alternativa.

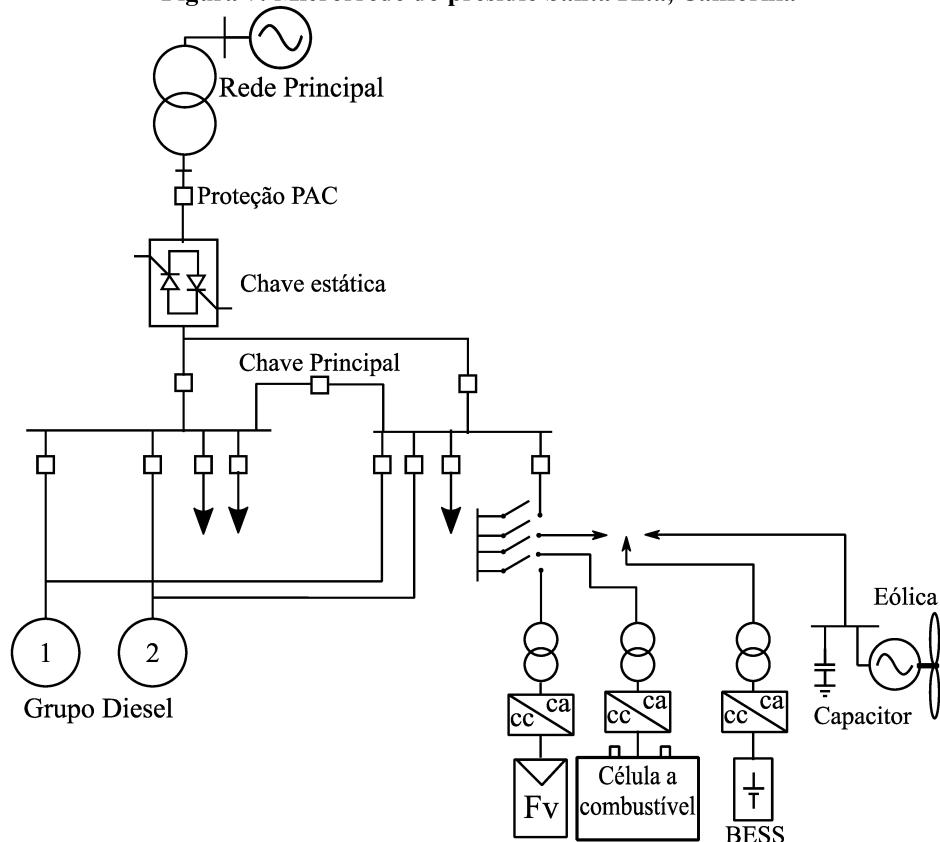
Em instituições como presídios, por exemplo, é essencial para a segurança dos funcionários e dos próprios detentos que se tenha um alto grau de confiabilidade em relação ao suprimento de energia, uma vez que a falta dessa pode ocasionar em falhas de segurança do local. Em vista disso, o presídio Santa Rita localizado em Dublin, no condado de Alameda Califórnia, projetou uma microrrede de maneira que pudesse operar isolado da rede maior durante grandes perturbações e também quando a qualidade da energia estivesse abaixo de determinados padrões estipulados.

Figura 6: Segmentos de mercado com base no relatório Q1 2016 do instituto Navigant



Fonte: Elaborado com base em [35]

Figura 7: Microrrede do presídio Santa Rita, Califórnia



Fonte: Elaborado com base em [57]

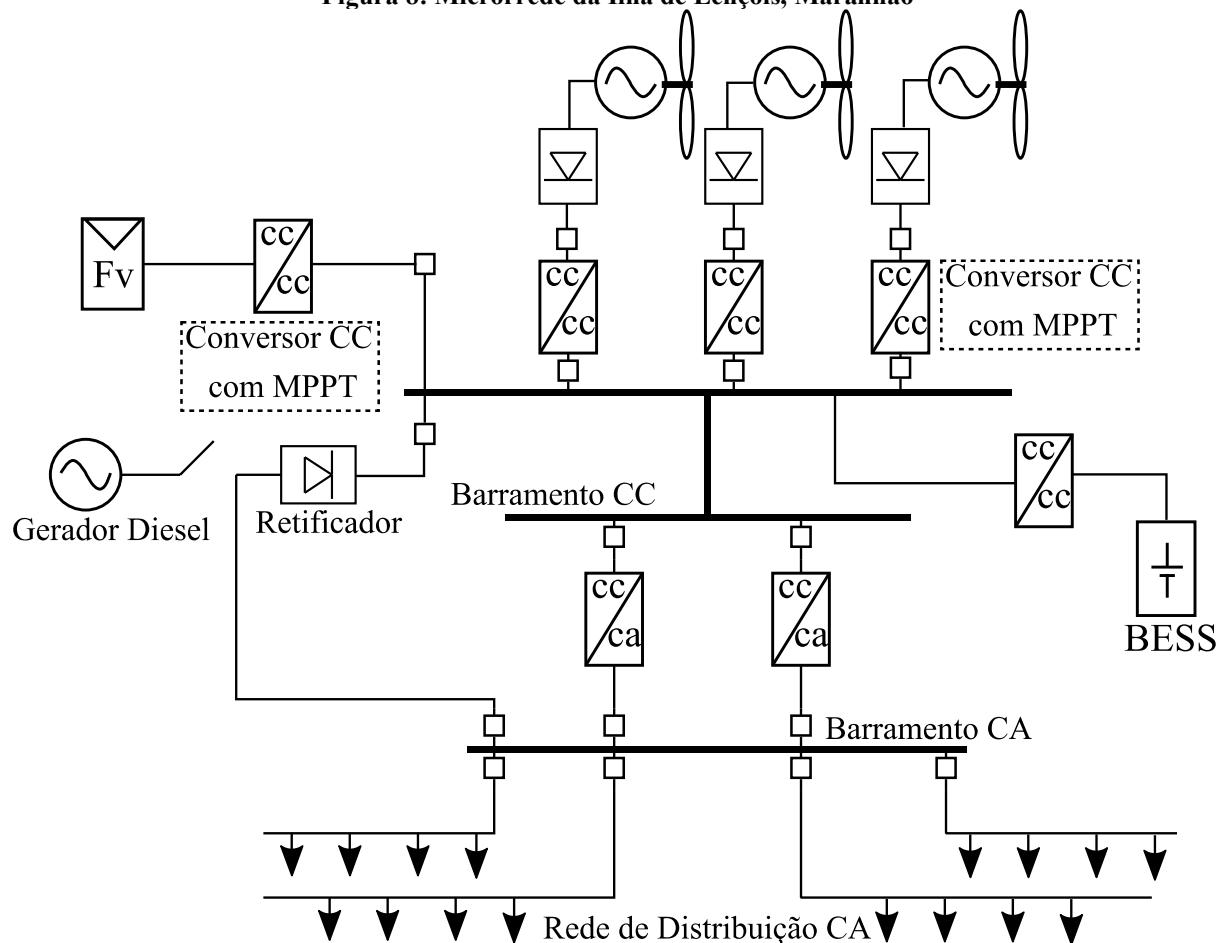
A microrrede desse presídio possui como fontes de energia uma célula a combustível de 1 MW, uma capacidade de geração fotovoltaica de 1,2 MW, dois geradores a diesel de 1,2 MW e um sistema armazenador de 2 MW/4 MWh composto por baterias de lítio-íon, sendo essa tecnologia adotada devido a sua rápida resposta, eficiência, e melhor estabilidade térmica quando comparada a outras. Esse sistema conta ainda com uma chave estática responsável pela rápida conexão e desconexão da microrrede do PAC e um banco de capacitores para a correção do fator de potência [57]. A microrrede descrita é ilustrada pela Figura 7.

Em instalações militares também é necessário que haja mecanismos que garantam o adequado fornecimento de energia. A título de exemplo nos EUA as instalações elétricas do Departamento de Defesa, são responsáveis além do auxílio as operações militares do país, pelo desenvolvimento de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), nas áreas biológicas e de microeletrônica, por exemplo, e pelo suprimento de plantas industriais como estaleiros e depósitos de aviação. Dessa forma, caso essas unidades fiquem sem energia, isso pode levar a riscos quanto à segurança dessas operações e em graves prejuízos financeiros. As microrredes mostram-se como uma boa solução no que tange a essa questão, pois esses sistemas podem prover uma maior segurança energética dessas instalações, redução dos custos operacionais com a implantação de fontes alternativas e melhoria energética e a participação em novos mercados de energia [58]. Destaca-se que além da confiabilidade em relação ao suprimento de energia, outro fator importante a ser considerado é a cibersegurança dessas redes. Maiores informações a respeito das necessidades, benefícios e tecnologias aplicadas a esse tipo de sistema podem ser encontradas em [59] [60].

Um outro exemplo que pode ser apresentado é o da microrrede de Orkney na Escócia, um arquipélago que fica ao norte do país. Esse sistema instalado em 2009 foi a primeira rede inteligente do Reino Unido, permitindo a conexão das fontes renováveis de energia com um custo menor do que caso fosse feito o reforço da rede convencional. Sendo que em 2012 quase 20 MW de geração renovável puderam ser inseridos ao sistema, como resultado da implantação desse sistema. O projeto dessa microrrede consiste na interligação por meio do sistema de distribuição em 33 kV, de várias ilhas geográficas presentes no arquipélago que representam por si só várias microrredes menores, quanto a conexão com a rede maior essa é realizada por meio de cabos submarinos e dois transformadores de 20 MVA. Destaca-se que o custo para a inserção desse nível de penetração de energia renovável, por meio do reforço da rede convencional era estimado em trinta milhões de libras enquanto o custo do desenvolvimento e entrega da *Orkney Smart Grid*, ficou em torno de quinhentas mil libras [39] [61].

Seja em países em desenvolvimento ou até mesmo naqueles considerados como desenvolvidos, muitas pessoas que se encontram na zona rural ou em localidades afastadas dos centros urbanos ainda não possuem acesso a uma energia de qualidade, sendo que em alguns casos não há nenhum tipo de suprimento de energia. A energia elétrica é um recurso essencial para atender às necessidades básicas das pessoas que vivem nessas áreas, com isso as microrredes se apresentam como boa ferramenta no que concerne a esse suprimento e a consequente melhoria da qualidade de vida das pessoas que moram nessas localidades remotas [35].

Figura 8: Microrrede da Ilha de Lençóis, Maranhão



Fonte: Elaborado com base em [62]

Um exemplo desse tipo de aplicação de microrredes remotas é a da Ilha de Lençóis, localizada no município de Cururupu, Maranhão, Brasil. Esse sistema entrou em operação em 2008, atendendo a comunidade local com uma energia elétrica de maior qualidade e confiabilidade, sendo executado pelo Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão e financiado pelo Programa Luz para Todos do Ministério de Minas e Energia do

Brasil, com o objetivo de desenvolver soluções de atendimento as comunidades isoladas aproveitando os potenciais de geração de energia eólica e fotovoltaica da região. Esse sistema é composto por três turbinas eólicas de 10kW, um sistema fotovoltaico cuja capacidade é de 21 kWp, um banco de baterias de chumbo ácido de 288 kWh, um grupo diesel de backup de 53 kVA e cargas locais.

Quando as condições de geração, vento e irradiação solar são suficientes, as fontes alternativas suprem as cargas locais; dada a ocorrência de excedente de geração, as baterias atuam a fim de armazenar essa energia; já para o caso no qual a demanda é superior à oferta as baterias operam fornecendo o restante da energia demandada pelas cargas. Dada a ocorrência de perturbações ou a incapacidade das demais fontes de energia em suprir as cargas, o grupo diesel entra em ação alimentando as cargas e auxiliando no processo de carga do BESS [63]. A Figura 8 ilustra essa microrrede híbrida localizada na região nordeste do Brasil, maiores detalhes a respeito desse sistema podem ser encontrados em [62] [63].

2.7 Considerações Finais

Este capítulo teve por objetivo apresentar a fundamentação teórica necessária ao leitor no que se relaciona as microrredes. Dessa forma, primeiramente apresentou-se uma conceituação inicial sobre o assunto comentando um pouco a respeito da história dessas estruturas, destacando-se algumas características desses sistemas e os tipos de arquiteturas que podem ser empregadas, como a microrrede CA, CC e híbrida. Após isso, abordou-se a respeito da estabilidade desses sistemas, foco deste trabalho, apresentando algumas semelhanças, particularidades e limitações que essas redes possuem em relação aos sistemas tradicionais, destacando-se também conceitos fundamentais ao que se refere a esse tipo de estudo. Outro aspecto importante abordado é o que se relaciona com a inércia em sistemas de potência, tratando sobre a fundamental importância desse parâmetro em relação a estabilidade dos sistemas elétricos, e abordando as particularidades que têm sido enfrentadas em função da inserção gradual das fontes conectadas à rede por meio de conversores de potência. Além disso, tratou-se também a respeito do ilhamento das microrredes, destacando-se as formas de controle usualmente utilizadas durante esse tipo de operação. Por fim, comentou-se a respeito das aplicações e segmentos de mercado desse sistema, ilustrando até mesmo um sistema real e em operação no Brasil.

CAPÍTULO III

3 SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA

3.1 Considerações Iniciais

A geração de energia está se alterando drasticamente em todo o mundo devido às políticas ambientais e necessidade da redução da utilização das fontes fósseis de energia. Dessa maneira, com uma matriz energética cada dia mais composta por fontes intermitentes de energia os sistemas elétricos experimentam diferentes desafios para garantir o balanço entre geração e demanda. Os sistemas armazenadores de energia são reconhecidos como tecnologias promissoras no que concerne a essas dificuldades enfrentadas, armazenando a energia em um determinado estado de acordo com a tecnologia utilizada e posteriormente convertendo novamente para energia elétrica quando necessário. Além disso, esses sistemas são de fundamental importância no que se refere a adequada operação das microrredes. Posto isso, esse capítulo visa apresentar a classificação e alguns conceitos quanto a esses dispositivos, as tecnologias de armazenamento utilizadas em sistemas elétricos de potência e alguns serviços que os armazenadores podem prestar as microrredes.

3.2 Conceitos e classificação

O aumento da população global e a variação do hábito de consumo são as duas principais razões para o aumento da demanda de energia elétrica nas últimas décadas. É previsto para o ano de 2050 que o consumo mundial de energia seja mais que o dobro do que o atual, com previsão de que até o fim do século esse consumo seja mais que o triplo. Com isso, estima-se que as melhorias incrementais convencionais das redes elétricas, não serão adequadas para suprir tamanha demanda de forma sustentável [64].

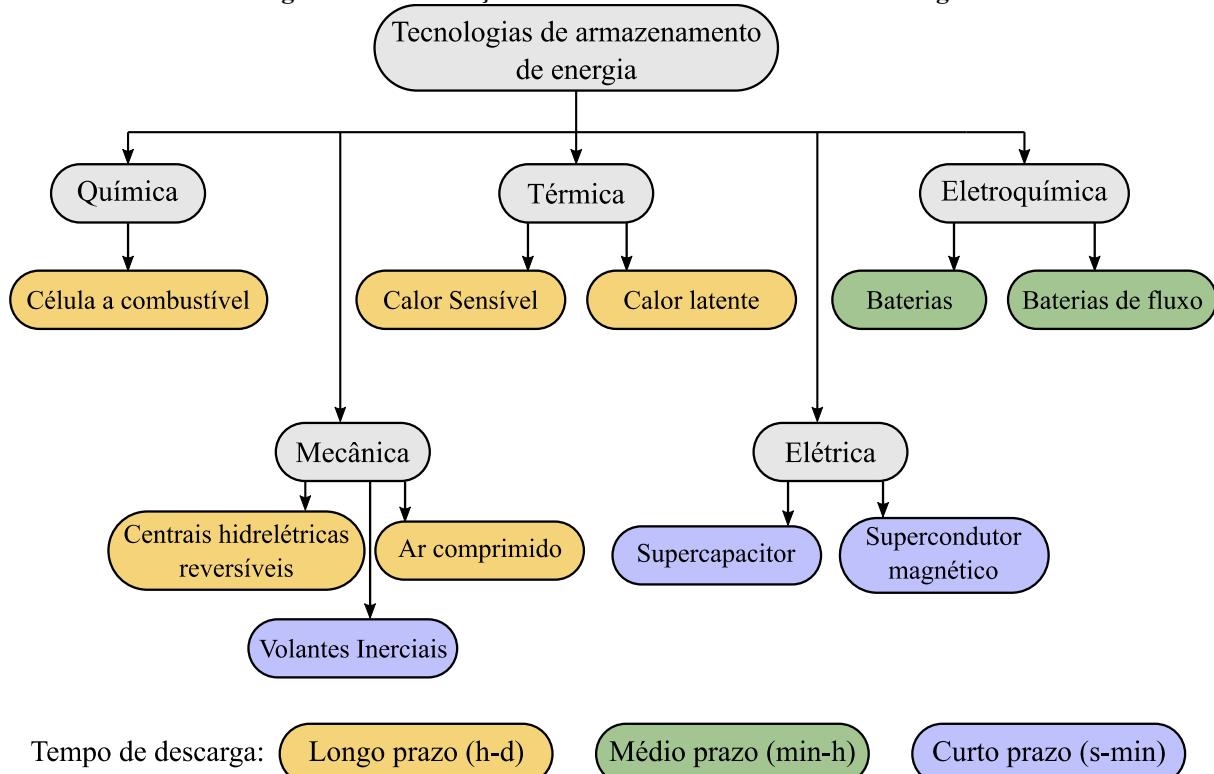
Os sistemas elétricos de potência estão se alterando ao redor do mundo e enfrentando diferentes desafios a níveis de transmissão e distribuição de energia a fim de atender a demanda variável de energia, com uma matriz energética cada dia mais composta por fontes intermitentes. Dentre as particularidades a respeito do uso da eletricidade, uma delas é a de que o seu consumo é realizado ao mesmo tempo em que ela é gerada. Sendo, necessário para a adequada operação das redes a utilização de tecnologias e de filosofias de controle que garantam

esse balanço de potência de maneira adequada. Os sistemas armazenadores de energia são reconhecidos como uma das mais promissoras tecnologias no que tange a esses desafios [65].

Os armazenadores de energia são ferramentas indispensáveis no que diz respeito aos objetivos quanto à segurança energética e redução da emissão de carbono para a atmosfera, proporcionando uma operação otimizada dos sistemas elétricos de potência. Essas tecnologias possibilitam [66]:

- o aproveitamento eficiente das diversas fontes renováveis de energia;
- a integração de diferentes fontes de geração de energia com o uso final de energia elétrica;
- a geração de energia elétrica próximo ao consumidor;
- o acesso à energia elétrica em regiões isoladas, a partir de fontes intermitentes;
- o aumento da estabilidade, flexibilidade, confiabilidade e resiliência da rede elétrica, considerando a inserção gradual do uso das fontes intermitentes de energia.

Figura 9: Classificação dos sistemas armazenadores de energia



Fonte: Elaborado com base em [67] [68]

Os sistemas armazenadores de energia, são tecnologias que possibilitam a conversão de uma forma de energia, principalmente a elétrica, para outra forma armazenável como química,

eletroquímica, mecânica, térmica e elétrica podendo essa energia ser convertida novamente para a sua forma original quando necessário. Ressalta-se que a capacidade de armazenamento, a relação de densidade de energia, o fluxo de potência, a eficiência de carga e descarga, são características de respostas próprias de cada elemento armazenador. Uma classificação mais detalhada no que se refere a esses sistemas é apresentada pela Figura 9 [64].

3.3 Tecnologias de armazenamento

Como ilustrado, existem diversas tecnologias de armazenamento de energia. Essas tecnologias apresentam maior ou menor flexibilidade e desempenho de acordo com os requisitos técnicos associados a uma dada aplicação. A densidade de energia, potência, tempo de resposta, custo, vida útil, restrições operacionais, controle e monitoramento, entre outros fatores, são aspectos que devem ser levados em conta para que possa se escolher a tecnologia mais apropriada para a aplicação desejada [69].

Embora as microrredes apresentem-se como uma solução promissora para facilitar a integração das fontes distribuídas de energia de maneira econômica e com melhor operacionalidade. Para que isso possa se concretizar, deve-se ter cuidado quanto as particularidades dessas redes no que se refere a sua estabilidade, qualidade de energia, confiabilidade, dentre outros desafios. Dessa maneira, nesta seção se ilustra as diversas tecnologias de armazenamento de energia que são empregadas nos sistemas elétricos de potência e que podem vir a contribuir com os desafios enfrentados para a adequada operação das microrredes.

3.3.1 Célula a combustível e armazenamento de hidrogênio

Os sistemas de armazenamento de energia a hidrogênio utilizam-se de dois processos separados para armazenar energia e produzir eletricidade. Embora, a forma mais comum de produzir hidrogênio seja por meio de combustíveis fósseis ou carvão, ele também pode ser obtido por meio da eletrólise da água, podendo ser armazenado em recipientes de alta pressão e/ou transmitido por dutos para uso posterior. As células a combustível desempenham um papel fundamental no que concerne as tecnologias de armazenamento de energia à base de hidrogênio [68].

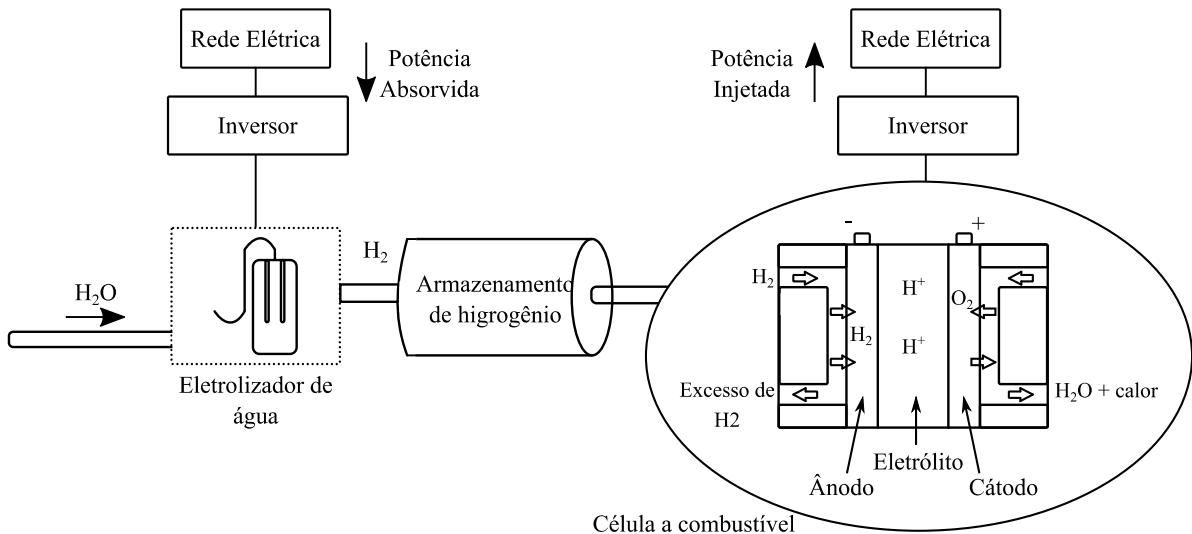
As células a combustível convertem a energia química presente no hidrogênio e oxigênio em eletricidade, sendo a reação química geral dada por: $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{energia}$, tendo como subprodutos desse processo calor e água. Dependendo da escolha do tipo de combustível e eletrólito, pode-se dividir essa tecnologia em seis grupos principais: Células a Combustível com Membrana de Permuta Protónica (CCMPP), Células de Combustível Alcalinas (CCA), Células de Combustível Ácido Fosfóricas (CCAF), Células de Combustível a Carbonato Fundido (CCCF), Células a Combustível de Óxido Sólido (CCOS) e Célula a Combustível com Alimentação Direta de Metanol (CCDM) [70]. As reações químicas de cada tipo de célula citado e o campo de aplicações dentro dos sistemas elétricos de potência são ilustrados pela Tabela 1.

Tabela 1: Principais tipos, reações e aplicações das células a combustível.

Tipo de Célula	Reação química	Aplicações
CCMP	$\text{H}_2(\text{g}) \rightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{e}^-$ $\frac{1}{2}\text{O}_2(\text{g}) + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$	Energia de reserva, pequenos sistemas de distribuição.
CCA	$2\text{H}_2 + 4\text{OH}^- \rightarrow 4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$ $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O}^- + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$	Aplicações militares e espaciais.
CCAF	$2\text{H}_2 \rightarrow 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$ $\text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$	Sistemas de distribuição.
CCCF	$\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO} + 2\text{e}^-$ $2\text{H}_2 + 4\text{OH}^- \rightarrow 4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$	Armazenamento, sistemas de distribuição.
CCOS	$\text{O}_2^- (\text{s}) + \text{H}_2(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2\text{O}(\text{g}) + 2\text{e}^-$ $\frac{1}{2}\text{O}_2(\text{g}) + 2\text{e}^- \rightarrow \text{O}^{2-} (\text{s})$	Armazenamento, sistemas de distribuição.
CCDM	$\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 6\text{H}^+ + 6\text{e}^-$ $\frac{3}{2}\text{O}_2 + 6\text{e}^- + 6\text{H}^+ \rightarrow 3\text{H}_2\text{O}^-$	Transporte e dispositivos portáteis.

Fonte: [65]

De forma geral, pode-se dizer que a geração de eletricidade usando da tecnologia das células a combustível é mais silenciosa, menos poluente e mais eficiente do que as que utilizam da queima de combustíveis fósseis. As células a combustível combinadas com o armazenamento e produção de hidrogênio, podem oferecer uma maior segurança quanto ao suprimento e utilização, devido a separação entre os dois processos. A estrutura desses sistemas é ilustrada pela Figura 10.

Figura 10: Célula a combustível e armazenador de hidrogênio.

Fonte: Elaborado com base em [65]

3.3.2 Usinas hidrelétricas reversíveis (bombeamento hidráulico)

Esse tipo de tecnologia possui seu princípio de operação baseado no gerenciamento da energia potencial da água. Armazenando energia da rede durante os períodos de menor demanda, por meio do bombeamento de água do reservatório de nível inferior para o de nível superior e fornecendo potência a rede durante os períodos de maior demanda, quando a água é transferida do reservatório de nível superior para o inferior. Sendo, essa energia armazenada, proporcional ao volume de água no reservatório superior e à altura da queda de água [68].

As usinas hidrelétricas reversíveis, *Pumped Hydro Storage* (PHS), apresentam vida útil e custo de capital semelhantes aos dos projetos de geração hidroelétrica, compartilhando de restrições semelhantes, como localização para implantação dos reservatórios de nível superior e inferior, impactos ambientais, alto custo de capital inicial e prazos elevados para a sua implantação [66].

A construção dessas usinas pode ser realizada basicamente de três formas [64]:

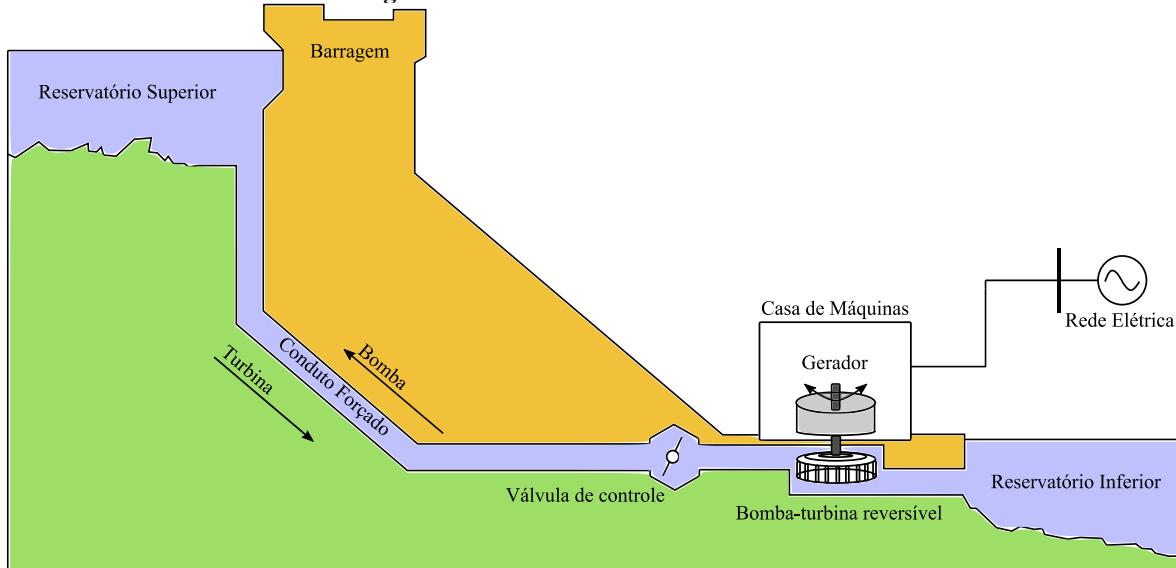
- Circuito Fechado (*closed loop*): Utiliza de dois reservatórios sendo que nenhum destes está conectado a um rio, podendo ser artificiais ou lagos existentes e adaptados.
- Circuito Aberto (*open loop*): Dentre os dois reservatórios ao menos um deles deve ser artificial e o outro constituído a partir de afluências naturais de água ou mesmo de um rio.

- Circuito Semiaberto: Os dois reservatórios devem ser constituídos a partir de afluências naturais de água. Sendo, o tipo mais comum a combinação de bombeamento para armazenamento de água com uma hidroelétrica convencional.

Os sistemas PHS já foram bastante estudados, tratando-se de uma tecnologia madura e apropriada para o gerenciamento da energia elétrica produzida, auxiliando ao nivelamento de carga e ao atendimento da demanda. O seu maior campo de atuação está relacionado a situações que exigem descarga profunda (alta energia) e ciclos frequentes. Em 2016 de acordo o Departamento de Energia dos EUA, esse sistema representava cerca de 95,2% da potência total dos sistemas de armazenamento instalados ao redor do mundo em operação (193,1 GW). Dentre essas instalações destaca-se o Japão com 44 usinas (28,7 GW), os EUA com 50 usinas (28,9 GW), a China com 34 usinas (32 GW), a Alemanha com 29 usinas (6,7 GW), a Espanha com 22 usinas (22 GW), a Itália com 19 Usinas (7,6 GW) e a França com 11 usinas (5,9 GW).

A configuração de uma central hidrelétrica reversível é ilustrada pela Figura 11.

Figura 11: Central hidrelétrica reversível



Fonte: Elaborado com base em [65].

3.3.3 Volantes inerciais (*Flywheels*)

Os volantes inerciais, *Flywheels*, são discos rotativos que armazenam a energia elétrica em forma de energia mecânica. A energia cinética armazenada por esses sistemas pode ser dada por (3.1) [68]:

$$E_{volante} = \frac{1}{2}Jw^2 \quad (3.1)$$

Na qual J representa o momento de inércia das partes rotativas do conjunto máquina e volante e w a velocidade do eixo da máquina.

A capacidade de armazenamento de energia desse dispositivo é limitada pelas velocidades máxima e mínima de operação. Podendo ser classificados em dois grupos, os de baixa velocidade que normalmente são compostos por aço possuindo rotação abaixo de 6.000 RPM e os de alta velocidade que utilizam de materiais mais avançados como fibra de carbono e podem operar com velocidade superior 10.000 RPM. Os volantes de baixa velocidade são tipicamente utilizados para aplicações de curto-termo e média/alta potência. Os de alta velocidade utilizam de rolamentos magnéticos para atenuar o desgaste e assim melhorar a eficiência do sistema, sendo esses principalmente empregados na indústria aeroespacial e motora [71].

As principais vantagens desses sistemas são o alto rendimento, em torno de 90% da potência nominal, um longo ciclo de vida útil (superior a 10^7), elevada capacidade de descarga e alta densidade de energia. Por outro lado, o uso dos volantes iniciais é limitado a aplicações de curto termo, sendo capazes de armazenar ou de fornecer potência nominal na ordem de minutos. Além disso, eles possuem uma baixa capacidade de armazenamento e uma elevada perda que pode variar por hora de 3 a 20% da capacidade nominal.

3.3.4 Ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage – CAES*)

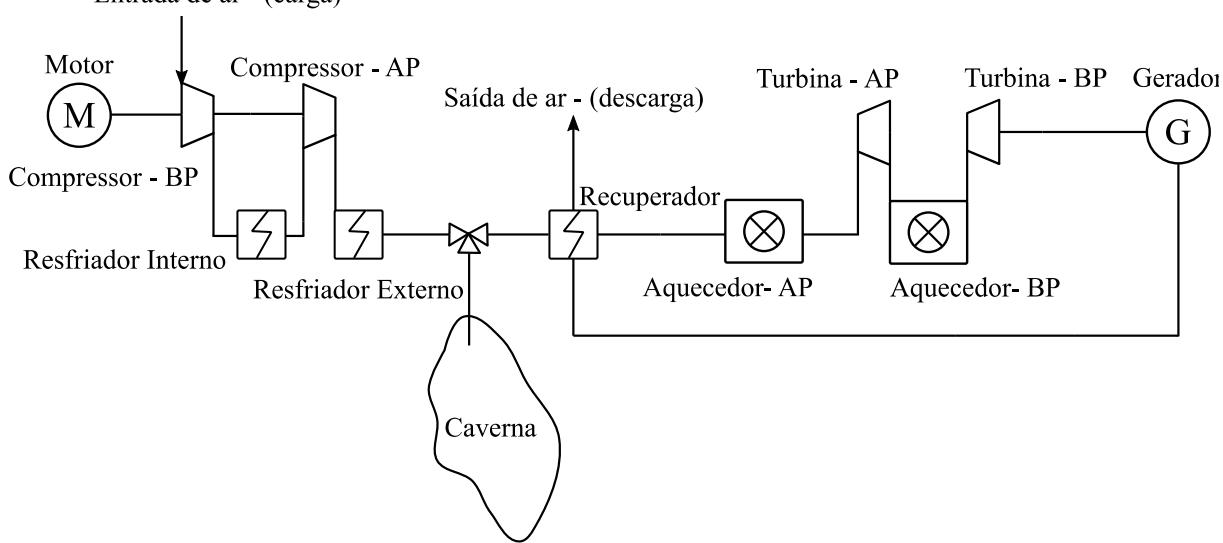
Os sistemas de ar comprimido, *Compressed air energy storage* (CAES), baseiam-se na tecnologia de turbina a gás. A energia nesses sistemas é armazenada em forma de ar comprimido em uma caverna subterrânea a uma pressão entre 40-70 bar em temperatura ambiente ou em tanques de compressão acima do solo. A energia armazenada é liberada utilizando-se gás natural para promover o aquecimento e a ignição da mistura, a mistura ar/gás natural passa por uma turbina de expansão na qual é queimada a fim de acionar a máquina elétrica e gerar eletricidade. Esse sistema, ainda pode ser flexibilizado utilizando-se de hidrogênio, biogás, ou outro combustível em substituição ao gás natural [68].

Os sistemas de armazenamento por meio de ar comprimido são usualmente aplicados em sistemas da mesma faixa de potência das centrais hidrelétricas reversíveis. Os de maior potência exigem locais geologicamente adequados, possuem custo de capital inicial elevado,

longo período para implantação e requerem suprimento adicional de combustível para a utilização eficiente da energia contida no ar [66].

Entre as vantagens apresentadas, estão o período de armazenamento elevado, que pode ultrapassar um ano, e o pequeno tempo necessário para colocar todo o sistema em pleno funcionamento, entre 7 a 15 minutos. No entanto, a compressão de ar em alta pressão em cavernas sofre restrições ambientais em função de eventuais danos em estruturas geológicas subterrâneas vizinhas e também na superfície, sendo necessário encontrar formações geológicas compatíveis com a necessidade do CAES. Das aplicações conhecidas desses sistemas destaca-se a planta de Huntorf, Alemanha, de 290 MW, implantada em 1978 e a de Alabama, EUA, de 110 MW instalada em 1991 [72]. A estrutura simplificada de um sistema armazeador por ar comprimido é ilustrada pela Figura 12, com a sigla BP significando baixa pressão e AP alta pressão.

Figura 12: Estrutura simplificada da planta de CAES McIntosh, Alabama.



Fonte: Elaborado com base em [73].

3.3.5 Sistema de armazenamento térmico (*Thermal Energy Storage – TES*)

Essa tecnologia baseia-se na transferência de calor para um meio de armazenamento, sendo utilizada posteriormente em aplicações que podem ir desde aquecimento a geração de energia elétrica. Ela pode contribuir para o balanço entre oferta e demanda do sistema, por dias ou sazonalmente, auxiliar a demanda de pico do sistema, reduzir a emissão de CO₂ e contribuir para a suavização dos efeitos providos pela intermitência das fontes alternativas de energia [74].

Usualmente esses sistemas consistem em um meio de armazenamento reservatório/tanque ou composto por um sistema de refrigeração integrado, com tubulação,

bomba e controles. Eles podem ser classificados com base na sua temperatura de operação, e entre as aplicações que utilizam da tecnologia por calor sensível e por calor latente [65].

O armazenamento de calor sensível é realizado em materiais ou substâncias que não sofrem mudança de fase durante a variação de temperatura do processo. Sendo, mais comumente empregada a água como meio de armazenamento e apresentando como desvantagens a baixa densidade de energia e uma elevada auto descarga, devido as perdas térmicas. No armazenamento por meio do calor latente ou, *Phase Change Material* (PCM), os materiais ou substâncias empregadas apresentam mudança de fase durante a variação de temperatura do processo. Sendo usualmente empregados sais de nitrato e nitrito para a realização desse processo, salienta-se que esse tipo de tecnologia apresenta densidade de energia superior à do calor sensível [75].

Essa tecnologia de armazenamento tem sido amplamente utilizada em plantas termo solares de geração de energia, possuindo também aplicações reais em conjunto com parques eólicos. No entanto, o alto custo para a sua efetiva implantação e o baixo rendimento desses sistemas, prejudicam o seu maior emprego dentro do setor elétrico [65].

3.3.6 Supercapacitores

Os supercapacitores, ultracapacitores ou capacitores eletroquímicos de dupla camada são dispositivos que reúnem as características dos capacitores comuns e das baterias eletroquímicas, com a diferença de não incluir reações químicas no processo [76].

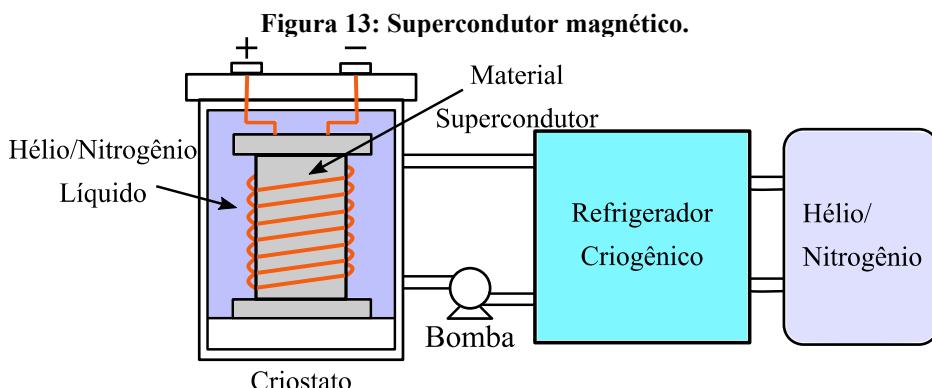
O armazenamento de energia nesses capacitores segue o mesmo princípio dos capacitores convencionais, com exceção que o material isolante é substituído por um eletrólito condutor iônico, no qual os íons se movimentam através de um eletrodo feito de material poroso baseado em carbono, com uma enorme superfície específica [77].

Como a superfície dos eletrodos é muito superior à dos capacitores convencionais, esses dispositivos são capazes de armazenar uma quantidade de energia maior do que qualquer capacitor convencional de mesma massa e volume. Dentre as suas características destaca-se a elevada rampa de descarga, longa vida útil comparável a dos volantes inerciais, elevado rendimento e alta densidade de potência. Por outro lado, a sua baixa densidade de energia e a sua elevada taxa de auto descarga, em torno de 5 a 40% dentro de um intervalo de 24 h, restringe o seu campo de aplicações de curto termo, sendo mais empregada no setor automotivo e de dispositivos portáteis [65] [66].

3.3.7 Supercondutores Magnéticos

Neste tipo de tecnologia, a energia é armazenada no campo magnético de materiais que possuem uma elevada condutividade, este campo magnético é originado por uma corrente contínua que flui através de uma bobina supercondutora a temperaturas criogênicas, usualmente abaixo de -270 °C. Esses materiais supercondutores utilizados apresentam quase que nenhuma resistência quando operando em baixas temperaturas, dessa forma o campo magnético originado pode ser mantido com uma pequena corrente, quase não havendo nenhuma dissipação de energia devido as perdas ôhmicas [68].

Esses supercondutores podem ser constituídos por materiais como mercúrio, vanádio, nióbio, titânio dentre outros. Um supercondutor comumente empregado, por exemplo, é o de nióbio-titânio que apresenta a supercondutividade a temperatura de 9,2 K (-263,95 °C). Na fase de descarga ele libera a energia armazenada ao sistema por meio de um inversor, sendo a magnitude da energia armazenada/fornecida proporcional a autoindutância da bobina e ao quadrado da corrente que flui através dela [78].



Fonte: Elaborado com base em [64]

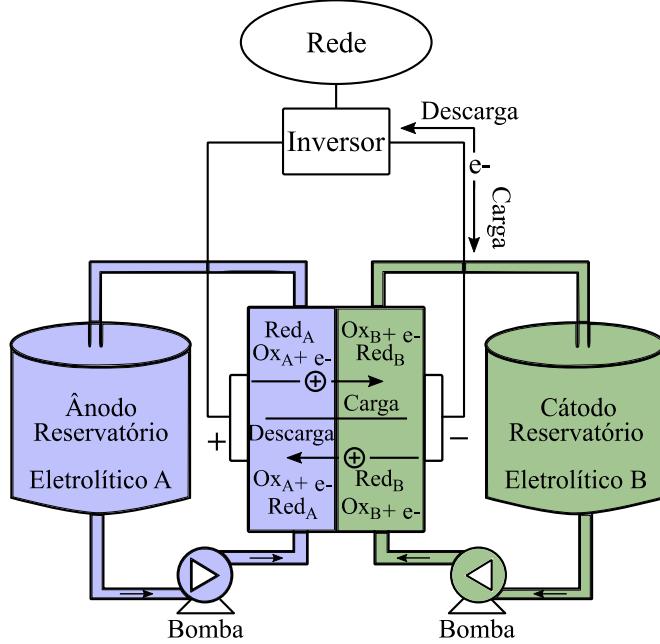
Os supercondutores magnéticos apresentam uma alta eficiência, em torno de 90%, elevada vida útil, alta densidade de energia e resposta instantânea às solicitações de carga e descarga. Sendo utilizado em aplicações que demandem respostas rápidas e de alta potência. Apesar das características positivas apresentadas, esses sistemas possuem um elevado custo em função dos materiais supercondutores e do sistema de refrigeração necessário e um curto tempo de descarga, sendo comumente limitado a situações nas quais o tempo de energia requerida pelo sistema não ultrapasse um segundo [66]. A Figura 13 ilustra a estrutura simplificada de um sistema de armazenamento por supercondutores magnéticos.

3.3.8 Baterias de fluxo

As baterias de fluxo podem ser consideradas como sendo uma combinação entre os princípios de funcionamento da célula a combustível e das baterias convencionais. A principal diferença dessa tecnologia para com as convencionais, é que nas de fluxo o eletrólito contém um ou mais elementos eletroativos dissolvidos em soluções aquosas. Durante o processo de carga, essas soluções são bombeadas através das células eletroquímicas, onde o material eletroquimicamente ativo dissolvido no eletrólito A é oxidado no ânodo e o material eletroquimicamente ativo no eletrólito B é reduzido no cátodo. O processo de descarga é descrito pelo processo reverso [79].

Dessa maneira, diferentemente das baterias convencionais nas quais a energia é armazenada nas células, nas baterias de fluxo a energia química é armazenada nas soluções aquosas e posteriormente convertida em eletricidade nas células eletroquímicas, por meio do bombeamento dessas soluções. A Figura 14 ilustra de forma simplificada o princípio de operação dessas baterias.

Figura 14: Princípio de operação das baterias de fluxo.



Fonte: Elaborado com base em [68].

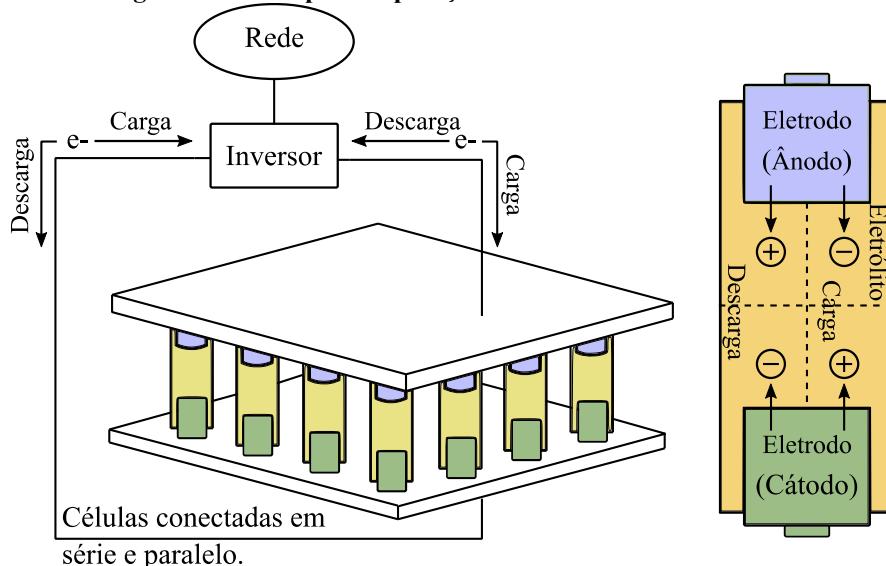
As baterias de fluxo apresentam maior vida útil e menor degradação devido a descargas profundas do que as baterias convencionais, no entanto possuem menor densidade de energia, necessitando de um espaço físico maior do que as convencionais, e um rendimento inferior na faixa de 70 a 80%. Além disso, esses sistemas apresentam uma elevada complexidade

construtiva que agrupa tanques, tubulações, bombas e outros componentes que não são empregados na construção das baterias convencionais [80]. Dentre os tipos de baterias que contemplam essa tecnologia destacam-se as de redox de vanádio, zinco-bromo e as baterias de polissulfeto de brometo.

3.3.9 Baterias convencionais

As baterias convencionais são formadas por células, nas quais a energia química armazenada é convertida em energia elétrica durante o processo de descarga e durante o processo de carga a energia elétrica é armazenada na forma de energia química. O princípio de funcionamento desses sistemas baseia-se de maneira geral nas reações de oxidação, perda de elétrons, e redução, ganho de elétrons. As células eletroquímicas podem ser conectadas em série ou paralelo, com cada célula contendo um eletrólito e dois eletrodos, um ânodo e um cátodo, sendo os valores de tensão e corrente proporcionais à configuração de conexão dessas células [81].

Figura 15: Princípio de operação das baterias convencionais.



Fonte: Elaborado com base em [65]

A Figura 15 ilustra de maneira simplificada a estrutura e princípio de funcionamento das baterias convencionais. Dentre essa tecnologia, as que são mais comumente empregadas são as de chumbo ácido, níquel-cádmio, sódio-enxofre e as de lítio-íon.

As baterias de chumbo ácido, dentre as tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia, é a que se encontra mais madura, sendo um dos sistemas de armazenamento recarregáveis mais amplamente empregados ao longo da história e com uma grande diversidade

de modelos com capacidade e tamanho conforme a aplicação [82]. Por ser uma tecnologia já bastante utilizada, elas são de fácil fabricação e de baixo custo. No entanto, para aplicações de larga escala as baterias de chumbo ácido apresentam desvantagens como o uso intensivo de materiais tóxicos e potencialmente perigosos para o meio ambiente, baixa densidade de energia e de potência, manutenção periódica e curta vida útil [66]. Essas podem ser separadas em duas categorias as inundadas, *flooded lead-acid* (FLA), e as reguladas por válvula, *valve regulated lead acid* (VRLA), sendo essa última mais empregada em situações que demandem maior potência. Apesar da maturidade dessa tecnologia, pesquisas ainda estão sendo conduzidas no que tange as baterias denominadas avançadas de chumbo-ácido, essas possuem uma maior densidade de energia e melhor tempo de resposta do que as baterias de chumbo-ácido tradicionais [83]

A. Níquel-cádmio

A bateria de níquel-cádmio, assim como a de chumbo ácido, também é considerada como uma tecnologia madura. Esse tipo de bateria usualmente apresenta uma elevada vida útil, baixo custo de manutenção e elevada capacidade de descarga. No entanto, as baterias de níquel cádmio são compostas por matérias pesados, tóxicos e que representam grande risco ambiental, além disso, essa tecnologia sofre com o efeito memória o que pode ocasionar a diminuição da sua vida útil [65].

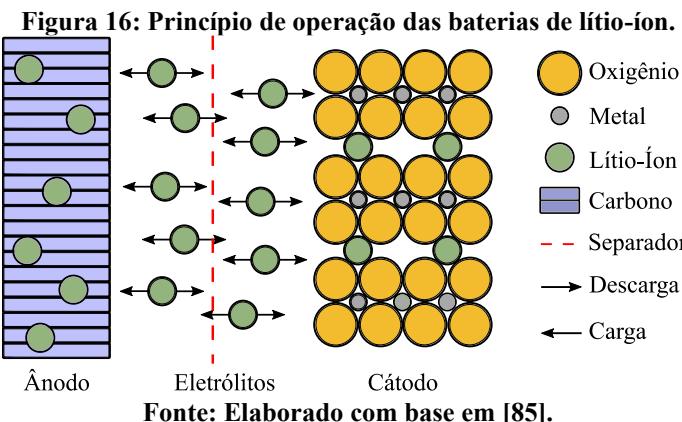
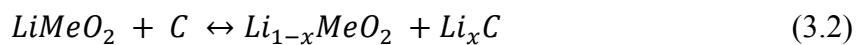
B. Sódio-enxofre

As baterias de sódio-enxofre fazem parte das baterias de alta temperatura. Esse tipo de tecnologia de bateria caracteriza-se pela presença de eletrodos de sal fundido e, portanto, requerem elevadas temperaturas para a sua adequada operação. As baterias de sódio-enxofre apresentam um rendimento elevado, alta densidade de energia, baixa necessidade de manutenção e vida útil superior as das baterias de níquel-cádmio e chumbo ácidas, sendo uma tecnologia promissora no que concerne a aplicações de alta potência. Apesar disso, devido a necessidade de operação em elevadas temperaturas, usualmente superiores a 270 °C, tem-se uma alta complexidade de operação e consequentemente limitações no que tange a sua utilização [84].

C. Lítio-íon

Embora as baterias de lítio-íon tenham sido comercializadas somente no início dos anos 90, elas se tornaram rapidamente uma das tecnologias mais importantes de armazenamento de energia, sendo apontada como uma das mais promissoras e a que mais tem avançado nos últimos anos [82]. Possuindo desde aplicações de menor potência como o segmento de aparelhos portáteis, liderando esse mercado, a utilização de larga escala que pode chegar à capacidade de dezenas e até centena de megawatts. O avanço dessa tecnologia em aplicações estacionárias, deve-se dentre outros fatores a diminuição do seu custo, a alta capacidade de descarga, ao alto rendimento desses sistemas, podendo ser superior a 90%, a elevada densidade de energia que essa tecnologia apresenta quando comparada a outros tipos de bateria, rápida capacidade de resposta (em milissegundos), e a baixa taxa de autodescarga usualmente inferior a 5% por mês [85].

As baterias de lítio-íon usualmente são compostas por um cátodo feito de óxido de metal de lítio ($LiMeO_2$) e um ânodo feito de carbono. Durante o processo de carga do sistema, os íons de lítio fluem do cátodo para o ânodo e durante a descarga o fluxo de elétrons ocorre no sentido contrário, ou seja, do ânodo para o cátodo. A reação eletroquímica que ocorre durante esses processos pode ser descrita por (3.2). O princípio de operação dessa tecnologia e os seus elementos básicos são ilustrados pela Figura 16.



Apesar de usualmente essa tecnologia ser abordada de forma homogênea, há uma ampla variedade de tecnologias dentre as baterias de lítio-íon. Essas apresentam materiais e reações distintas uma das outras, possuindo cada uma a sua particularidade em relação ao desempenho,

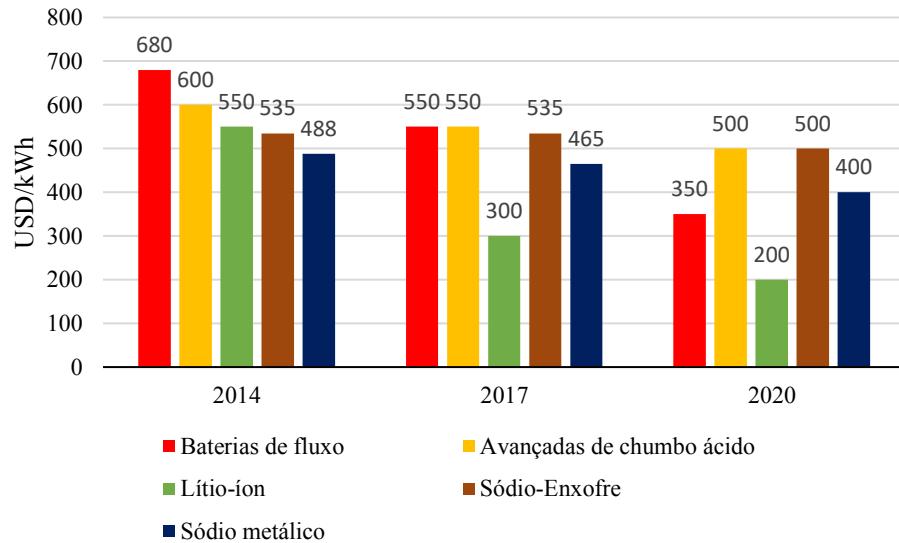
custo, segurança e tempo de vida útil. Dentre essas tecnologias, as que são mais usualmente empregadas no que concerne a aplicações estacionárias são ilustradas pela Figura 17.

Figura 17: Comparação entre as tecnologias de baterias de lítio-íon

Principal Material Ativo	Óxido de cobalto, níquel-manganês e lítio NMC	Óxido de lítio manganês LMO	Lítio Níquel cobalto alumínio NCA	Fosfato de ferro e lítio LiFePO ₄	Óxido de titâno de lítio LTO
Abreviação	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cátodo	$LiNi_xMn_yCo_{1-x-y}O_2$	$LiMn_2O_4$	$LiNiCoAlO_2$	$LiFePO_4$	Variável
Ânodo	C (grafite)	C (grafite)	C (grafite)	C (grafite)	$Li_4Ti_5O_{12}$
Segurança	■	■	■	■	■
Densidade de Potência	■	■	■	■	■
Densidade de Energia	■	■	■	■	■
Custo das células	■	■	■	■	■
Vida útil	■	■	■	■	■
Vantagens	Pode ser adaptada para alta potência. Perfil térmico estável. Pode operar em altas tensões.	Baixo custo. Boa estabilidade térmica. Elevada capacidade energética.	Elevada capacidade energética. Elevada vida útil.	Baixa estabilidade térmica. Elevada vida útil. Baixo custo Elevada capacidade energética.	Baixa estabilidade térmica. Elevada vida útil. Alta capacidade de descarga.
Desvantagens	Problemas relacionados a patente em alguns países.	Moderada vida útil. Baixa densidade de energia.	Segurança moderada. Pode haver variações quanto a capacidade para faixas entre 40-70º C.	Moderada densidade de energia.	Alto custo do titânio. Moderada densidade de energia.

Fonte: [85].

Figura 18: Previsão e custo de algumas das tecnologias eletroquímicas para aplicação estacionária.



Fonte: Elaborado com base em [86]

A queda dramática do custo das baterias de lítio-íon em relação a outras tecnologias eletroquímicas para aplicações de larga escala é ilustrada pela Figura 18. Essa redução de custo das baterias é importante para o avanço de diversos segmentos dentro dos sistemas elétricos de potência como os veículos elétricos, as fontes renováveis de energia e as microrredes.

Como ilustrado, as baterias de lítio-íon têm se destacado no que concerne à tecnologia eletroquímica de armazenamento, apresentando vantagens tanto de custo como de operação. Destaca-se, por exemplo, a aplicação dessa tecnologia na região sul da Austrália, onde a instalação de Hornsdale abriga o maior sistema de armazenamento por meio de baterias de lítio-íon do mundo. Esse empreendimento realizado em 2017 pela Tesla em conjunto com a Neoen e o governo Australiano consiste na integração de um BESS com capacidade de 100 MW / 129 MWh conectado a um grande parque eólico, cuja potência encontra-se em torno de 300 MW, contribuindo para o controle de carga, de frequência e estabilidade da rede australiana [87] [88].

Esse tipo de tecnologia além de ser utilizada em largos empreendimentos, como o citado, podem ser também de grande auxílio para a operacionalidade das microrredes, sendo capaz de auxiliar de maneira rápida e versátil à adequada operação dessas redes em modo conectado e desconectado. Posto isso e considerando todo o cenário ilustrado em relação aos sistemas armazenadores de energia, neste trabalho optou-se pela tecnologia eletroquímica de lítio-íon fosfato, devido às diversas vantagens apresentadas e a sua promissora e crescente aplicação.

3.4 Aplicações em microrredes

Devido as particularidades que as microrredes apresentam em relação aos sistemas tradicionais de potência, a sua adequada operação e controle mostram-se ainda como tarefas desafiadoras, com diferentes aspectos a serem abordados tanto para a operação das MG em modo desconectado do sistema principal quanto para a operação em modo conectado. Enquanto que a matriz energética dos sistemas tradicionais é composta principalmente por fontes despacháveis de energia, nas microrredes a variabilidade e a intermitência das fontes distribuídas, dificultam que o balanço entre demanda e potência seja continuamente atendido ocasionando em problemas de estabilidade e qualidade de energia.

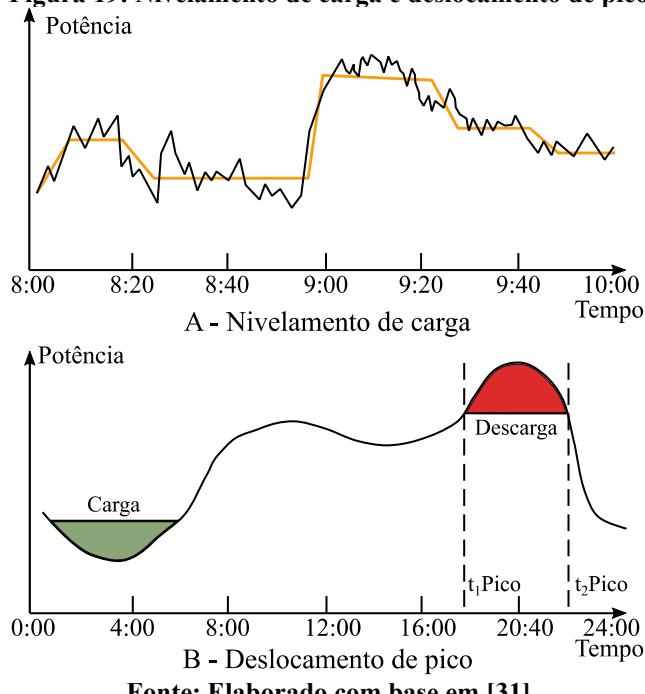
Deste modo, os sistemas armazenadores de energia desempenham um importante papel na operação das microrredes, uma vez que esses dispositivos podem atuar como carga, demandando potência, e como gerador, fornecendo potência, o que auxilia a redução das flutuações e no balanço entre demanda e consumo da MG, melhorando significativamente a estabilidade, confiabilidade e qualidade da energia dessas redes. Assim sendo, apresenta-se de maneira sucinta alguns desafios que concernem a operação das microrredes nos quais os sistemas armazenadores de energia podem ser empregados.

3.4.1 Gerenciamento de energia

O gerenciamento de energia nas microrredes baseia-se em uma estratégia tecnoeconômica para o despacho de energia e gerenciamento de cargas. Essa estratégia não apenas minimiza o custo da operação, como também atende à demanda das cargas dentro das restrições operacionais do sistema. Uma vez que as fontes intermitentes de energia têm a sua geração dependente das condições climáticas e tendo em vista que os armazenadores de energia podem ser considerados como fontes despacháveis e controláveis, esses dispositivos desempenham um papel indispensável no que tange a flexibilização e a otimização do uso dessas fontes [89].

Os armazenadores de energia atuam armazenando energia quando a capacidade de geração das fontes distribuídas é superior à demanda e fornecendo energia quando o suprimento provido por estas fontes é inferior ao consumo. Em função dessa capacidade, esses dispositivos podem ser utilizados em serviços como nivelamento de carga e deslocamento de pico.

Figura 19: Nivelamento de carga e deslocamento de pico



Fonte: Elaborado com base em [31]

Os serviços de nivelamento de carga e deslocamento de pico são parecidos, ambos atuando com relação a curva de carga do sistema. O serviço de nivelamento de carga está direcionado às flutuações de curto prazo enquanto que o de deslocamento de pico é de longo prazo. No nivelamento de carga as variações rápidas com relação a curva de carga são compensadas, com o armazenador atuando como carga flutuante, dessa maneira caso as oscilações não sejam de grande magnitude tem-se uma curva de carga mais constante. Já no

deslocamento de pico esses dispositivos irão armazenar energia no horário fora de ponta e fornecer energia no horário cuja a energia é mais cara, durante o período de alta demanda [31].

Na Figura 19-(A) ilustra-se o serviço de nivelamento de carga com o armazenador auxiliando a suavizar as oscilações de curto termo e de pequena magnitude, já a Figura 19-(B) ilustra o serviço de deslocamento de pico com o armazenador atuando como carga durante o horário de menor demanda e como gerador durante o período de maior demanda.

3.4.2 Melhoria da qualidade de energia

A variabilidade da geração, a operação de dispositivos de comutação e o mau funcionamento de equipamentos são fatores que dentre outros podem degradar a qualidade da energia e, portanto, afetar negativamente a operação das microrredes, reduzindo a eficiência e aumentando os custos relacionados a manutenção desses sistemas. Os armazenadores de energia podem ser empregados para auxiliar a qualidade da energia das microrredes, oferecendo serviços como suporte a tensão, balanceamento entre fases, correção do fator de potência e compensação harmônica.

As microrredes assim como os sistemas tradicionais, estão sujeitas a eventos que ocasionem na variação de tensão elevação/queda seja ela de curto ou longo termo. A queda da tensão ocorre quando a microrrede não possui a energia necessária para atender a demanda, já a elevação de tensão é devido ao fluxo de energia reverso quando a geração local excede o consumo. Essas variações de tensão podem ocasionar no mau funcionamento e até mesmo no desligamento dos equipamentos conectados à rede, principalmente aqueles que possuem maior sensibilidade a esses eventos, como os que operam por comutação. Os sistemas armazenadores de energia podem auxiliar nessa questão, provendo controle tanto potência ativa como de reativa em função dessas variações de tensão, ajudando na mitigação desses eventos e contribuindo com a regulação de tensão da microrrede por meio do suporte a tensão [90].

Os armazenadores conectados à rede por meio de inversores, podem fornecer potência ativa e reativa de acordo com o controle empregado. Dessa maneira, é possível empregar esses sistemas para realizar a correção de fator de potência tanto de indústrias, como de microrredes a fim de reduzir perdas técnicas e atender a restrições operacionais.

Os sistemas de distribuição geralmente não são perfeitamente平衡ados. Como as microrredes compõem uma parte menor dessa estrutura elas também podem necessitar do emprego de ferramentas que ajudem a mitigar esse desbalanço entre fases. Assim sendo, pode-se utilizar dos sistemas armazenadores de energia conectados de maneira monofásica à rede,

controlando o ativo e reativo de acordo com as necessidades de cada fase de maneira independente e garantindo uma operação mais eficiente com as três fases melhor balanceadas [91].

As microrredes estão sujeitas às distorções harmônicas de tensão e corrente, em função das cargas e das fontes distribuídas que compõem esses sistemas. Os armazenadores de energia podem ser controlados de maneira que auxiliem na mitigação desses harmônicos, atuando como filtros ativos. O trabalho [92] ilustra a aplicação do BESS prestando esse tipo de serviço a uma microrrede isolada.

3.4.3 Melhoria da estabilidade

Através do controle do inversor os sistemas armazenadores de energia podem ser utilizados com o objetivo de auxiliar a estabilidade tanto de frequência como de tensão, por meio da troca de potência ativa e reativa com a microrrede. Perturbações que ocasionem na falta de energia reativa da microrrede como variação dinâmica de carga/geração e alterações nas condições do sistema podem ocasionar tanto na elevação quanto na queda progressiva e descontrolada de tensão. Com isso, é necessário a utilização de ferramentas que auxiliem nesses eventos realizando a manutenção da tensão e garantindo o seu valor dentro das restrições impostas para a adequada operação das microrredes. Os armazenadores de energia podem ser empregados com o objetivo de auxiliar a estabilidade de tensão das microrredes, por meio de controles no inversor que atenuem essas oscilações de tensão [93].

Além disso, como já discutido no Capítulo 2, a estabilidade de frequência desses sistemas é um grande desafio devido à baixa inércia dessas redes e as características intermitentes das fontes que usualmente compõe a sua matriz energética. Posto isso, os sistemas armazenadores, como as baterias, possuem uma rápida dinâmica podendo atuar como fonte de energia ativa e reativa a fim de ajudar na mitigação desses eventos que podem ocasionar na instabilidade de frequência e tensão das microrredes. Dessa forma, dentre os serviços apresentados, este trabalho focou na melhoria da estabilidade desses sistemas, mas especificamente no que concerne ao suporte a estabilidade de frequência.

3.5 Considerações finais

Neste capítulo abordou-se a respeito dos sistemas armazenadores de energia, apresentando alguns conceitos, tecnologias e aplicações desses dispositivos. Neste intuito, primeiramente ilustrou-se alguns conceitos básicos que se referem aos armazenadores e a sua

classificação podendo essa ser dada em razão do tipo de energia utilizada, sendo essas: química, eletroquímica, mecânica térmica e elétrica. Posteriormente, tratou-se a respeito das diferentes tecnologias em função da sua classificação que podem ser utilizadas nos sistemas elétricos de potência. Por fim, apresentou-se algumas aplicações nas quais esses dispositivos podem prover serviços às microrredes. Desta maneira, pode-se elucidar melhor ao leitor a respeito das diversas tecnologias existentes, dentre essas as baterias, que foi a escolhida para o estudo realizado neste trabalho.

CAPÍTULO IV

4 MODELAGEM COMPUTACIONAL

4.1 Considerações Iniciais

A adequada modelagem dos componentes elétricos e emprego das estruturas de controle são de fundamental importância para que os estudos computacionais dentro do campo de sistemas elétricos de potência sejam realizados de maneira satisfatória. Desta maneira, este capítulo visa ilustrar de maneira sucinta a ferramenta de simulação adotada para a análise dos estudos de caso, assim como os modelos matemáticos e computacionais dos principais componentes utilizados para a realização deste trabalho. Além disso, é apresentado os reguladores adotados para o controle da máquina síncrona, o filtro utilizado e as estruturas de controle e gerenciamento que concernem ao BESS.

4.2 Simscape Electrical

Para o desenvolvimento deste trabalho todos os componentes e sistemas de controle utilizados, foram empregados no ambiente Matlab/Simulink por meio da ferramenta computacional *Simscape Electrical*. Essa ferramenta possui um conjunto de bibliotecas com diversos elementos de sistemas de potência, componentes e ferramentas para modelagem e simulações relacionadas aos sistemas elétricos. Incluindo, por exemplo, diversos modelos de máquinas elétricas e seus controles, elementos para acionamentos elétricos, cargas lineares e não lineares, elementos de proteção, diversos componentes da eletrônica de potência, elementos relacionados às energias renováveis, ferramentas para o fluxo de carga, uma ampla variedade de componentes de controle e distintas transformadas.

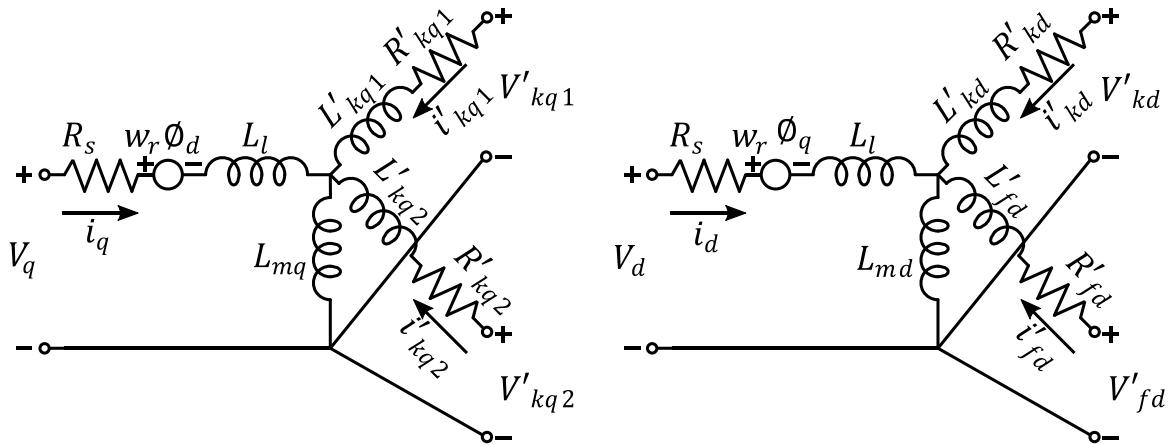
Além dessa versatilidade de elementos, o *Simscape Electrical* possibilita que as simulações sejam realizadas nos modos contínuo, discreto e fasorial o que facilita e permite a realização de diversos estudos de acordo com as necessidades impostas pelo problema abordado. Apresentando-se como uma ferramenta computacional eficiente na análise de transitórios eletromecânicos e nas que utilizam de elementos da eletrônica de potência [94]. Considerando o exposto, neste trabalho foi adotada a versão R2016a do *Simscape Electrical*,

Matlab/Simulink utilizando-se do modo discreto de resolução com um passo de cinco microssegundos.

4.3 Gerador Síncrono

A máquina síncrona contida na biblioteca do *Simscape Electrical* utiliza de um modelo de sexta ordem (modelo subtransitório) que considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento. A máquina pode operar tanto como gerador como motor, dependendo do sinal de potência mecânica de entrada. Dessa maneira, quando a potência mecânica de entrada é positiva a máquina opera como gerador e para sinais negativos a máquina opera como motor. A Figura 20 apresenta o circuito elétrico equivalente da máquina síncrona adotada.

Figura 20: Modelo elétrico da máquina síncrona do *Simscape Electrical*



Fonte: Elaborado com base em [95]

Os subscritos utilizados na Figura 20 referem-se a:

- d, q: Aos eixos direto e de quadratura, respectivamente;
- r, s: Rotor e estator, respectivamente;
- l, m: Indutâncias de dispersão de magnetização, respectivamente;
- f, k: Aos enrolamentos de campo e amortecedor, respectivamente.

As seguintes equações, (4.1) a (4.12), representam o modelo matemático utilizado [94]:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - w_r \phi_q \quad (4.1)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \emptyset_q - w_r \emptyset_d \quad (4.2)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \emptyset'_{fd} \quad (4.3)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \emptyset'_{kd} \quad (4.4)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \emptyset'_{kq1} \quad (4.5)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \emptyset'_{kq2} \quad (4.6)$$

$$\phi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (4.7)$$

$$\phi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kd} \quad (4.8)$$

$$\phi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (4.9)$$

$$\phi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \quad (4.10)$$

$$\phi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \quad (4.11)$$

$$\phi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q \quad (4.12)$$

As grandezas apresentadas pelos conjuntos de equações dadas em (p.u.), representam:
 V_d, i_d : Tensão e corrente de eixo direto;
 V_q, i_q : Tensão e corrente de eixo de quadratura;
 V'_{fd}, i'_{fd} : Tensão e corrente de campo;
 V'_{kd}, i'_{kd} : Tensão e corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto;
 $V'_{kq1}, i'_{kq1}, V'_{kq2}, i'_{kq2}$: Tensões e correntes dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura;

Φ_d , Φ_q : Fluxos de eixo direto e de quadratura;
 Φ'_{fd} : Fluxo no enrolamento de campo;
 Φ'_{kd} : Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto;
 Φ'_{kq1} , Φ'_{kq2} : Fluxos nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura;
 w_r : Velocidade angular mecânica do rotor;
 R_s : Resistência do estator;
 R'_{fd} : Resistência de campo referida ao estator;
 R'_{kd} : Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator;
 R'_{kq1} , R'_{kq2} : Resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator;
 L_d , L_{md} : Indutâncias total e mútua de eixo direto;
 L_q , L_{mq} : Indutâncias total e mútua de eixo em quadratura;
 L'_{fd} : Indutância do enrolamento de campo referida ao estator;
 L'_{kd} : Indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator;
 L'_{kq1} , L'_{kq2} : Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator.

Há distintos modelos de máquinas síncronas disponibilizados pelo *Simscape Electrical*, nos quais permite-se escolher entre os modelos de polos lisos e de polos salientes de máquinas síncronas. Quanto aos parâmetros de entrada eles podem ser inseridos em (p.u.), sendo estes: a potência nominal, tensão e frequência de operação, reatâncias transitórias e subtransitórias de eixo direto e em quadratura, constantes de tempo, coeficiente de inércia, número de par de polos, dentre outros. Com a inicialização da máquina podendo ser realizada de acordo com as condições iniciais ou não.

Para este trabalho foi adotada o modelo *Synchronous Machine pu Standard*, de polos lisos com potência nominal de 10 MVA, para a representação do turbogerador da microrrede analisada. A inicialização da máquina foi realizada por meio da ferramenta *Machine Initialization* presente no bloco *powergui*, de acordo com as condições de operação especificadas. Os dados referentes a máquina síncrona empregada encontram-se no Apêndice A.

4.3.1 Regulador de velocidade

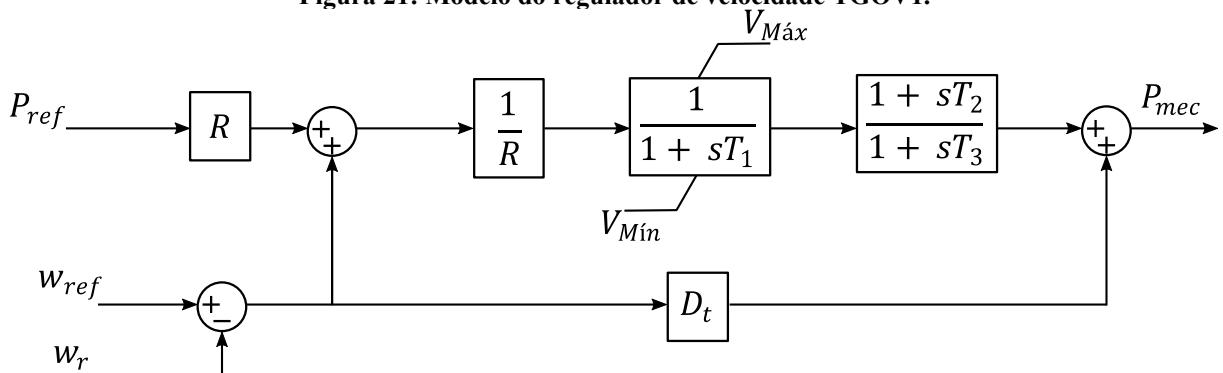
O regulador de velocidade é o sistema responsável por converter a energia primária em energia mecânica no eixo do gerador. Para uma turbina a vapor, por exemplo, é o regulador de

velocidade que realiza a abertura ou fechamento da válvula de vapor ou combustível em razão do desvio de frequência em sua entrada.

Embora, os processos físicos associados ao conjunto turbina-gerador serem geralmente complexos, é possível usar sem perda significativa de precisão, modelos simples para a sua análise dinâmica [1]. Dessa maneira, pode-se representar o conjunto turbina-gerador utilizando-se da teoria clássica de sistemas de controle, na qual, as funções de transferência de cada unidade são representadas por blocos interligados. Essas funções de transferência são obtidas, por meio da aplicação da transformada de Laplace, sobre as equações diferenciais que descrevem o comportamento de cada unidade do regulador. Possuindo três entradas e uma saída, sendo as entradas sinais que representam a velocidade de referência, potência de referência e a velocidade real em (p.u.). Com a saída, potência mecânica em p.u., dada em função desses valores. Além disso, o modelo matemático da própria turbina é englobado no modelo do regulador de velocidade, formando assim uma única estrutura.

O modelo adotado neste trabalho para o regulador de velocidade do turbogenerator é o TGOV1, no qual os diagramas de bloco representam: R a inclinação, *droop*, adotada em p.u., T_1 a constante de tempo em segundos da válvula principal de controle de vapor, $V_{Máx}$ e $V_{Mín}$ as limitações de abertura da válvula, T_2 e T_3 as constantes de tempo em segundos do bloco de avanço-atraso de fase associadas ao fluxo de vapor no reaquecedor e nos estágios da turbina e D_t a constante em p.u. relacionada ao amortecimento mecânico da turbina. O diagrama de blocos desse modelo é ilustrado pela Figura 21.

Figura 21: Modelo do regulador de velocidade TGOV1.



Fonte: Elaborado com base em [96]

As restrições quanto aos parâmetros do regulador TGOV1 são dadas a seguir por (4.13) a (4.21) [96] [97]:

$$0.001 < R < 0.1 \quad (4.13)$$

$$0.04 < T_1 < 0.5 \quad (4.14)$$

$$0.5 < V_{Máx} < 1.2 \quad (4.15)$$

$$V_{Mín} < V_{Máx} \quad (4.16)$$

$$0 \leq V_{Mín} < 1.0 \quad (4.17)$$

$$0 < T_2 \quad (4.18)$$

$$0.04 < T_3 < 10 \quad (4.19)$$

$$T_2 < \frac{T_3}{2} \quad (4.20)$$

$$0 \leq D_t < 0.5 \quad (4.21)$$

Destaca-se que para a operação em modo conectado opera-se com uma inclinação R igual a 0,05 (p.u.), já para a operação em modo ilhado como descrito no Capítulo 2, na seção que aborda sobre ilhamento, há a necessidade de que ao menos uma fonte passe a operar em função do controle de tensão e frequência da rede. Dessa maneira, para que se atenda essa premissa, dado o instante de abertura da chave e consequente ilhamento é atribuído ao gerador uma pequena inclinação de 0,005 (p.u.), por meio dos blocos *clock* e *switch*, com o turbogerador passando a ser o principal elemento no que tange a manutenção de frequência da rede, operando de maneira isócrona. Os dados referentes ao regulador de velocidade encontram-se no Apêndice A.

4.3.2 Regulador de tensão

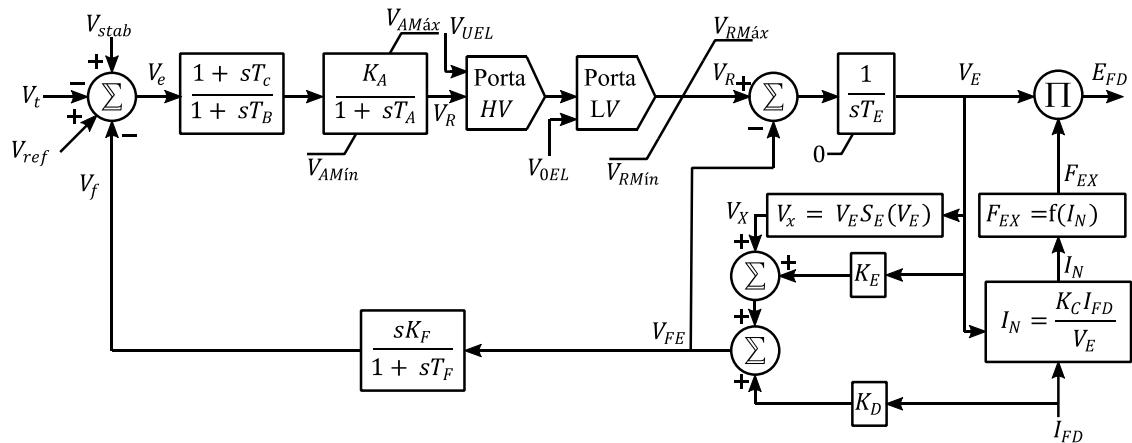
A principal função do sistema de excitação de uma máquina síncrona é alimentar o enrolamento de campo com corrente contínua, de modo que o fluxo principal no rotor seja gerado. Além disso, as funções de controle desse sistema incluem, dentre outras, o controle da

tensão de campo, tensão terminal, fluxo de potência reativa da máquina para com o sistema e fator de potência da máquina. O sistema de excitação não somente atua de maneira a fornecer um perfil de tensão constante durante a operação em regime permanente, como também auxilia a minimizar as oscilações de tensão durante eventos transitórios, melhorando assim a estabilidade global do sistema [41].

Os sistemas de excitação podem ser formados por fontes rotativas ou estáticas, em corrente contínua ou alternada, sendo distribuído em três grandes categorias: os sistemas de excitação alimentados por geradores em corrente contínua, os sistemas de excitação em corrente alternada e os sistemas de excitação estática.

Dentre a diversidade de modelos de reguladores de tensão existentes, para a representação do sistema de excitação do turbogenerator empregado foi adotado o modelo IEEE AC1A presente na biblioteca do *Simscape Electrical*. Esse modelo representa um sistema de excitação rotativo sem escovas com a excitatriz em corrente alternada. A Figura 22 ilustra o modelo do regulador de tensão IEEE AC1A.

Figura 22: Modelo do regulador de tensão AC1A.



Fonte: Elaborado com base em [98].

O sinal V_e é obtido em função da tensão terminal V_t , da tensão de referência V_{Ref} , do sinal estabilizante V_{stab} e do sinal de realimentação V_f . Esse sinal passa pelo filtro de avanço-atraso de fase e alimenta o regulador de tensão, limitado pelos parâmetros $V_{AMáx}$ e $V_{AMín}$ que são proporcionais ao limite nominal da alimentação do regulador. O sinal de saída desse bloco, V_R , pode sofrer alterações pelos limitadores de subexcitação V_{UEL} ou sobreexcitação V_{OEL} , já os sinais $V_{RMáx}$ e V_{RMin} representam os limites relacionados a capacidade nominal da excitatriz AC. Após passar por estes limitadores, o sinal V_R é subtraído do sinal V_{FE} que representa a

soma do sinal da função de saturação da excitatriz $S_E(E_{FD})$ com o sinal proveniente do fator de desmagnetização K_D . A reação de armadura, dependente do carregamento imposto a máquina pode também causar mudanças no modo de comutação dos diodos da excitatriz, dessa maneira esse efeito é representado por K_C , I_N e F_{EX} . O zero no modelo da excitatriz CA, representa a não condução de valores negativos pelos diodos rotativos. Por fim, o novo valor de tensão de excitação fornecida pelo regulador é dado pelo sinal de saída E_{FD} [99].

Para as redes de transmissão normalmente os sistemas de excitação são controlados com o objetivo de manter a tensão terminal constante. No entanto, para as redes de distribuição, não há consenso a respeito da melhor filosofia de controle para os reguladores de tensão, seja ela por meio do controle da potência reativa constante (fator de potência) – gerador operando como barra PQ, ou por tensão constante – gerador operando como barra PV [9].

Como para este trabalho, durante a operação em modo ilhado o turbogenerator foi adotado como elemento responsável pela manutenção da tensão da microrrede, optou-se pelo controle da excitatriz em função da tensão terminal do barramento da máquina devido ao objetivo almejado e para que não haja a necessidade de alteração entre as filosofias de controle PQ para PV, após a perda da rede principal. Os valores que concernem ao regulador de tensão AC1A utilizado, encontra-se dentro dos exemplos do MATLAB, fornecidos pela referência [100].

4.4 Cargas Elétricas

As cargas elétricas no *Simscape Electrical* são representadas por modelos estáticos dependentes da tensão, com as parcelas de potência ativa e reativa dadas por (4.22) e (4.23):

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (4.22)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (4.23)$$

Com os parâmetros representado:

P e Q : Potências ativa e reativa demandadas pela carga;

P_0 e Q_0 : Potências ativa e reativa nominais da carga;

V e V_0 : Tensões nodal e nominal da carga;

n_p : Expoente que indica o comportamento da parcela ativa da carga em relação à variação da tensão nodal;

n_q : Expoente que indica o comportamento da parcela reativa da carga em relação à variação da tensão nodal;

Nesse modelo de representação as cargas podem ser definidas como sendo do tipo impedância constante, corrente constante e potência constante em função dos valores dos expoentes n_p e n_q , conforme a Tabela 2. Para a realização deste trabalho adotou-se a representação das cargas pelo tipo impedância constante, com o comportamento dessa variando em função do quadrado da tensão. Os valores referentes às potências das cargas do sistema podem ser encontrados no capítulo sobre estudos de caso.

Tabela 2: Tipos de cargas elétricas

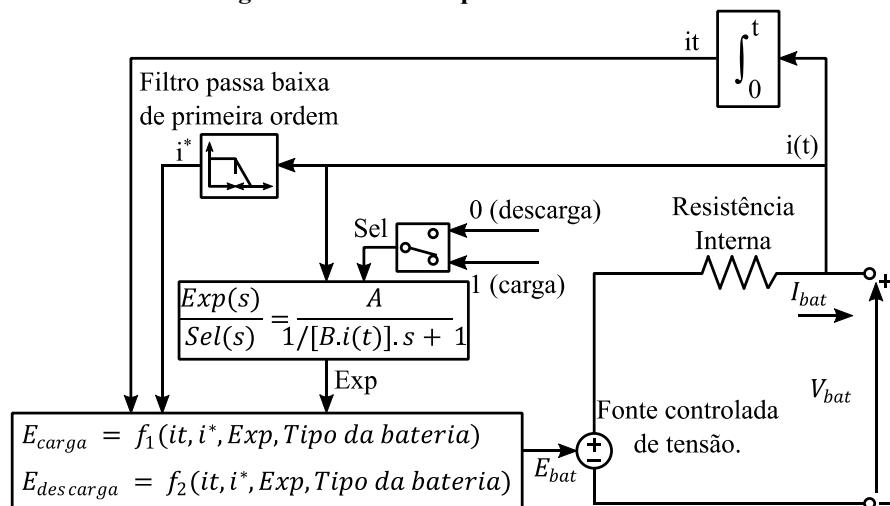
Tipo de carga	n_p	n_q
Impedância constante	2	2
Corrente constante	1	1
Potência constante	0	0

Fonte: Autor.

4.5 Sistema de armazenamento por baterias (BESS)

Para a representação do banco de baterias utilizado neste trabalho, foi empregado o modelo dinâmico de baterias já existente na biblioteca do *Simscape Electrical*. Neste, a bateria é representada por uma fonte controlada e uma resistência em série, conforme ilustrado pelo circuito equivalente da Figura 23.

Figura 23: Circuito equivalente da bateria



Fonte: Elaborado com base em [101].

O modelo, permite caracterizar o comportamento das baterias de chumbo ácido, nickel-cádmio, níquel-hidreto metálico e de lítio-íon em função das equações de carga e descarga empregadas. Quando comparadas ao modelo físico real, o modelo ilustrado apresenta um bom desempenho com erro máximo de 5% em relação a performance dinâmica para o estado de carga da bateria, *state of charge* (SOC), entre 10% e 100%, com a corrente de carga entre zero e duas vezes a capacidade nominal do banco e corrente de descarga entre zero e cinco vezes a capacidade nominal do banco. Ele leva ainda em conta algumas premissas, por exemplo, considera-se que a resistência interna da bateria seja constante durante os ciclos de carga e descarga não variando em função da amplitude de corrente, que a bateria não possua efeito de memória, dentre outras [101].

As equações que representam o comportamento das baterias de lítio-íon durante os processos de carga e descarga são descritas por (4.24) e (4.25):

- Modo de descarga ($i^* > 0$)

$$f_1(it, i^*, i) = E_0 - K_1 \cdot \frac{Q}{Q-it} \cdot i^* - K_2 \cdot \frac{Q}{Q-it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (4.24)$$

- Modo de carga ($i^* < 0$)

$$f_2(it, i^*, i) = E_0 - K_1 \cdot \frac{Q}{it + 0.1 \cdot Q} \cdot i^* - K_2 \cdot \frac{Q}{Q-it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (4.25)$$

Com os parâmetros das equações e da Figura 23 representando:

E_{carga} : a tensão de carga em (V);

E_{descarga} : a tensão de descarga em (V);

E_{bat} : tensão não linear em (V);

E_0 : tensão constante em (V);

$\text{Exp}(s)$: a dinâmica da zona exponencial em (V);

$\text{Sel}(s)$: o modo de operação da bateria, $\text{Sel}(s)=0$ durante o processo de descarga e $\text{Sel}(s)=1$ durante o processo de carga;

K_1 : a resistência de polarização (Ω);

K_2 : a constante de polarização (V/Ah);

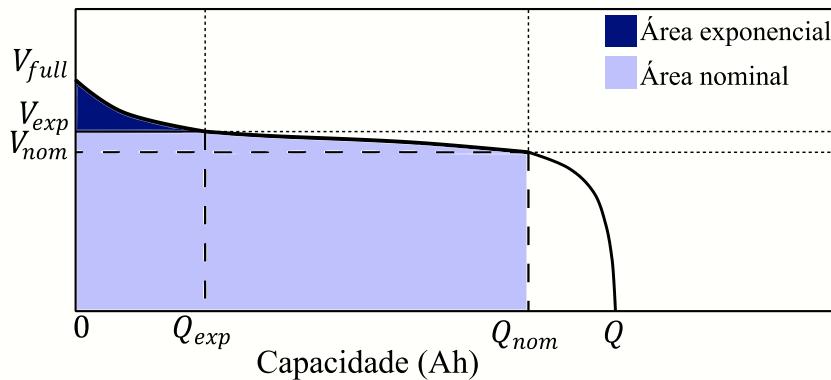
i^* : a corrente dinâmica de baixa frequência (A);

it : a capacidade extraída (Ah)

- i: corrente da bateria (A);
- Q: capacidade máxima da bateria (Ah);
- A: tensão exponencial (V);
- B: capacidade exponencial (Ah)⁻¹.

A curva típica de descarga para o modelo representativo e dependente do tipo de bateria adotada, é ilustrada pela Figura 24. A curva apresentada é composta por três distintas seções, a primeira ilustra a variação exponencial da tensão para quando a bateria estiver totalmente carregada (V_{full}) com o seu fim delimitado por (Q_{exp} , V_{exp}), podendo essa ser maior ou menor em razão do tipo de bateria empregado, a segunda representa a energia que pode ser extraída da bateria até que a tensão fique abaixo da tensão nominal delimitada por (Q_{nom} , V_{nom}) e a terceira ilustra a descarga total da bateria, quando a tensão diminui bruscamente.

Figura 24: Curva típica de descarga.



Fonte: Elaborado com base em [102].

O bloco de baterias presente no *Simscape Electrical* é capaz de emular as características gerais de um modelo agregado, com múltiplas baterias conectadas em série e paralelo [31]. Desta maneira, é possível empregá-lo com o objetivo de simular de maneira aproximada uma unidade concentrada de baterias. Os dados referentes ao conjunto de baterias de lítio-íon adotadas encontram-se no Apêndice A e foram retirados da referência [103].

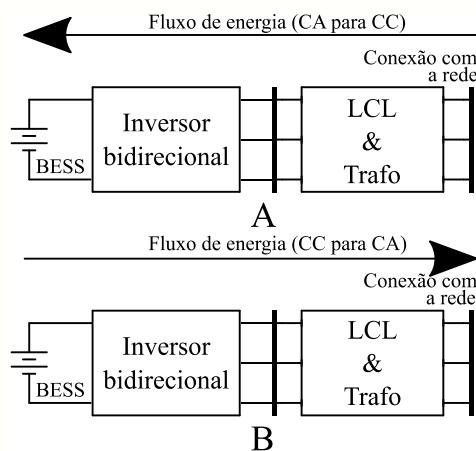
4.6 Inversor bidirecional CC-CA

Os inversores do tipo fonte de tensão são amplamente utilizados para a conexão de fontes renováveis e de sistemas armazenadores de energia à rede, com a topologia destes sistemas dependente dos níveis de potência e tensão da aplicação. Para a conexão das baterias com a rede foi empregado um filtro LCL, um transformador de acoplamento e uma ponte

trifásica do tipo fonte de tensão, utilizando da tecnologia de tiristores, presente na biblioteca do *Simscape Electrical*.

Considerando que o BESS mantenha a tensão no barramento CC em níveis aceitáveis, é possível utilizar de maneira aproximada dessa topologia para atender aos dois processos requeridos, carga e descarga. Para ambas as situações, o conversor CC-CA atuará como interface entre os barramentos, possibilitando o fluxo bidirecional de potência. Sendo que para atender ao processo de carga a operação do conversor ocorre no modo retificador e para o processo de descarga, no modo inversor. Os modos de operação do conversor e o sentido do fluxo de potência são ilustrados pela Figura 25.

Figura 25: Etapas de operação no modo: A - Retificador B - Inversor.



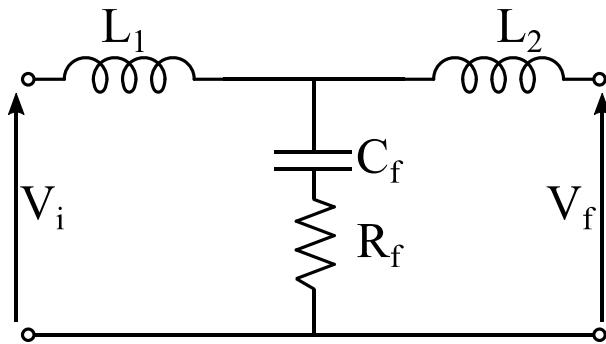
Fonte: Autor.

4.7 Filtro LCL

Para a atenuação do conteúdo harmônico de corrente em virtude do chaveamento por largura de pulso, *Pulse Width Modulation* (PWM), é necessário o emprego de filtros, sendo a solução mais simples baseada na utilização de indutores. No entanto, para aplicações de maior potência, o valor dessa indutância pode se tornar alto, prejudicando a dinâmica de controle do sistema e tornando onerosa a sua aplicação. Dessa maneira, um filtro de terceira ordem (LCL) é empregado devido às vantagens que esse proporciona em relação aos filtros de primeira e segunda ordem (L e LC), como tamanho reduzido, dinâmica e interferência magnética [104].

Os procedimentos referentes ao projeto e cálculo do filtro são realizados de acordo com a referência [105]. O modelo por fase do filtro é ilustrado pela Figura 26, com V_i sendo a tensão CA por fase do lado do inversor.

Figura 26: Circuito monofásico do filtro LCL



Fonte: Elaborado com base em [104].

Para o projeto do filtro, primeiramente deve-se calcular a impedância base Z_b e a capacitância base C_b . O cálculo desses parâmetros ocorre em função da potência nominal trifásica de saída do inversor S_n , da tensão de linha V_L e da frequência angular da rede ω_g , de acordo com (4.26) e (4.27)

$$Z_b = \frac{V_L^2}{S_n} \quad (4.26)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} \quad (4.27)$$

A capacitância do filtro C_f é estipulada em razão da capacitância base, e está diretamente interligada à potência reativa produzida pelo inversor. Para o seu projeto, usualmente considera-se que a variação máxima do fator de potência observada pela rede é em torno de 5%, o que indicaria em um $C_f = 0,05C_b$. Pode-se utilizar também, caso necessário, um valor superior a essa faixa para compensar a reatância indutiva no filtro, porém o fator de potência será prejudicado [104]. Desta maneira, adotou-se o valor da capacitância do filtro em torno da metade do limite de 5% indicado para a capacitância base, conforme apresentado por (4.28).

$$C_f = 0,03 \cdot C_b \quad (4.28)$$

O cálculo do indutor do lado do inversor L_1 é realizado considerando-se a máxima ondulação, *ripple*, de corrente desejada, sendo esse valor usualmente inferior a 10% da corrente máxima. Os cálculos referentes a corrente máxima I_{\max} , a ondulação de corrente adotada ΔI_{\max} e o valor do indutor L_1 , são dados por (4.29) a (4.31):

$$I_{\max} = \frac{P_n \cdot \sqrt{2}}{3 \cdot V_f} \quad (4.29)$$

$$\Delta I_{\max} = 0,08 \cdot I_{\max} \quad (4.30)$$

$$L_1 = \frac{V_{cc}}{6 \cdot f_{sw} \cdot \Delta I_{\max}} \quad (4.31)$$

Os parâmetros V_f representando a tensão nominal por fase, V_{cc} a tensão nominal do barramento em corrente contínua e f_{sw} a frequência de chaveamento do inversor. O cálculo do indutor acoplado à rede L_2 considera um fator de atenuação de corrente harmônica k_a , assim como na referência [105], o valor adotado para esse fator foi igual a 20%, com L_2 obtido por (4.32):

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f \cdot \omega_{sw}^2} \quad (4.32)$$

Com ω_{sw} representando a frequência angular dada em razão do chaveamento do inversor. Após encontrar as indutâncias do filtro, deve-se ter cuidado quanto aos limites referentes a frequência de ressonância dados por (4.33) e (4.34):

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}} \quad (4.33)$$

$$10 \cdot f_{res} < F_{res} < 0,5 \cdot f_{sw} \quad (4.34)$$

Onde f_{res} representa a frequência de ressonância do filtro. A frequência de ressonância do filtro deve encontrar-se em uma faixa intermediária, que não seja atingida nem pelos harmônicos de baixa frequência provocados pela rede elétrica nem pelos de maior ordem originados pelo chaveamento do inversor. Caso, os limites não sejam atendidos deve-se rever o projeto do filtro, trabalhando com outro valor de capacidade.

Um resistor é empregado em série com o capacitor C_f para que em conjunto atenuem a ondulação da frequência ressonante. Com o valor dessa resistência R_f igual a um terço da impedância do capacitor do filtro na frequência de ressonância, provendo um amortecimento passivo, e tendo o seu valor dado por:

$$R_f = \frac{1}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_{res}) \cdot C_f} \quad (4.35)$$

O cálculo dos parâmetros dos filtros LCL utilizado para a conexão do BESS e das representações simplificadas das fontes fotovoltaica e eólica com a rede, foram realizados de acordo com as equações descritas, com os seus valores localizados no Apêndice A.

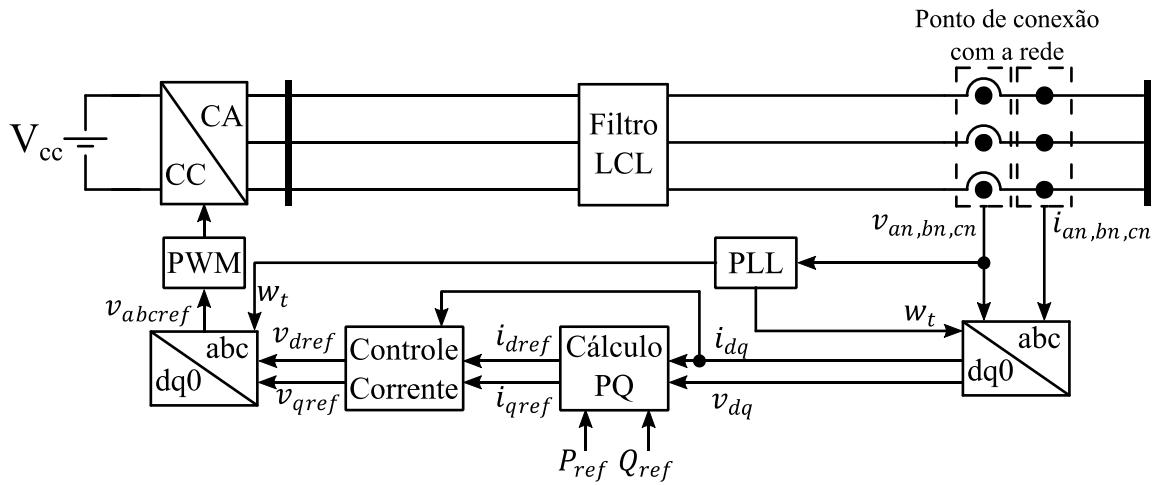
4.8 Controle do inversor

No que tange ao controle do inversor a estratégia adotada configura-se em uma malha de controle interna responsável pela injeção/absorção de corrente no domínio síncrono dq0, obtida por meio da aplicação da Transformada de Park, e de uma malha externa responsável pelo controle das potências ativa e reativa no ponto de acoplamento do inversor com a rede. Essa filosofia de controle é baseada na Teoria da Potência Instantânea e na transformação do eixo natural trifásico abc para o referencial síncrono dq0 [106].

Em razão do processamento do sinal em corrente alternada ser mais complexo quando comparado ao sinal em corrente contínua, a opção pela Transformada de Park mostra-se vantajosa. Isso se justifica, pois nesse domínio as variáveis de controle tornam-se constantes, facilitando o desenvolvimento da estratégia de atuação, sendo que qualquer oscilação dos sinais de tensão e corrente da rede será transmitida para as componentes dq0. Desse modo, torna-se possível e efetiva a utilização do controlador do tipo Proporcional Integral, PI [107]. A estrutura geral do sistema de controle adotado é ilustrada pela Figura 27.

A sincronização do sistema com a rede é realizada por meio do bloco *Phase-Locked Loop* (PLL), esse rastreia a frequência e fase da rede por meio de um oscilador de frequência interno, mantendo a diferença entre as fases igual a zero [108]. É o PLL que é responsável por fornecer a referência angular para a transformação do eixo natural para o síncrono. Após a Transformada, obtém-se valores de potência ativa e reativa aferidos e de referência. Considerando que o eixo d esteja perfeitamente alinhado com a tensão da rede, a tensão do eixo de quadratura será nula e os valores das potências serão expressos em função de (4.36) e (4.37) [106]:

Figura 27: Estrutura geral do controle PQ.



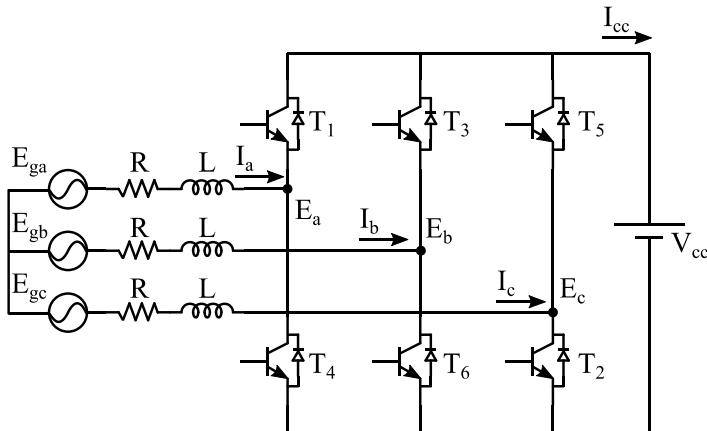
Fonte: Autor.

$$P = \frac{3}{2} e_d i_d \quad (4.36)$$

$$Q = -\frac{3}{2} e_d i_q \quad (4.37)$$

Em que e_d e i_d são as componentes de tensão e corrente referentes ao eixo d e i_q a componente de corrente referente ao eixo q. Como ilustrado, a componente i_d visa controlar o fluxo de potência ativa e i_q a troca de reativo do sistema com a rede.

Uma análise matemática do controle empregado é realizada por meio do circuito trifásico de um inversor do tipo fonte de tensão conectado à rede elétrica, conforme apresentado pela Figura 28 e de acordo com as referências [31] [109].

Figura 28: Circuito trifásico de um inversor conectado à rede.**Fonte: Autor.**

De acordo com a Figura 28 e aplicando-se a Lei das Malhas, é possível obter a relação entre corrente e tensão por fase do circuito no domínio do tempo, conforme dado por (4.38) a (4.40):

$$E_{ga} - E_a = L \frac{di_a}{dt} + Ri_a \quad (4.38)$$

$$E_{gb} - E_b = L \frac{di_b}{dt} + Ri_b \quad (4.39)$$

$$E_{gc} - E_c = L \frac{di_c}{dt} + Ri_c \quad (4.40)$$

Alterando o eixo de referência de natural para síncrono, por meio da Transformada de Park as relações entre tensão e corrente passam a ser obtidas por (4.41) e (4.42):

$$V_{gd} - V_d = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d - wLi_q \quad (4.41)$$

$$V_{gq} - V_q = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q + wLi_d \quad (4.42)$$

Pode-se adotar, conforme (4.43) e (4.44):

$$v_d' = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d \quad (4.43)$$

$$v_q' = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q \quad (4.44)$$

Dessa maneira (4.41) e (4.42) podem ser reescritas como sendo (4.45) e (4.46):

$$V_{gd} = V_d + v_d' - wLi_d \quad (4.45)$$

$$V_{gq} = V_q + v_q' + wLi_d \quad (4.46)$$

Os valores de v_d' e v_q' em razão de serem contínuos e de conterem a derivada de primeira ordem das correntes i_d e i_q , podem ser obtidos por meio do controle PI conforme apresentado por (4.47) e (4.48):

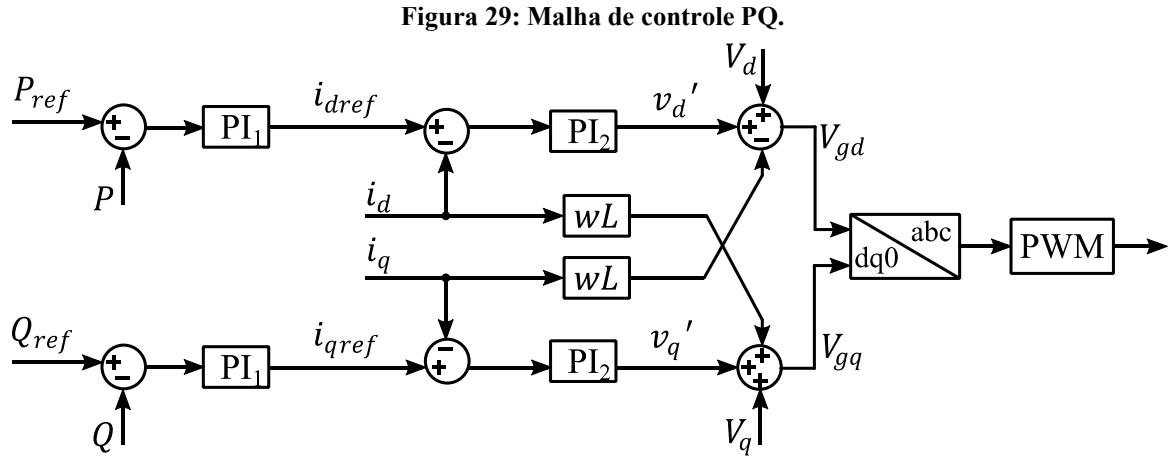
$$v_d' = k_p \Delta i_d + k_i \int \Delta i_d dt \quad (4.47)$$

$$v_q' = k_p \Delta i_q + k_i \int \Delta i_q dt \quad (4.48)$$

Em que Δi_d representa a diferença $(i_{dref} - i_d)$ e Δi_q a diferença $(i_{qref} - i_q)$. De acordo, com o exposto pelas equações acima a estrutura de controle PQ empregada é ilustrada pela Figura 29. Nessa estrutura de controle os resultados da malha interna são compensados, com o objetivo de amortecer a resposta de saída do inversor, pelo desacoplamento das correntes medidas da rede $wL.i_d$ e $wL.i_q$, onde L representa a indutância entre a rede e o inversor, por exemplo, a soma das indutâncias série do filtro empregado. Os valores, V_{dref} e V_{qref} representam os valores de referência de tensão que são convertidos de dq0 para o eixo abc que em seguida são enviados para o PWM, realizando assim o chaveamento do inversor.

Para a representação das fontes intermitentes utilizou-se de uma fonte de tensão contínua conectada à rede por meio da estrutura de controle PQ apresentada, com os valores de P_{ref} e Q_{ref} de entrada dados por uma constante, conforme ilustrado, no capítulo sobre estudos de caso. Já para o BESS esses valores são originados em função das malhas de controle que serão apresentadas a seguir. As grandezas de controle proporcional e integral ilustradas pela malha

Figura 29, tiveram seus valores adotados por meio do ajuste dos ganhos, conforme o sobressinal, *overshoot*, e resposta dinâmica do sistema, encontrando-se no Apêndice A.

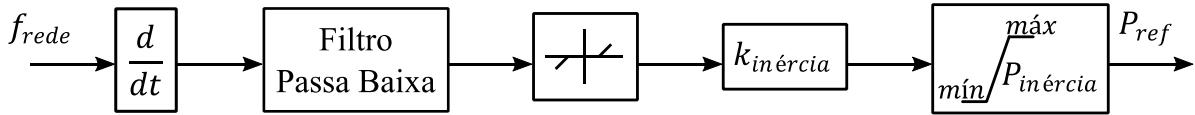


Fonte: Autor.

4.8.1 Controle por inércia sintética

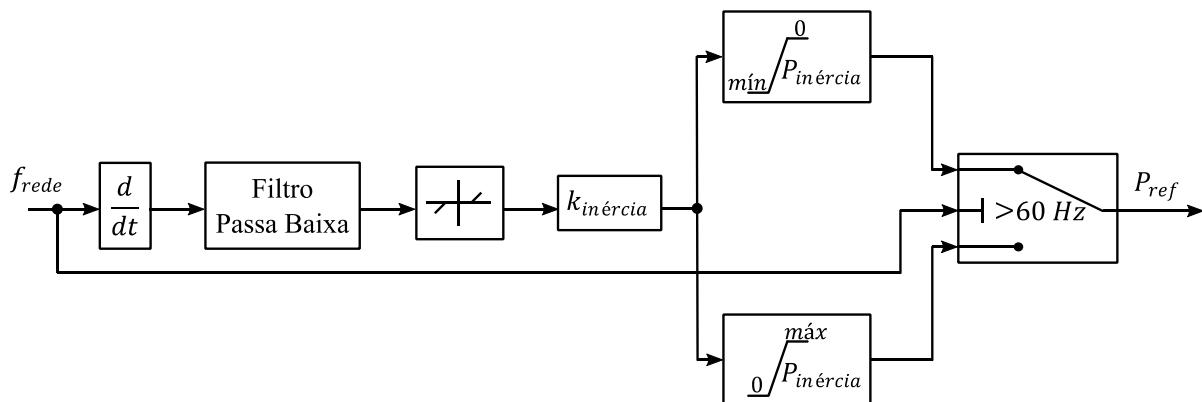
Dada uma perturbação na microrrede e consequente oscilação de frequência, o BESS poderá auxiliar o sistema emulando a resposta inercial das máquinas rotativas, com uma resposta rápida em função da dinâmica e do desvio de frequência da MG. Para isso, ele atuará absorvendo ou fornecendo potência de acordo com o ROCOF, uma vez que o controle por inércia sintética visa, principalmente, reduzir essa taxa.

A Figura 30 ilustra a estrutura convencional do controle por inércia sintética. Em um primeiro momento o controle realiza a medição de frequência da rede que pode ser efetuada por meio do bloco PLL, ou como adotado por este trabalho, considerando a velocidade mecânica do gerador síncrono. Um bloco derivativo é empregado para que se possa medir a taxa de variação do sinal, após a derivada do sinal utiliza-se de um filtro passa baixa já existente no próprio bloco derivativo, com o objetivo de atenuar os ruídos de alta frequência. Uma zona morta de atuação é aplicada para que o controle possa evitar interação desnecessária com o sistema em função de valores muito ínfimos de ROCOF, originados em razão da dinâmica natural da rede, preservando também assim o estado de carga do BESS. Os máximos valores quanto aos limites referentes a taxa de variação de frequência da rede e da potência de saída das baterias são dados em função das características operacionais da MG e das limitações do sistema armazenador.

Figura 30: Controle por inércia sintética convencional.**Fonte:** Autor.

A malha apresentada pela Figura 30, emula a inércia das máquinas rotativas e auxilia na melhora da sensibilidade do sistema frente as perturbações. No entanto, há um aspecto negativo quanto a emulação dessa inércia convencional, pois apesar de assim como para os sistemas tradicionais o aumento da inércia prover uma maior robustez diante as oscilações da rede, esse aumento também poderá ocasionar em um acréscimo quanto ao tempo que se refere ao processo de restauração do sistema. Isso ocorre, pois após o mínimo ou máximo ponto para o qual a frequência excursionar, ocorre a inversão de sentido da taxa de variação.

Dessa maneira, o controle tradicional por inércia sintética passa a dificultar o processo de restabelecimento de frequência da rede, absorvendo potência mesmo para quando a frequência ainda está abaixo dos 60 Hz e fornecendo potência para a frequência ainda acima do valor de referência, enquanto o valor da taxa de variação de frequência for superior ao adotado. Sendo assim, com o objetivo de mitigar esse efeito indesejado, propõe-se o controle por inércia sintética otimizado apresentado pela Figura 31. Esse controle segue os mesmos moldes da malha convencional de inércia sintética, no entanto limita o fornecimento de potência ativa pelo BESS a zero para quando a frequência estiver acima da frequência nominal da rede, e a absorção a zero para quando a frequência for inferior aos 60 Hz de referência.

Figura 31: Controle proposto para a inércia sintética.**Fonte:** Autor.

A resposta de potência em função da malha de controle por inércia sintética pode ser expressa por (4.49), destaca-se ainda que o parâmetro $P_{inércia}$ cresce de forma não linear conforme apresentado pela referência [110].

$$P_{inércia} = k_{inércia} \left(\frac{df}{dt} \right) \quad (4.49)$$

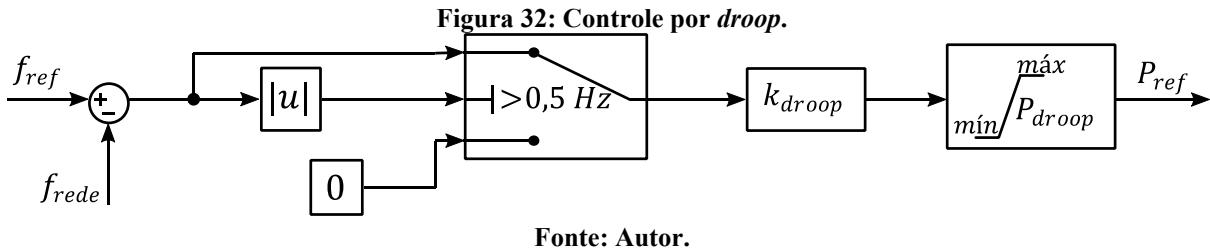
4.8.2 Controle por *droop*

O processo de restauração de frequência para os sistemas tradicionais de potência ocorre de acordo com três estágios de controle, primário, secundário e terciário. O controle primário atua para que o sistema não caia em uma zona de operação instável em função da perturbação sofrida, com as máquinas operando com uma determinada inclinação e os reguladores de velocidade aumentando ou diminuindo a potência fornecida pela máquina primária ao gerador, em função do desvio da velocidade síncrona. Devido ao controle primário, o sistema é restaurado, no entanto a frequência ainda se encontra fora do seu valor de referência, por exemplo, 50 ou 60 Hz. Sendo assim, o controle secundário atua com o intuito de reduzir o desvio de frequência para zero e retornar ao ponto nominal de operação. Já o controle terciário se dá em longo termo, sendo o responsável por realizar o rearranjo do despacho de potência das unidades geradoras para a nova situação, respeitando-se as restrições pertinentes a adequada operação do sistema [111].

Devido as características já expostas, as baterias, são capazes de atuar cooperando com o controle primário de frequência. Neste intuito, esses sistemas armazenadores podem ser empregados juntamente com as outras fontes de energia distribuídas do sistema para o auxílio ao primeiro processo de restauração do sistema, demandando ou suprindo potência ativa para a rede em função do desvio de frequência, de maneira semelhante ao que ocorre para os reguladores de velocidade das máquinas síncronas. É possível ainda por meio da utilização de um bloco integrador juntamente com o controle por *droop* empregar o controle secundário de frequência, no entanto deve-se ter cuidado quanto a este tipo de aplicação, pois a capacidade do BESS pode não ser suficiente para sanar o erro de regime permanente do sistema.

A Figura 32 ilustra a malha de controle por *droop* empregada. A medição de frequência da rede é realizada conforme apresentado para o controle por inércia sintética, após essa medição, aplica-se o módulo a fim de verificar se este parâmetro está dentro dos limites de operação do sistema. Uma vez que a frequência da rede esteja fora dos limites inferior e

superior, 59.5 e 60.5 Hz o BESS irá atuar por meio da potência ativa de referência dada em função do desvio de frequência e do ganho k_{droop} .



A resposta de potência em função da malha de controle por *droop* pode ser expressa por (4.50). Os valores referentes aos ganhos proporcionais do controle por inércia sintética e *droop* encontram-se no Apêndice A.

$$P_{droop} = k_{droop} \cdot \Delta f = k_{droop} \cdot (60 - f_{rede}) \quad (4.50)$$

4.9 Sistema de gerenciamento

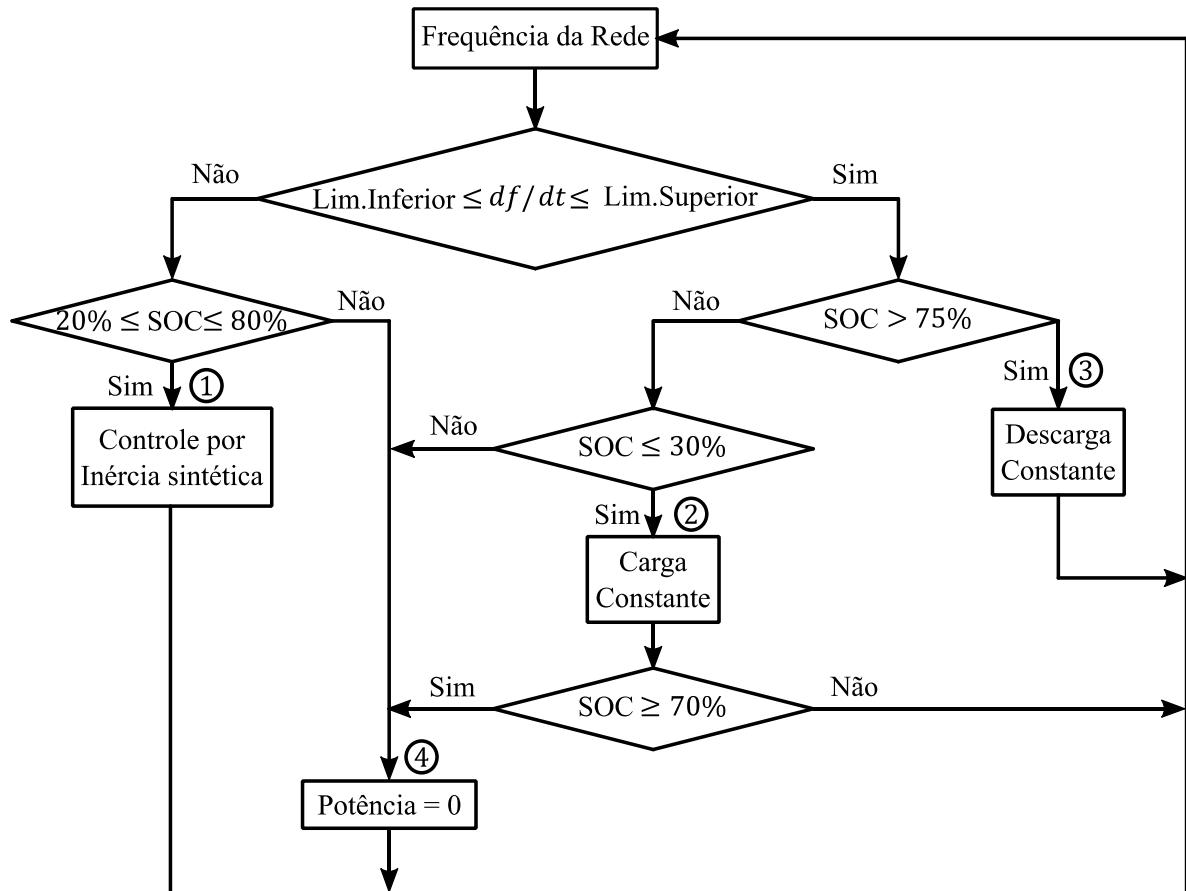
Com o objetivo de preservar o estado de carga do BESS e ainda contribuir para a regulação de frequência da microrrede por meio dos controles por inércia sintética ou *droop*, propõe-se os sistemas de gerenciamento implementados no bloco *Matlab Function*, com a saída conectada a uma multiporta, pertencentes a biblioteca do Simulink. A estrutura implementada, para o controle por inércia sintética segue o fluxograma apresentado pela Figura 33.

Como ilustrado pela Figura 33, o sistema possui duas entradas e quatro saídas. As entradas são compostas pelo estado de carga do BESS e a taxa de variação de frequência da rede com as saídas correspondentes ao controle por inércia sintética, processo de carga contínuo, processo de descarga contínuo e potência igual a zero. A todo momento, monitora-se a taxa de variação de frequência da rede e o SOC do banco de baterias, verificando se este está dentro dos limites de operação estipulados (20 e 80%). Caso, ocorra alguma perturbação no sistema, ocasionando em valores superiores ao limite adotado para o ROCOF, a saída correspondente será dada pelo controle por inércia sintética, saída 1.

Para a situação na qual os limites referentes ao SOC e a taxa de variação de frequência sejam atendidos, mas o estado de carga do BESS seja inferior a 30%, o sistema irá carregar de maneira constante até que o SOC atinja 70%, saída 2. Já para o caso em que todos os limites sejam atendidos, mas o estado de carga da bateria seja superior a 75% o BESS irá descarregar

de maneira constante, até que se tenha um SOC inferior a 75%, saída 3. As saídas 2 e 3 são interrompidas dada a necessidade de o BESS atuar por meio do controle por inércia sintética. A fim de preservar o banco, caso ocorra alguma perturbação no sistema, mas o estado de carga do BESS seja inferior a 20% ou superior a 80% a saída de potência será igual a zero, saída 4. A saída 4 também é aquela para quando não há a necessidade do BESS auxiliar na regulação de frequência da rede e nem realizar a manutenção do seu estado de carga.

Figura 33: Fluxograma com o controle por inércia sintética.



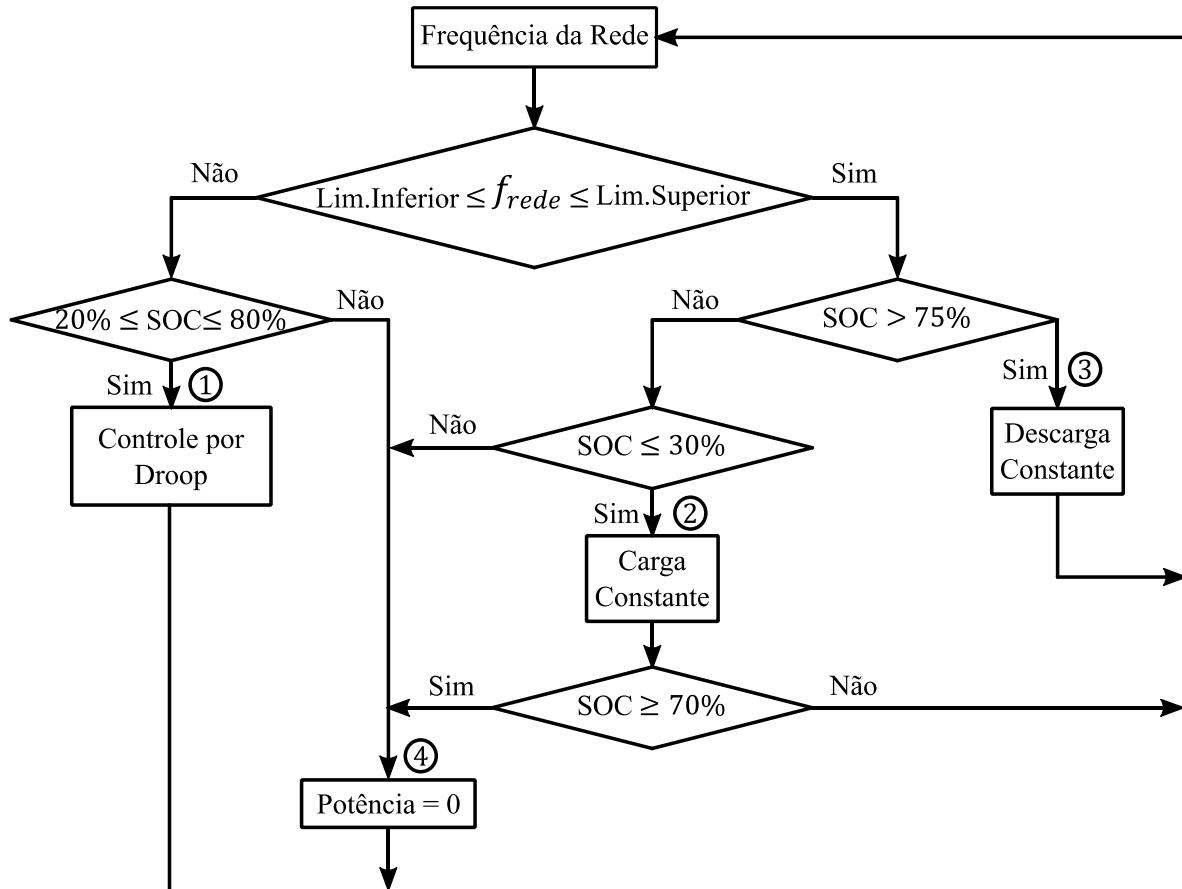
Fonte: Autor.

Para o controle por *droop*, o fluxograma proposto opera de maneira semelhante ao apresentado anteriormente, com as únicas divergências dadas em relação a entrada que é agora o desvio de frequência da rede e não mais a variação e a saída 1, que agora ao invés do controle por inércia sintética, passa a ser dada pelo controle por *droop*. O fluxograma que descreve o gerenciamento proposto para o controle por *droop* é ilustrado pela Figura 34 e possui comportamento análogo ao descrito para o de inércia sintética.

Os limites inferior e superior de 20 e 80% para o estado de carga das baterias de lítio-ion foram adotados em função dessa tecnologia de baterias apresentarem melhor desempenho

trabalhando nessa faixa média de SOC do que para as extremas, 0 a 20% e 80 a 100%, pois nessas faixas as baterias apresentam uma maior impedância de polarização. Dessa maneira conforme indicado pela referência [112], adotando essa faixa de operação pode-se estender de maneira significativa a vida útil dessa tecnologia adotada.

Figura 34: Fluxograma com o controle por *droop*.



Fonte: Autor.

Quanto aos limites de 30 a 70%, estes foram escolhidos no intuito de evitar o processo constante de carga e descarga das baterias, como para quando o SOC possui um valor constante de referência. Para que se tenha uma faixa de operação segura entre os limites inferior de 20% para a situação na qual o BESS deve auxiliar a regulação de potência suprindo potência ativa para rede, e superior de 80% para quando o BESS tiver que atuar demandando potência da rede. Em relação aos processos de carga contínua e descarga contínua estes são dados por uma constante de referência adotada conforme as características do BESS e da microrrede.

O código referente aos fluxogramas apresentados encontra-se no Apêndice C. Destaca-se que para a realização dos estudos de casos não se utilizou dessa estrutura em razão da análise

realizada ser dinâmica, portanto, realizada para um intervalo na faixa de segundos. Em razão desse intervalo de análise, a variação do SOC é pequena, não sendo possível analisar todos os casos expostos pelo fluxograma. Além disso, devido ao chaveamento dos inversores, a simulação deve ser realizada no domínio discreto, com um curto passo de integração o que dificulta muito a extensão do tempo de simulação para um longo intervalo de análise, na faixa de horas. No entanto, destaca-se que o código apresenta as saídas conforme ilustrado e foi testado na plataforma Simulink conforme estrutura também apresentada no Apêndice C.

4.10 Considerações Finais

Primeiramente neste capítulo foi apresentado alguns conceitos gerais a respeito da ferramenta computacional situada em ambiente Matlab/Simulink empregada, o *Simscape Electrical*. Posteriormente foi ilustrado o modelo da máquina síncrona de polos lisos adotado para a simulação do comportamento do turbogerador da microrrede, o regulador de velocidade TGOV 1 e o controle de excitação AC1A. Comentou-se também a respeito da representação das cargas, cujo modelo utilizado foi o de impedância constante. Por fim, abordou-se a respeito da representação do BESS utilizada, das estruturas pertinentes a sua conexão com a rede e aos sistemas de controle e gerenciamento propostos para a realização deste trabalho.

CAPÍTULO V

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS OBTIDOS

5.1 Considerações Iniciais

Com o intuito de demonstrar a ação e efetividade dos sistemas de controle implementados e já discutidos ao longo deste trabalho, este capítulo apresenta os resultados obtidos para as simulações e estudos de caso realizados. No primeiro estudo de caso, ilustra-se os processos de carga e descarga constantes do BESS e a operação do conversor nos modos retificador e inversor. Para o segundo estudo de caso, observa-se o comportamento do sistema e a contribuição que o BESS é capaz de fornecer frente a um curto-circuito simétrico e consequente operação em modo ilhado da microrrede, sendo que antes da falta tinha-se uma geração inferior a demanda da microrrede. Em um terceiro estudo, analisa-se a contribuição provida pelo BESS para a situação na qual ocorre um ilhamento não intencional, devido a operação inadequada de uma chave, já para essa situação tem-se uma geração superior a demanda das cargas internas da microrrede. Por fim, realiza-se um quarto estudo comparando a resposta obtida para os controles de inércia sintética convencional/tradicional e o proposto.

Para tanto, no segundo e terceiro estudo de caso ilustra-se três distintas situações de controle do BESS tendo por finalidade o auxílio provido à frequência da microrrede, são essas:

1. Sem o auxílio do BESS, situação sem controle.
2. Com o auxílio do BESS por meio do controle por inércia sintética proposto.
3. Com o auxílio do BESS por meio do controle por *droop*.

Para cada estudo de caso realizado, apresentam-se os parâmetros obtidos referentes ao BESS como potência ativa, variação do SOC, tensão e corrente do barramento CC.

Uma vez que a máquina síncrona é o elemento principal do sistema, no que se refere a manutenção da magnitude de tensão e frequência da microrrede durante a operação em modo ilhado, ilustra-se de forma comparativa para os três cenários de controle propostos, os seus parâmetros como potência ativa e reativa, potência mecânica, ângulo do rotor ou (ângulo delta), tensão de campo e tensão terminal.

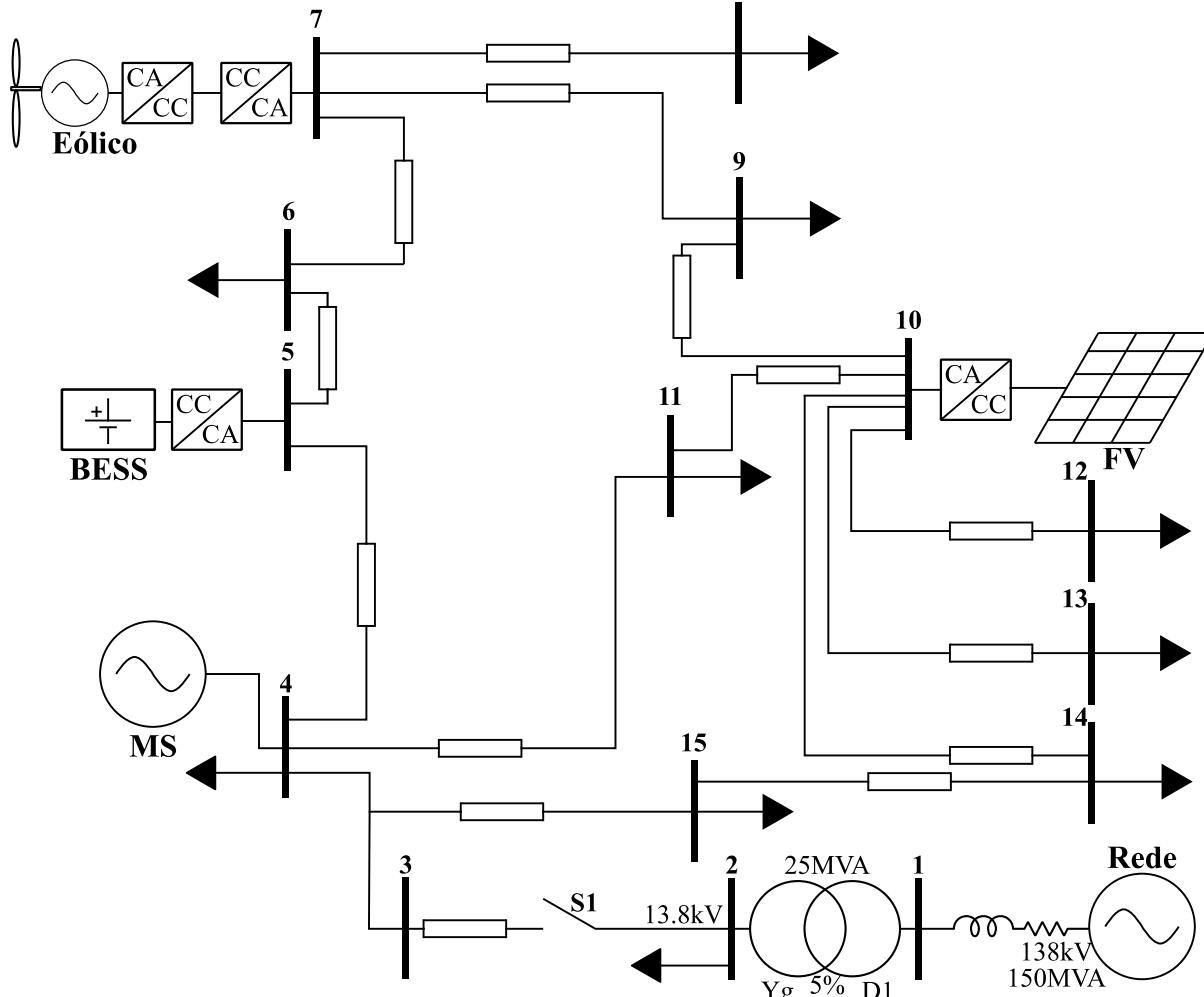
5.2 Sistema de Potência

Para a realização dos estudos de caso a microrrede utilizada baseia-se no sistema elétrico da Ilha de Ulleungdo, Coreia do Sul, esse sistema foi projetado de maneira que se possa operar

de forma independente, tornando a ilha autossuficiente em termos de energia. A rede adotada originalmente é composta por 12 barras, sendo a tensão e frequência nominais de 60 Hz e 6,6 kV e a impedância das linhas dadas para o cabo ACSR 160mm, 6,6kV, maiores informações a respeito do sistema elétrico original da Ilha de Ulleungdo podem ser encontradas em [28].

O sistema adaptado utilizado é composto por 15 barras, permitindo a operação da microrrede em modo ilhado ou conectada por meio de um transformador de 25 MVA à rede principal de 138 kV com nível de curto circuito de 150 MVA, conforme ilustrado pela Figura 35.

Figura 35: Microrrede utilizada.



O sistema trifásico de distribuição de média tensão de 13,8 kV é balanceado, sendo o BESS e as fontes solar e eólica conectadas a rede por meio de um transformador de acoplamento com impedância percentual de 5% e tensões 440/13,8 kV. As impedâncias das linhas foram calculadas com base no sistema original de acordo com a impedância do cabo 4/0 AWG 15 kV

cujos valores de resistência e indutância são dados respectivamente por $R_1=0,1876 \Omega/\text{Km}$ e $X_1=0,4249 \Omega/\text{Km}$, no Apêndice A encontra-se a impedância por ramos do sistema utilizado. As potências nominais da máquina síncrona, gerador fotovoltaico, gerador eólico e do sistema de baterias são fornecidas pela Tabela 3.

Tabela 3: Potências nominais das fontes de energia.

Fonte	Barra	Potência (MVA)
Máquina Síncrona	4	10
BESS	5	6,5
Gerador Eólico	7	5
Gerador fotovoltaico	10	1

Fonte: Autor.

A Tabela 4, ilustra a demanda de carga em valores eficazes da microrrede tendo por base os períodos diurno e noturno. Todas as cargas foram consideradas como sendo do tipo impedância constante com fator de deslocamento 0,95 indutivo.

Tabela 4: Demanda da microrrede para os períodos diurno e noturno.

Barra	Diurno		Noturno	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
2	10	3,2868	8	2,6295
4	3	0,9861	1,5	0,4930
6	2	0,6574	1	0,3287
8	1	0,3287	0,5	0,1643
9	1	0,3287	0,5	0,1643
11	2	0,6574	1	0,3287
12	0,2	0,0657	0,1	0,0329
13	0,2	0,0657	0,1	0,0329
14	0,1	0,0329	0,05	0,0164
15	0,5	0,1643	0,25	0,0822
Total	20	6,5737	13	4,2729

Fonte: Autor.

5.3 Estudos de Caso

5.3.1 Carga e descarga do BESS, análise da resposta bidirecional do inversor.

O presente estudo de caso tem por objetivo avaliar o processo de carga e descarga do sistema armazenador utilizado. Sendo assim, ilustra-se as etapas para as quais o BESS atua demandando potência da rede, com o fluxo de energia no sentido CA-CC e, portanto, operação do conversor no modo retificador. Também será analisada a situação em que o BESS fornece

potência ativa a rede, com o fluxo de energia no sentido CC-CA e operação do conversor no modo inversor.

Para a análise do processo de carga e de descarga constante do BESS, considera-se que a microrrede está conectada à rede principal, operando com os valores nominais de tensão e frequência.

Como já apresentado no capítulo que trata a respeito da modelagem e dos sistemas de controle, uma vez que o estado de carga do BESS for inferior a 30% e os limites referentes à zona morta de atuação dos controles por inércia sintética ou *droop* não forem ultrapassados, o BESS irá realizar a manutenção do seu estado de carga, até que atinja um SOC superior ou igual a 70%. Desta maneira, simula-se uma situação para a qual o estado de carga do sistema armazenador é menor do que 30%, dando início ao processo de carga constante para o instante de 1,0 s.

Antes de 0,80 s não ocorria troca de energia do BESS com a rede. Após esse instante o sistema armazenador carrega com potência constante igual a 0,50 p.u. A Figura 36 apresenta a potência demandada pelo BESS no ponto de acoplamento com a rede.

A fim de melhor elucidar o processo de carga realizado pelo BESS, as formas de onda da corrente e de tensão da fase A no ponto de acoplamento com a rede são apresentadas pela Figura 37. Como o BESS está em processo de carga, a tensão e a corrente encontram-se 180° defasadas uma da outra.

Figura 36: Potência demandada pelo BESS durante o processo de carga constante.

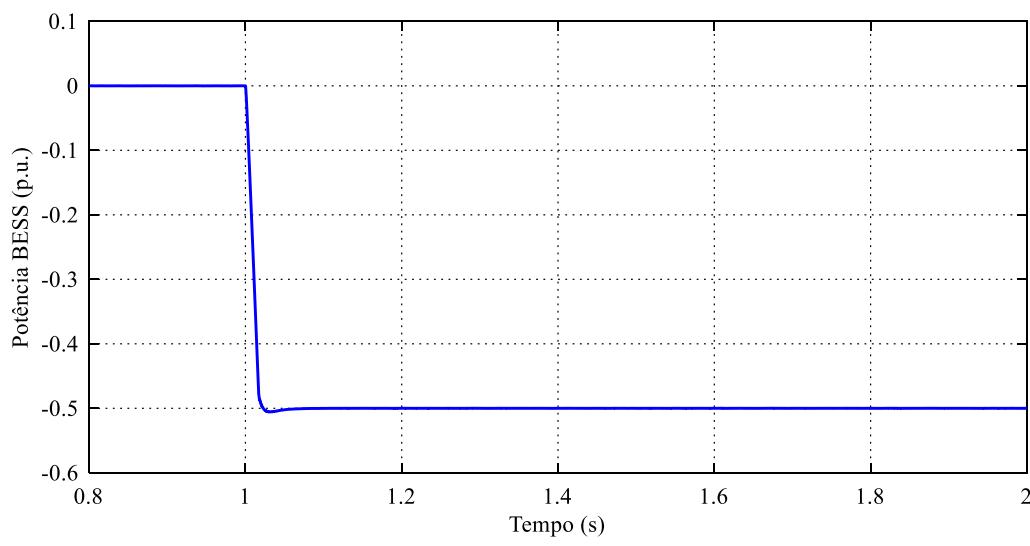
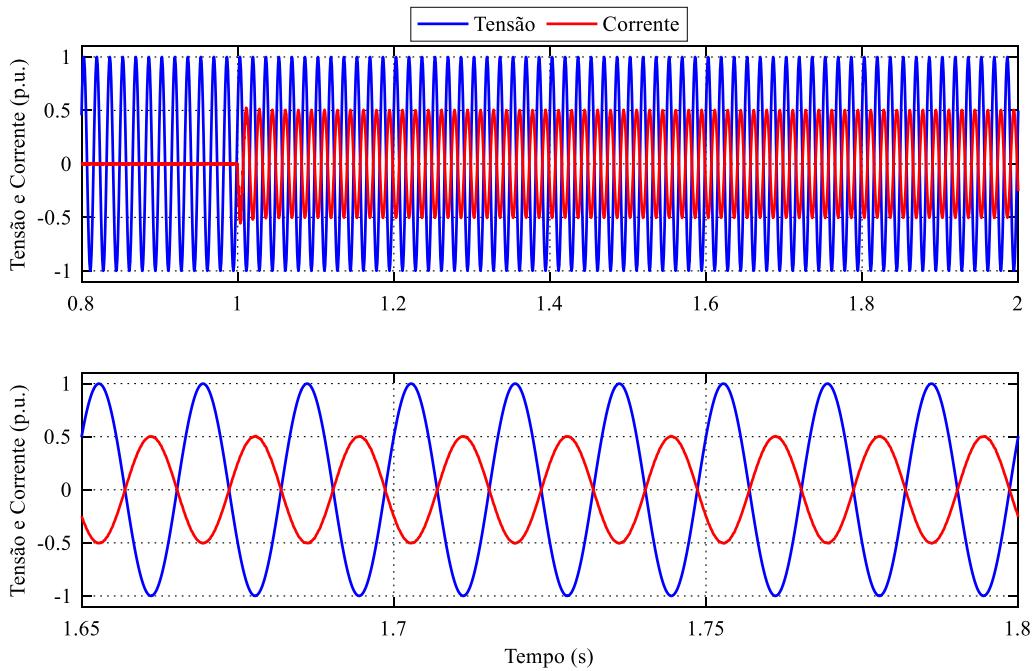
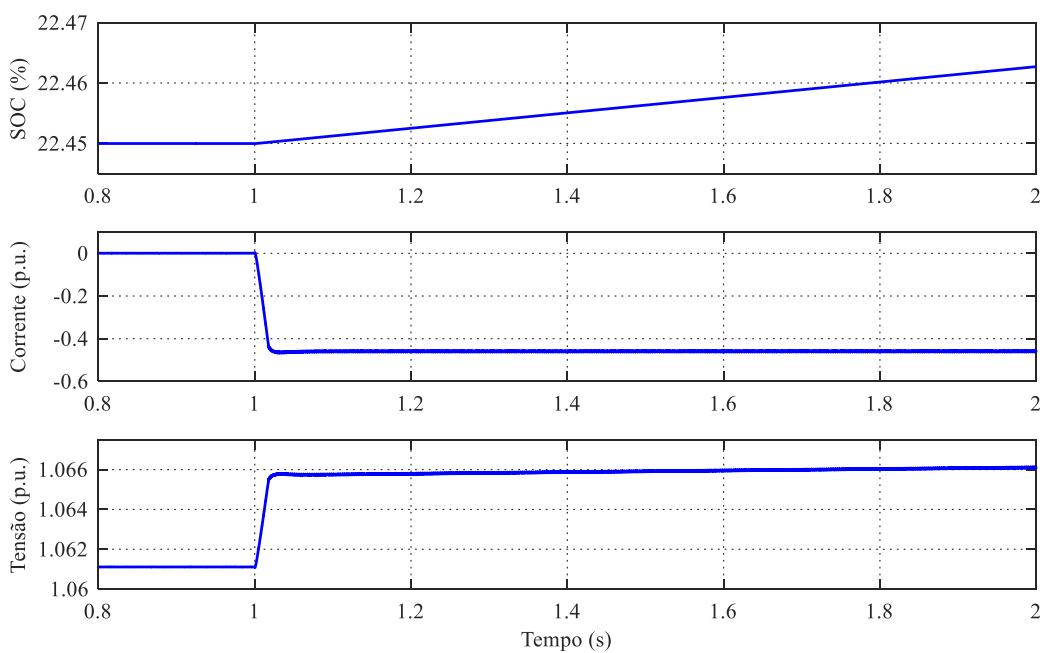


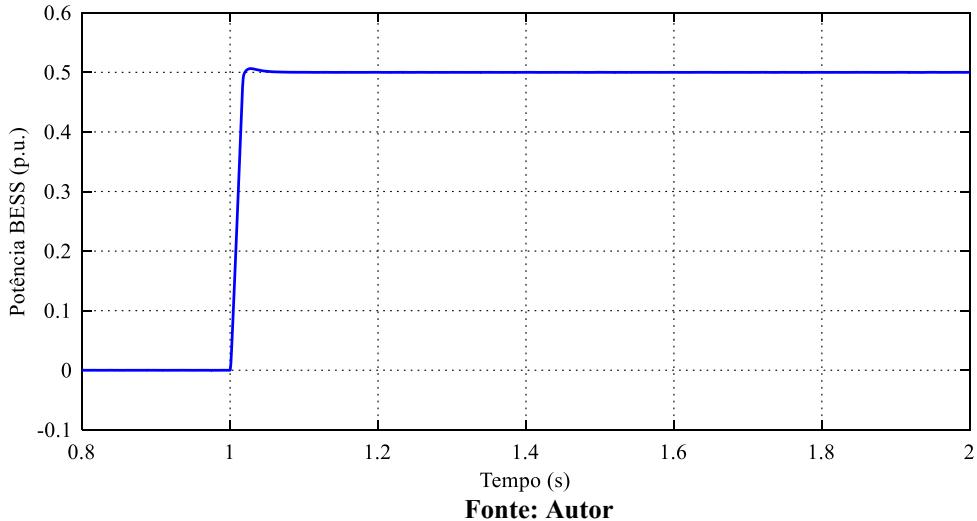
Figura 37: Formas de onda da corrente e de tensão durante o processo de carga constante.**Fonte: Autor**

O estado de carga do BESS se altera em função da potência demandada da rede, uma vez que este era inferior aos 30% estipulados pelo sistema de gerenciamento proposto. Verifica-se o aumento desse estado assim que o BESS inicia o processo de carga constante, sendo que durante esse processo a corrente é negativa e a tensão se eleva. Como pode ser visto pela Figura 38.

Figura 38: SOC, corrente e tensão durante o processo de carga constante.

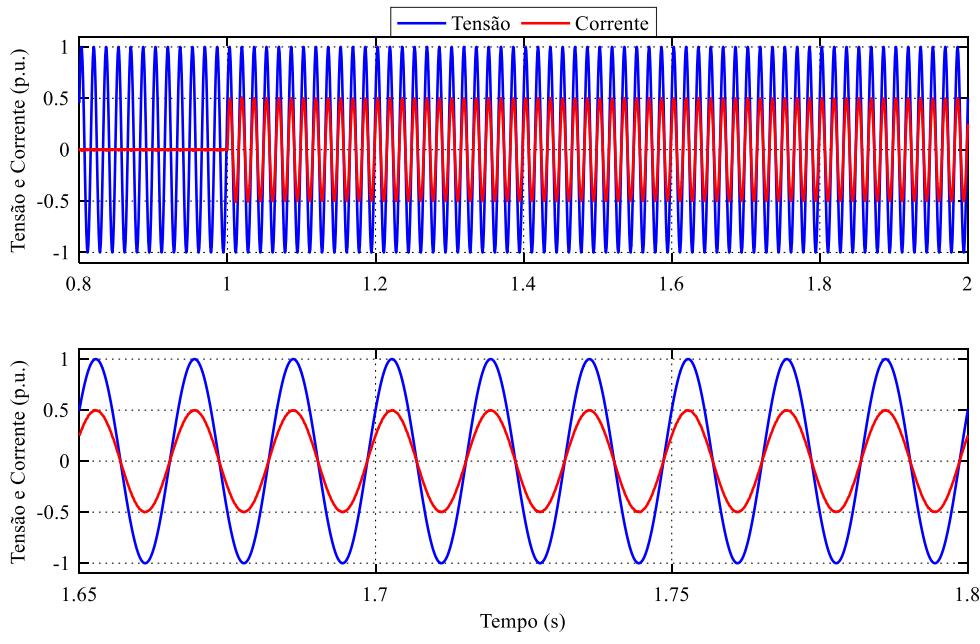
Para a situação na qual o BESS possua um estado de carga superior a 75% ele irá descarregar também de forma constante, realizando a manutenção do seu estado de carga, com o objetivo de manter-se dentro da zona estipulada. É importante que o SOC esteja dentro dessa faixa entre 30 e 75%, pois permite um melhor intervalo entre os limites de não atuação em função do estado de carga. Caso seja necessário o auxílio do BESS na regulação de frequência da microrrede e esse esteja com um SOC superior a 80% ou inferior a 20%, ele não atuará e, portanto, não contribuirá para o processo de restauração de frequência da microrrede, durante a perturbação.

Figura 39: Potência fornecida pelo BESS durante o processo de descarga constante.



Fonte: Autor

Figura 40: Formas de onda da corrente e de tensão durante o processo de descarga constante.

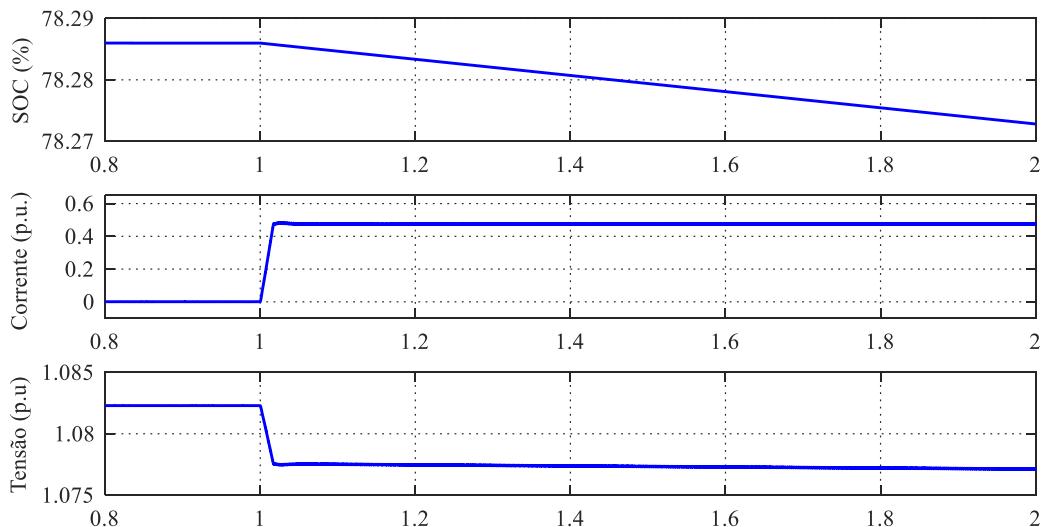


Fonte: Autor

A Figura 39 ilustra esse processo de descarga constante, considerando que a potência de referência para tal tenha sido ajustada em 0,50 p.u. As formas de onda da corrente e de tensão da fase A no ponto de acoplamento com a rede durante esse processo, são ilustradas pela Figura 40, como o BESS está em processo de descarga e somente fornece potência ativa para a rede, a tensão e a corrente estão em fase.

O estado de carga do BESS irá reduzir em razão da potência fornecida a rede. Durante esse processo de descarga, a corrente terá o sentido positivo e a tensão diminuirá, como ilustrado pela Figura 41.

Figura 41: SOC, corrente e tensão durante o processo de descarga constante.



Fonte: Autor

Com o propósito de analisar a resposta bidirecional do inversor, analisa-se a transição entre as etapas de carga e descarga e consequentemente entre as operações do conversor no modo inversor e retificador.

Para isso, simula-se uma situação para a qual o BESS estaria demandando 0,5 p.u. da rede e passa a fornecer após o instante de 1,40 s uma potência de 0,5 p.u., como apresentado pela Figura 42.

As formas de onda da corrente e de tensão da fase A no ponto de acoplamento com a rede durante a transição entre os modos são ilustradas pela Figura 43. O estado de carga, a corrente e a tensão durante a alteração entre os processos de carga e descarga, são ilustrados pela Figura 44.

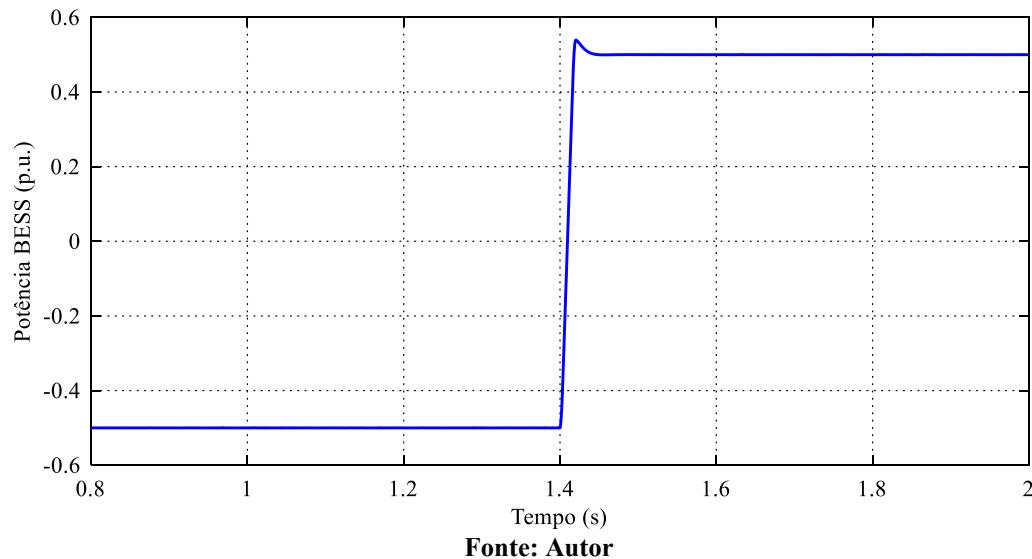
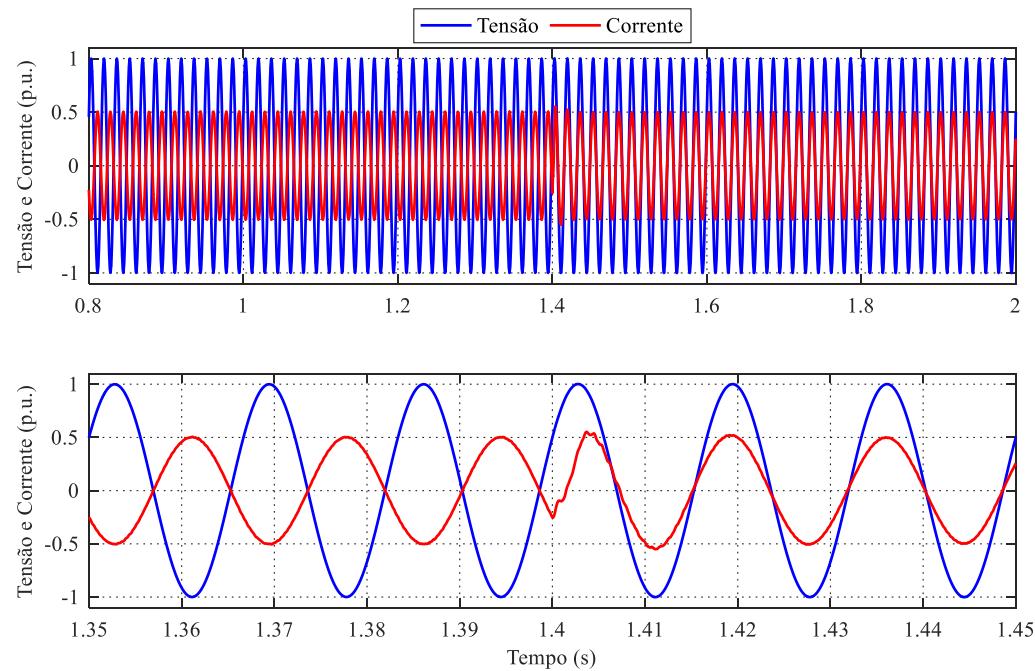
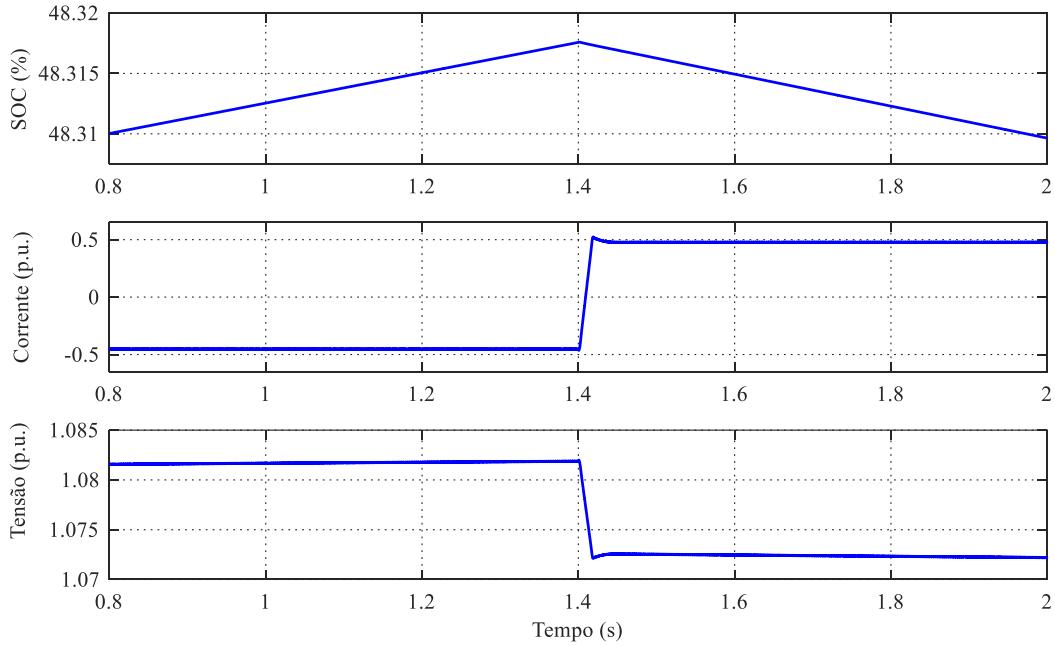
Figura 42: Potência durante a transição entre os processos de carga e descarga.**Fonte: Autor****Figura 43: Formas de onda da corrente e de tensão durante a transição entre os processos de carga e descarga.****Fonte: Autor**

Figura 44: SOC, corrente e tensão durante a transição entre os processos de carga e descarga.



Fonte: Autor

Observa-se pelos resultados apresentados a adequada operação do sistema empregado, inversor bidirecional como interface entre o BESS e a microrrede. Utilizando-se dessa configuração, foi possível atender aos processos de carga e descarga constantes propostos para a manutenção do estado de carga do BESS quando a rede estiver operando em regime permanente. Além disso, ilustrou-se também a transição entre as etapas de operação do conversor no modo retificador e inversor, destaca-se que os valores de referência de $\pm 0,5$ p.u. foram adotados a critério de demonstração, podendo esses serem alterados conforme as características da rede e do BESS.

5.3.2 Perda da rede principal devido à falta simétrica na barra 2 – Caso A

Para esse caso, simula-se a desconexão da rede principal e consequente operação em modo ilhado devido a um curto-círcuito simétrico na barra 2 sobre uma impedância de falta $R = 80\text{ m}\Omega$, o valor de resistência adotado é em razão a severidade da falta, de maneira que as fontes distribuídas não ficassem instáveis em consequência do curto. A falta dá-se no instante de 10,0 s ocorrendo a abertura da chave S1 100 ms depois da perturbação, evitando assim que o defeito se propague para as demais barras do sistema. Após, a abertura da chave o sistema passa a ser delimitado pelas barras de 3 a 15. Neste sentido, estuda-se a capacidade da

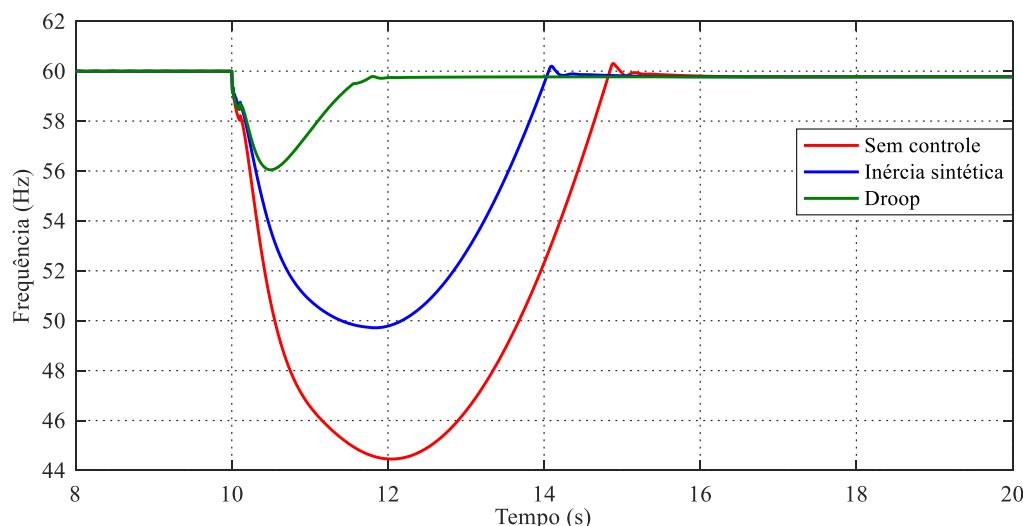
microrrede de operar em modo ilhado para os três distintos cenários de controle, diante da perturbação.

A barra 1 encontra-se com uma tensão igual a 0,985 p.u., com os dados relativos à demanda de carga da rede sendo referentes ao período diurno, como mostrado pela Tabela 4. A máquina síncrona, opera antes da falta como tipo PV, controlando a potência ativa despachada e fornecendo reativo a rede de acordo com a tensão de sua barra. Neste estudo para condição pré-contigência, a MS está fornecendo somente reativo a rede, tendo a sua potência ativa definida como zero. As fontes eólica e fotovoltaica geram respectivamente 2 e 0,4 MW.

Após a perturbação, ocorrerá momentaneamente o desbalanço entre as potências gerada e demandada. Uma vez que a maior parte da demanda da microrrede era suprida pela rede principal por meio do transformador da barra 2. Assim sendo, a frequência da rede irá excursionar até que se estabeleça novamente o equilíbrio entre as potências citadas.

A queda de frequência da microrrede para as três situações de controle propostas é ilustrada pela Figura 45. Pode-se perceber a contribuição que o BESS proporciona a regulação de frequência mediante os controles adotados: controle de inércia sintética (linha azul) e controle por *droop* (linha verde) em relação a situação onde não há o seu emprego, sem controle (linha vermelha).

Figura 45: Comparação entre as respostas de frequência para os três métodos de controle – Caso A



Fonte: Autor.

Os resultados obtidos para as distintas formas de controle, são apresentados pela Tabela 5 demonstrando o auxílio que o BESS é capaz de proporcionar em relação ao nadir e a taxa de variação de frequência da microrrede diante da perturbação. Ocorrida a falta o controle por inércia sintética atuará fornecendo potência ativa à microrrede de acordo com a taxa de variação

de frequência e o controle por *droop* em função do desvio de frequência, obtendo-se um melhor ROCOF para a inércia sintética e um menor desvio para o controle por *droop*.

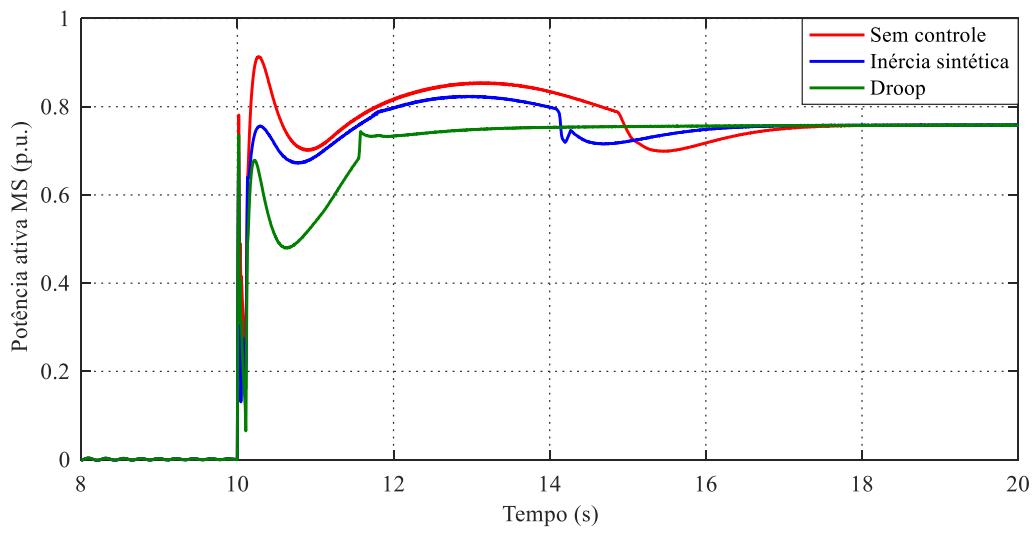
Tabela 5: Resultados obtidos por cenário em relação a frequência da microrrede – Caso A

Cenários	ROCOF (Hz/s)	Nadir de Frequência (Hz)	Regime Permanente (Hz)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	0,1907	44,45	59,77	16,43
Inércia Sintética	0,1279	49,71	59,77	15,69
Droop	0,1884	56,04	59,77	13,05

Fonte: Autor.

Logo após a ocorrência da falta, em um primeiro instante, ocorrerá a queda de frequência da microrrede. As ações do controle interpretam a queda como sendo um incremento de carga do sistema, atuando para suprir essa demanda e fornecendo mais potência ativa a rede. No entanto, como a tensão terminal se encontra abaixo do valor de referência devido ao curto-círcuito, além da característica indutiva do circuito equivalente até o ponto no qual ocorreu a falta, a máquina diminuirá drasticamente a sua potência ativa até que ocorra a abertura da chave S1, pode-se observar comportamento semelhante em [113]. Além disto, destaca-se o fato da relação R/X não ser tão pequena, uma vez que o sistema é de distribuição. Caso a falta prolongue-se por mais tempo seria possível observar o aumento da frequência em função do curto. Extinta a falta, a potência ativa aumentará novamente para atender ao balanço de potência da microrrede, como é ilustrado pela Figura 46.

Figura 46: Comparação entre as potências ativa da MS para os três métodos de controle – Caso A



Fonte: Autor

A Tabela 6 compara os valores alcançados para a potência ativa da MS com e sem o auxílio do BESS. Nota-se que para as duas situações em que o BESS foi empregado, obteve-se resultados melhores quanto ao tempo de estabilização e valor de pico quando comparadas a situação em que não há esse auxílio.

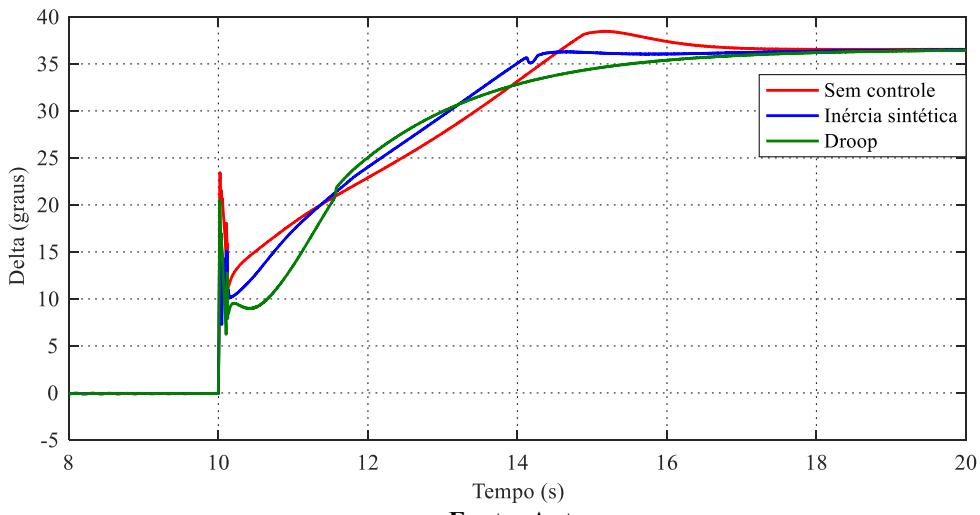
Tabela 6: Resultados obtidos por cenário em relação a potência ativa da MS - Caso A

Cenários	Valor de Pico (p.u.)	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	0,913	0,76	17,05
Inércia Sintética	0,823	0,76	16,02
Droop	0,779	0,76	13,43

Fonte: Autor

Uma vez que para a situação pré-contingência a MS está fornecendo somente reativo à rede, o seu ângulo de potência, delta, é igual a zero. Dada a falta, esse ângulo excursiona de acordo com a variação da potência acelerante, alcançando o seu novo ponto de operação conforme a atuação dos reguladores e consequente estabilização da potência ativa de saída, como ilustrado pela Figura 47.

Figura 47: Comparação entre os ângulos de potência da MS para os três métodos de controle – Caso A



Fonte: Autor

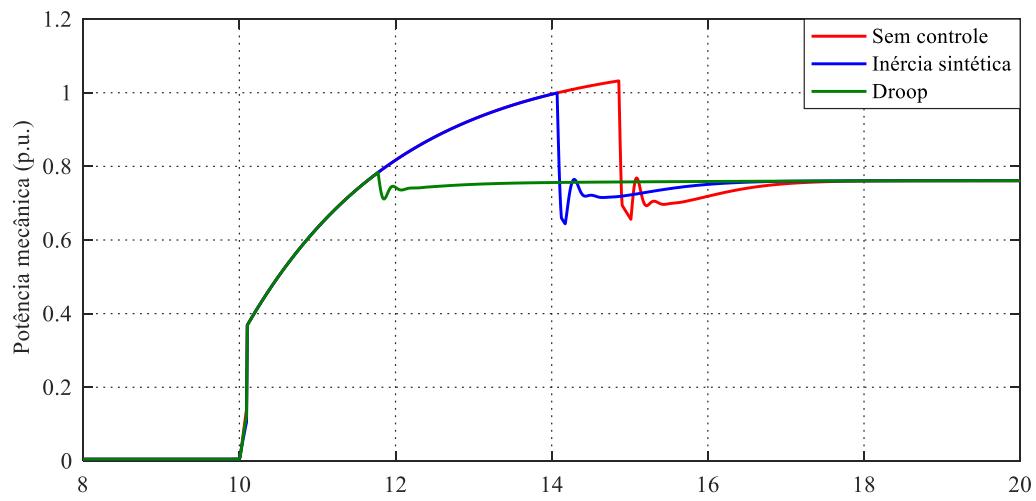
A Tabela 7 apresenta os valores alcançados em relação a esse parâmetro. Pode-se notar que mesmo para a situação na qual não há o emprego do BESS o sistema permanece estável mediante a falta, obtendo-se valores próximos para as três situações de controle propostas.

Tabela 7: Resultados obtidos por cenário em relação ao ângulo Delta - Caso A

Cenários	Valor de pico (p.u.)	Regime permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	38,47	36,52	19,85
Inércia Sintética	36,52	36,52	19,16
Droop	36,52	36,52	18,15

Fonte: Autor

Devido à perturbação, o controle de velocidade do turbogenerator irá atuar com o objetivo de reestabelecer a frequência de referência da rede, uma vez que para a operação em modo ilhado a máquina é o elemento principal no que se refere a sua manutenção. Pode-se perceber que como a potência mecânica é mais lenta do que a elétrica, não ocorrerá a queda transitória do seu valor, logo após a falta como ocorreu para a potência elétrica como mostra a Figura 46. O comportamento da potência mecânica para os três distintos cenários de controle é ilustrado pela Figura 48.

Figura 48: Comparação entre as potências mecânicas da MS para os três métodos de controle – Caso A**Fonte:** Autor.

As respostas obtidas para as três situações de controle no que tange à potência mecânica do gerador, são ilustradas pela Tabela 8. Nota-se que os melhores resultados em relação ao valor de pico e tempo de estabilização foram obtidos para os cenários onde há o emprego do BESS.

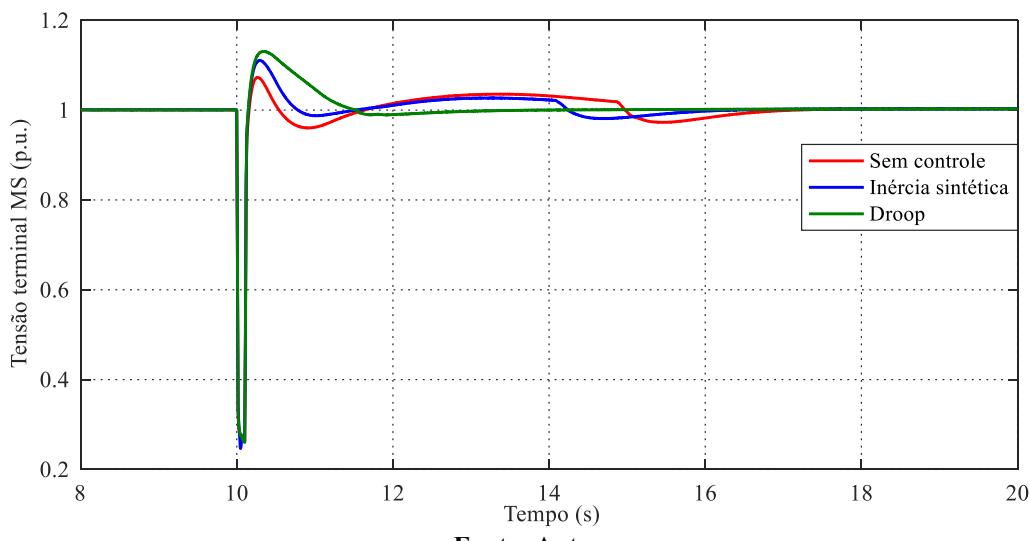
Tabela 8: Resultados obtidos por cenário em relação a potência mecânica da MS - Caso A

Cenários	Valor de pico (p.u.)	Regime permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	1,03	0,76	17,25
Inércia Sintética	0,99	0,76	16,22
Droop	0,78	0,76	13,63

Fonte: Autor

A tensão terminal da MS frente ao curto-circuito é ilustrada pela Figura 49. Observa-se o afundamento da tensão terminal da máquina durante o curto-circuito e a sua elevação após a extinção da falta, evidenciando dessa maneira a atuação do regulador de tensão da MS e a capacidade da microrrede de se manter operando dentro de uma faixa adequada de tensão, mesmo após a perturbação e consequente operação em modo ilhado.

A Tabela 9 apresenta de forma comparativa os resultados referentes à tensão terminal da MS. Nota-se que apesar da maior elevação de tensão ter ocorrido para o controle por *droop*, é este controle também que alcança mais rapidamente o valor de regime permanente.

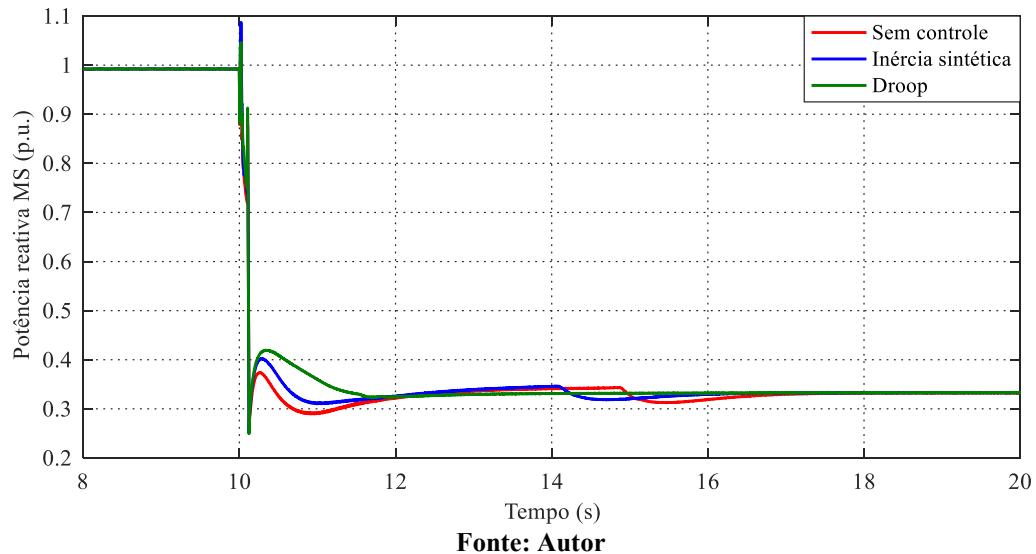
Figura 49 Comparação entre as tensões da MS para os três métodos de controle – Caso A**Fonte:** Autor**Tabela 9: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão terminal da MS - Caso A**

Cenários	Valor de pico (p.u.)	Regime permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	1,07	1	17,10
Inércia Sintética	1,11	1	15,97
Droop	1,13	1	12,84

Fonte: Autor

Antes da perturbação a MS fornecia somente potência reativa à rede, como pode ser visto pelas Figura 50 e Figura 46.

Figura 50 Comparação entre as potências reativa da MS para os três métodos de controle – Caso A



Logo após a falta, em um primeiro instante, devido ao curto-circuito e a característica indutiva do circuito equivalente a potência reativa aumenta, se estabilizando após a abertura da chave e operação ilhada da microrrede em um valor inferior a situação pré-contingência conforme a atuação do regulador de tensão, conforme apresentado pela Figura 50.

A Tabela 10 ilustra os resultados obtidos para os distintos cenários de controle. Nota-se que o auxílio provido pelo BESS não possui tanta influência em relação a este parâmetro, mas ainda assim obtém-se um menor tempo de estabilização para as situações nas quais ele foi empregado.

Tabela 10: Resultados obtidos por cenário em relação a potência reativa da MS - Caso A

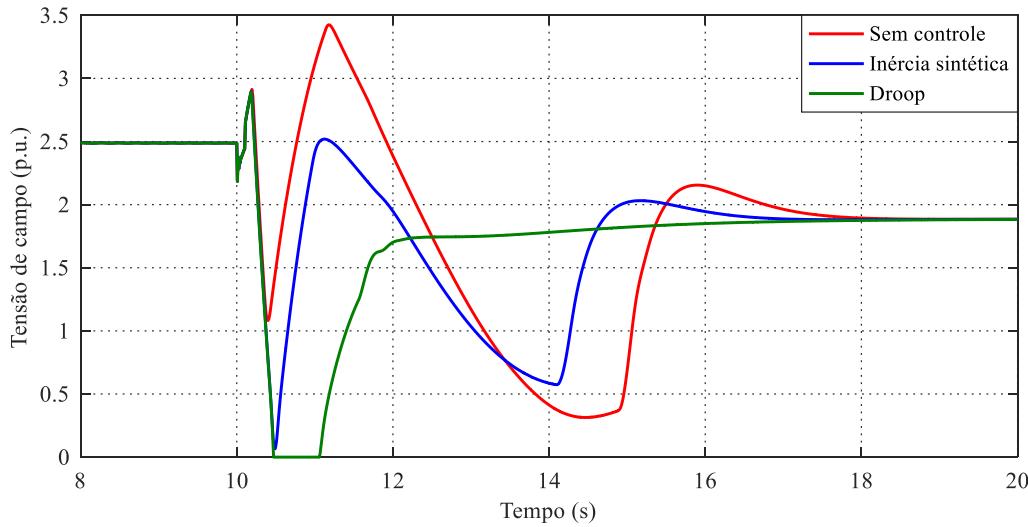
Cenários	Valor de pico (p.u.)	Regime permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	1,096	0,33	16,93
Inércia Sintética	1,096	0,33	15,96
Droop	1,096	0,33	13,15

Fonte: Autor

Dado o afundamento de tensão ocasionado pelo curto simétrico na barra 2, o AVR atuará com o objetivo de reestabelecer a tensão nominal de operação. Como o controle utilizado do tipo AC1A possui uma redução de ganho transitório, ele não incrementará de maneira abrupta

a tensão de campo logo após a perturbação. Pode-se observar também, a influência que o BESS terá no amortecimento da resposta do regulador, apesar do seu auxílio ser somente em relação à potência ativa da rede, como ilustrado pela Figura 51.

Figura 51: Comparação entre as tensões de campo da MS para os três métodos de controle – Caso A



Fonte: Autor

Pela Tabela 11 observa-se a influência, ainda que pequena, da potência ativa fornecida pelo BESS diante a perturbação em relação a estabilização de tensão da microrrede. Como já ilustrado a maior elevação de tensão e menor tempo de estabilização são obtidos para o cenário no qual é empregado o controle por *droop*, em consequência disso o menor valor de pico e menor tempo de estabilização para a tensão de campo ocorrem para esse mesmo cenário.

Tabela 11: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão de campo da MS - Caso A

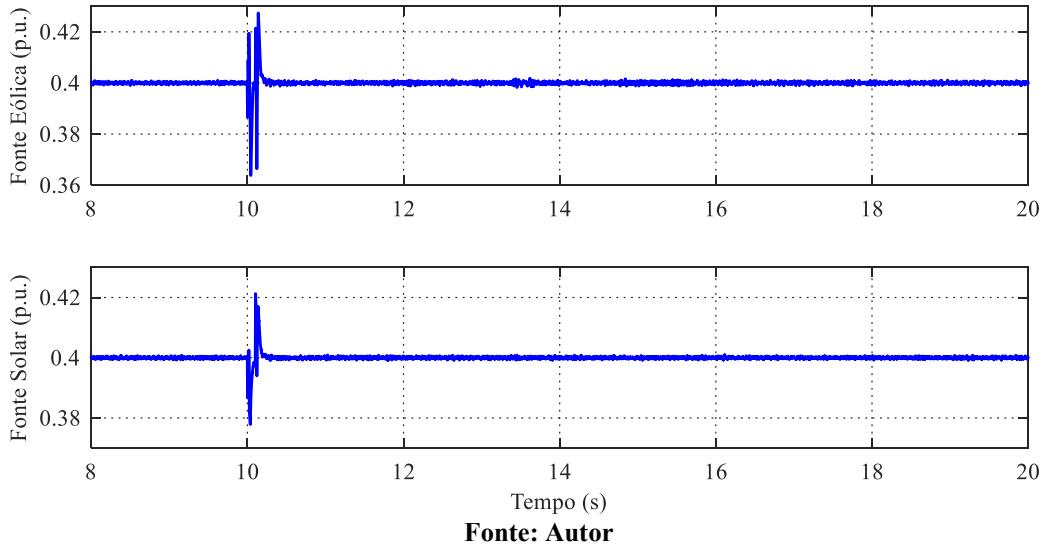
Cenários	Valor de pico (p.u.)	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	3,42	1,88	17,03
Inércia Sintética	2,89	1,88	16,06
Droop	2,89	1,88	13,25

Fonte: Autor

As potências fornecidas pelas fontes eólica e solar são ilustradas pela Figura 52. Observa-se para o instante de 10,0 s que as saídas das duas fontes oscilam em consequência da falta, no entanto devido a abertura da chave e isolamento do sistema tem-se que o defeito não é tão severo a ponto de levá-las a instabilidade, visto que elas mantêm o seu valor de referência 2 e 0,4 MW, 0,4 p.u., mesmo após a perturbação. Ressalta-se que as fontes continuam operando

com a filosofia PQ de controle, mesmo após a operação em modo ilhado da microrrede. Não se obteve diferença significativa em termos de oscilação entre os três cenários, ilustrando-se dessa forma somente o cenário no qual não se utiliza do BESS, caracterizado como pior cenário.

Figura 52: Potência ativa das fontes eólica e solar – Caso A.



Antes da falta, o BESS não fornecia e nem demandava potência do sistema, ocorrida a perturbação e consequente oscilação de frequência ele atua de maneira a auxiliar no processo de restauração da microrrede. O controle por inércia sintética proposto utilizado, opera de acordo com a taxa de variação de frequência levando também em consideração o seu valor de referência, no caso 60 Hz. Salienta-se que o controle desabilita a sua ação para o cenário no qual após a frequência ter alcançado o seu valor mínimo, começa a retornar ao valor nominal, pois quando isso ocorre tem-se a inversão do sentido da taxa de variação que consequentemente ocasionaria na inversão de sentido da potência do armazenador.

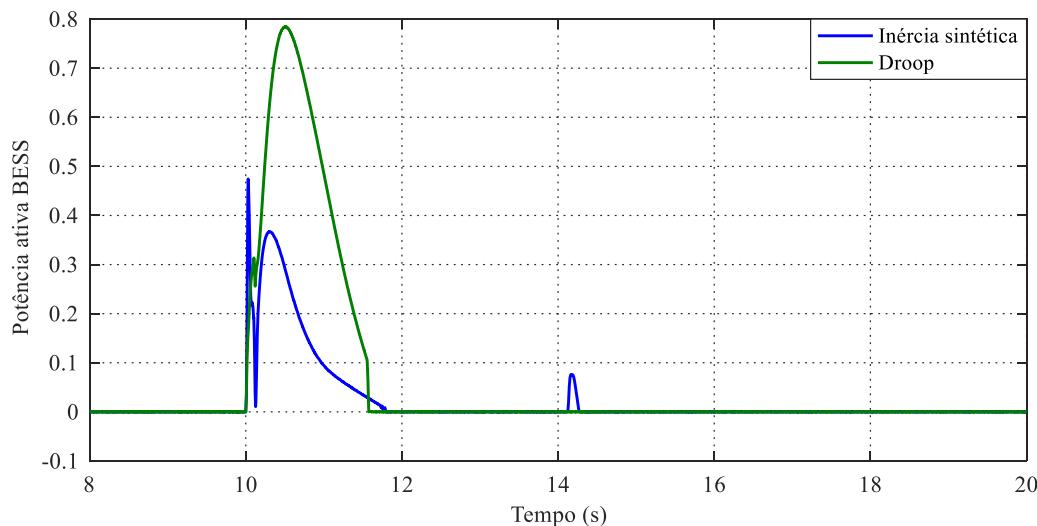
Essa demanda indesejada de energia durante o processo de restauração de frequência apresentada pelo controle tradicional de inércia sintética, prejudica o seu tempo de acomodação como será melhor abordado no último estudo de caso.

Para o controle por *droop*, assim como para o de inércia sintética, antes da falta não há troca de energia do BESS com a rede. Dado o defeito e a sucessiva operação em modo ilhado ele atua fornecendo potência ativa de acordo com a excursão da frequência, encerrando a sua ação assim que a frequência estiver entre 60,5 e 59,5 Hz. A troca de energia do BESS com a rede para os dois cenários de controle é ilustrada pela Figura 53. Destaca-se que a variação de potência próxima do instante de 14 s para o controle de inércia sintética é devida a variação de frequência que ocorre para este momento, no qual a frequência novamente inverte o seu sentido

da taxa de variação e brevemente ultrapassa os 60 Hz de referência, provocando assim a ação do controle no sentido de demandar potência da microrrede. Para melhor assimilação da resposta, sugere-se a visualização novamente da Figura 45.

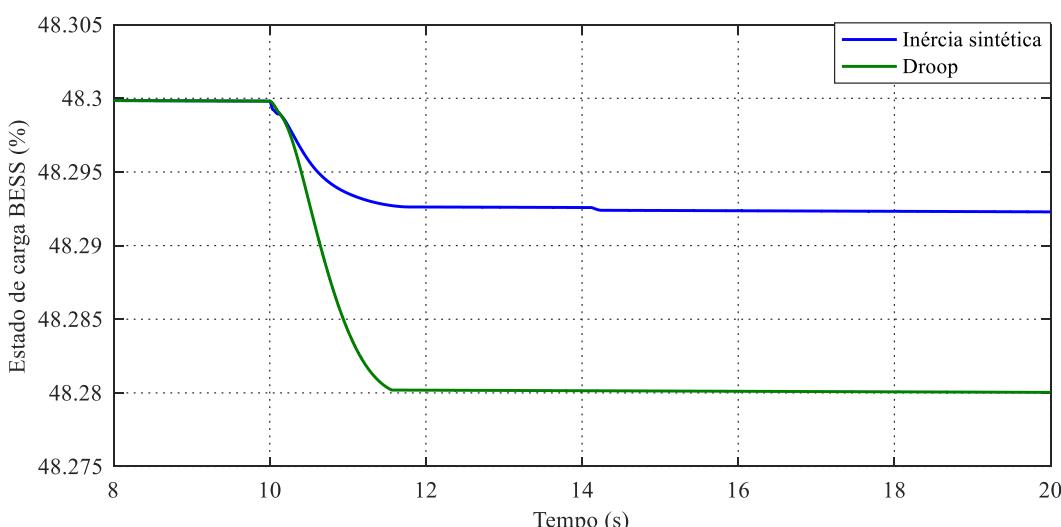
Observa-se que a máxima potência fornecida pelo BESS por meio do controle de inércia sintética ocorre para o instante imediatamente após a falta, uma vez que é nesse momento que se verifica a maior taxa de variação, sendo, o máximo valor de energia fornecido pelo controle por *droop* quando ocorre o maior desvio de frequência em relação ao valor nominal.

Figura 53: Potência de saída BESS – Caso A.



Fonte: Autor

Figura 54: Estado de carga para os controles por *Droop* e Inércia Sintética – Caso A.

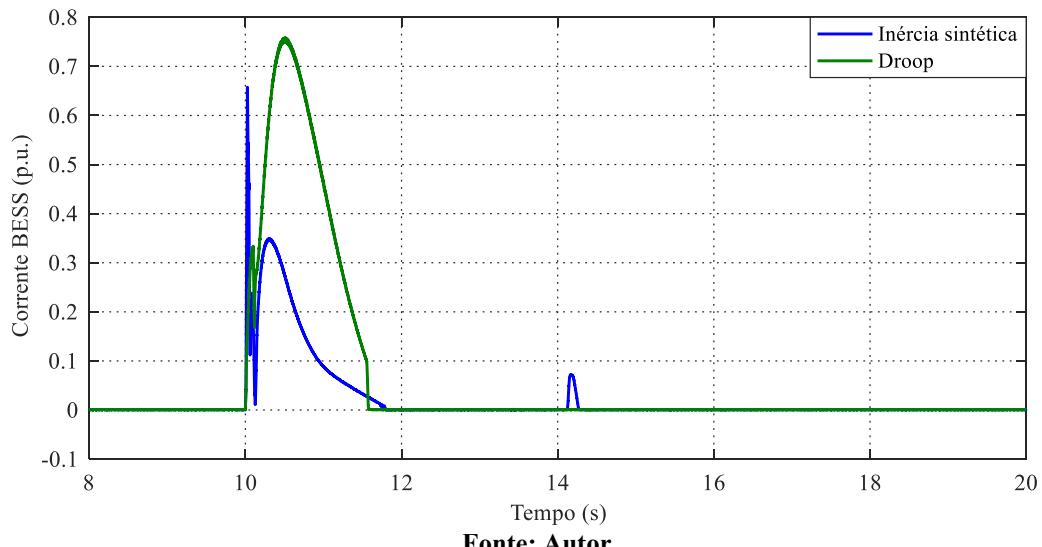


Fonte: Autor

Em relação ao estado de carga do BESS pode-se observar a sua alteração em função da potência ativa fornecida a rede pelos controles de inércia sintética e *droop* diante a perturbação. Passada a contingência e não havendo mais troca de energia do sistema armazenador com a microrrede, o SOC se estabiliza, permanecendo em um patamar inferior para o controle *droop* uma vez que este demandou mais energia do que o outro, como apresentado pela Figura 54.

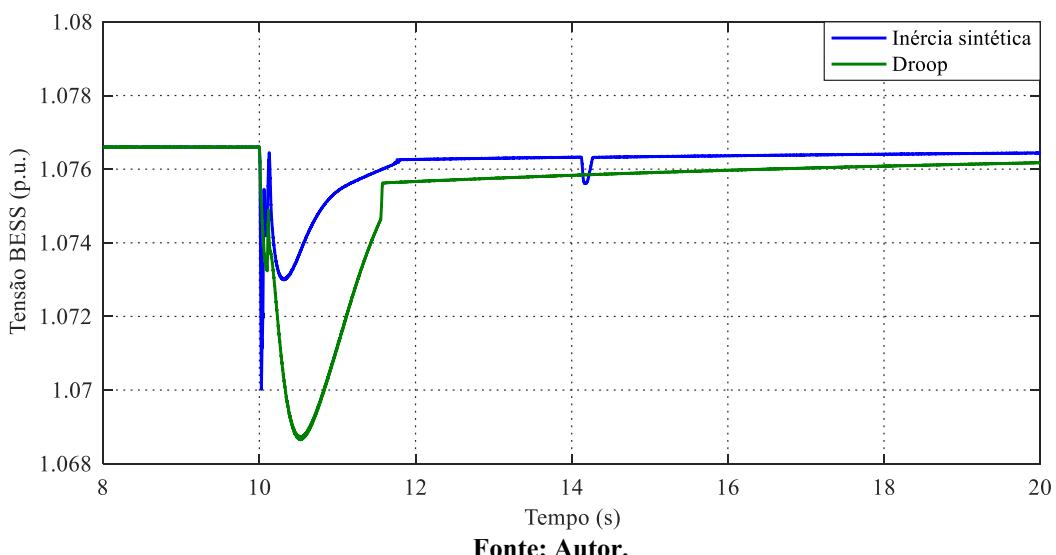
As correntes do BESS para os dois cenários de controle são apresentadas pela Figura 55. Nota-se que elas variam de acordo com a potência fornecida a microrrede, apresentando um comportamento aproximado do ilustrado pela Figura 53.

Figura 55: Corrente para os controles por *Droop* e Inércia Sintética – Caso A.



Fonte: Autor

Figura 56: Tensão para os controles por *Droop* e Inércia Sintética – Caso A.



Fonte: Autor.

Durante o processo no qual é fornecida energia à microrrede pelo BESS, a tensão se altera em função da variação de corrente, estabilizando-se logo que é encerrada a atuação dos controles, como apresentado pela Figura 56.

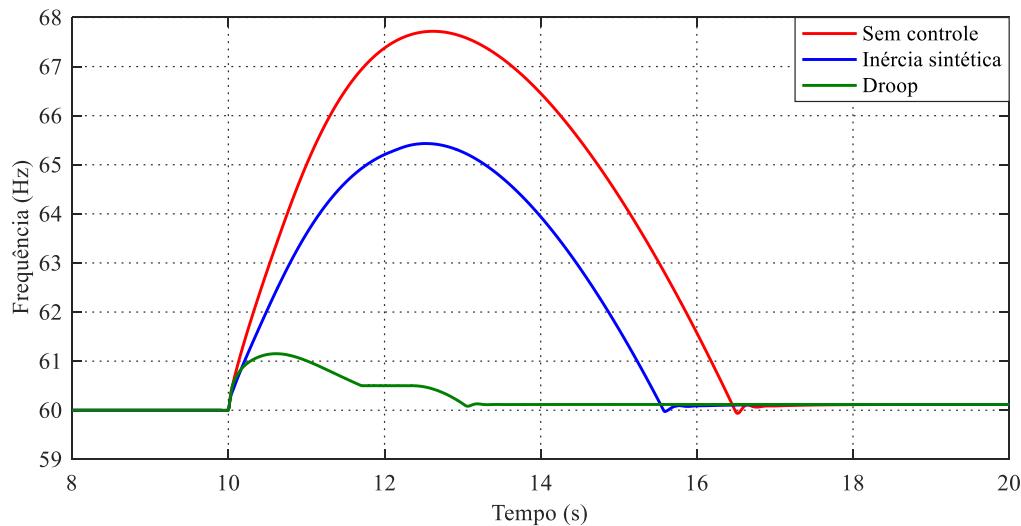
Diante do exposto, pode-se observar que para o presente estudo de caso, a contribuição que o BESS é capaz de proporcionar a regulação de frequência da microrrede para a situação na qual ocorre a queda de frequência do sistema em decorrência de um curto-círcuito simétrico e sucessiva operação em modo ilhado. Nota-se que os controles de inércia sintética e *droop* alcançaram melhores resultados em relação à variação e ao desvio de frequência da microrrede, quando comparados à situação onde não há a presença do BESS. Além disso, alcançou-se também melhorias em relação aos valores obtidos pelos parâmetros referentes a máquina síncrona.

5.3.3 Ilhamento não intencional – Caso B.

O presente estudo de caso é realizado com o objetivo de analisar o comportamento da microrrede para a situação na qual ocorre o ilhamento não intencional do sistema devido a abertura inadequada da chave S1 no instante de 10,0 s, sendo que antes da mudança de filosofia de operação tinha-se a geração superior a demanda interna da microrrede e a tensão da barra 1 igual à do estudo de caso anterior.

Os dados relativos às cargas do sistema durante o evento são referentes ao perfil noturno de consumo, ilustrados pela Tabela 4. O gerador, assim como para o primeiro estudo, está operando como barra do tipo PV fornecendo a rede antes da ocorrência uma parcela ativa e reativa de potência em torno de 5 MW e 2,6 MVar. Posto que se considera o período noturno de operação, não há potência gerada pela fonte solar. Em relação ao gerador eólico considerou-se que o mesmo estaria fornecendo 4 MW constantes durante todo o período analisado.

Dada a desconexão da microrrede do sistema principal, ocorrerá novamente o desbalanço entre as potências. No entanto, para este caso, como a oferta é maior do que a demanda, tem-se que a frequência da rede excursionará para um valor superior a 60 Hz. Sendo assim, os controles por *droop* e inércia sintética atuaram de modo a suavizar essa oscilação, como apresentado pela Figura 57.

Figura 57: Comparação entre as respostas de frequência para os três métodos de controle – Caso B.**Fonte: Autor.**

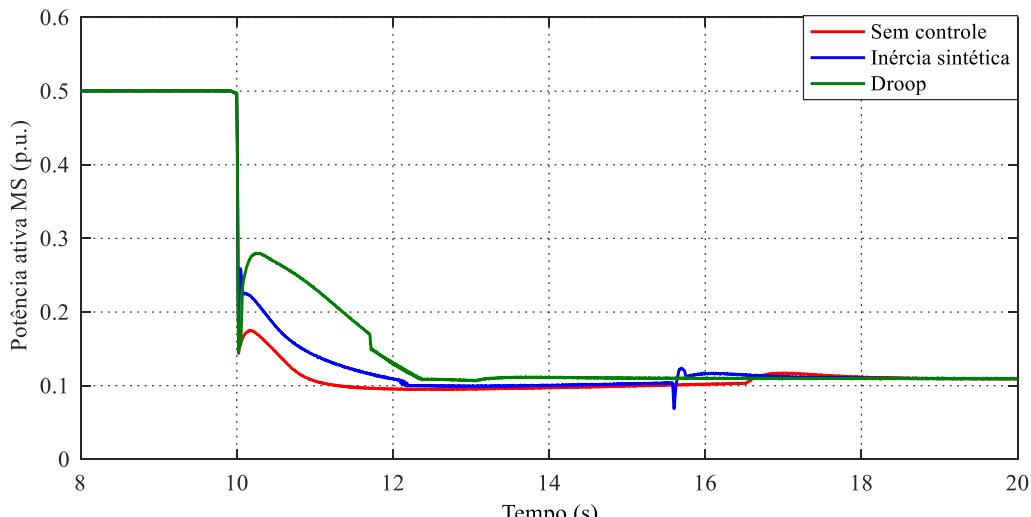
A Tabela 12 ilustra o desempenho dos três cenários de controle em relação a excursão e taxa de variação de frequência da microrrede diante da mudança de filosofia de operação. Dada a contingência, a inércia sintética atuará demandando potência ativa da rede de acordo com o ROCOF e o controle por *droop* em função da excursão em relação ao valor nominal de frequência. Obtém-se também para essa situação uma melhor taxa de variação para inércia sintética e um menor desvio para o controle por *droop*.

Tabela 12: Resultados obtidos por cenário em relação a frequência da microrrede – Caso B.

Cenários	ROCOF (Hz/s)	Máxima Frequência (Hz)	Valor de R. Permanente (Hz)	Tempo para R. Permanente (s)
Sem Controle	0,0433	67,68	60,12	17,36
Inércia Sintética	0,0353	65,43	60,12	16,25
Droop	0,0433	61,15	60,12	13,28

Fonte: Autor.

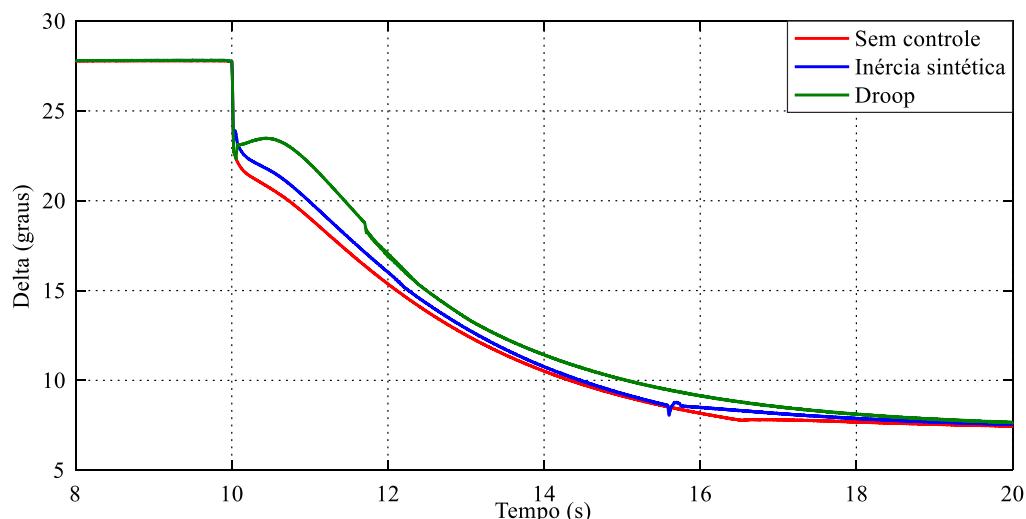
Como a potência gerada pelas fontes da microrrede antes do ilhamento era superior a demanda, o regulador de velocidade irá atuar diminuindo a parcela ativa fornecida, com o objetivo de reestabelecer a frequência. O comportamento da potência ativa da MS para os três cenários de controle é ilustrado pela Figura 58.

Figura 58: Comparação entre as potências ativa da MS para os três métodos de controle – Caso B.**Fonte: Autor.**

O melhor desempenho em termos de tempo de estabilização foi alcançado pelo controle por *droop*, sendo que a inércia sintética também apresentou um desempenho superior quando comparada a situação na qual não há o emprego do sistema armazenador, como ilustrado pela Tabela 13.

Tabela 13: Resultados obtidos por cenário em relação a potência ativa da MS - Caso B.

Cenários	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	0,11	18,23
Inércia Sintética	0,11	17,28
Droop	0,11	14,45

Fonte: Autor**Figura 59: Comparação entre os ângulos de potência da MS para os três métodos de controle – Caso B.****Fonte: Autor.**

Em consequência do desbalanço de energia a máquina irá buscar um novo ponto de operação até que se reestabeleça novamente o equilíbrio, dessa maneira o ângulo delta também excursionará se estabilizando em função da nova potência ativa entregue pela MS a rede, como mostra a Figura 59.

Os resultados obtidos para os três cenários de controle foram próximos, conforme apresentado pela Tabela 14.

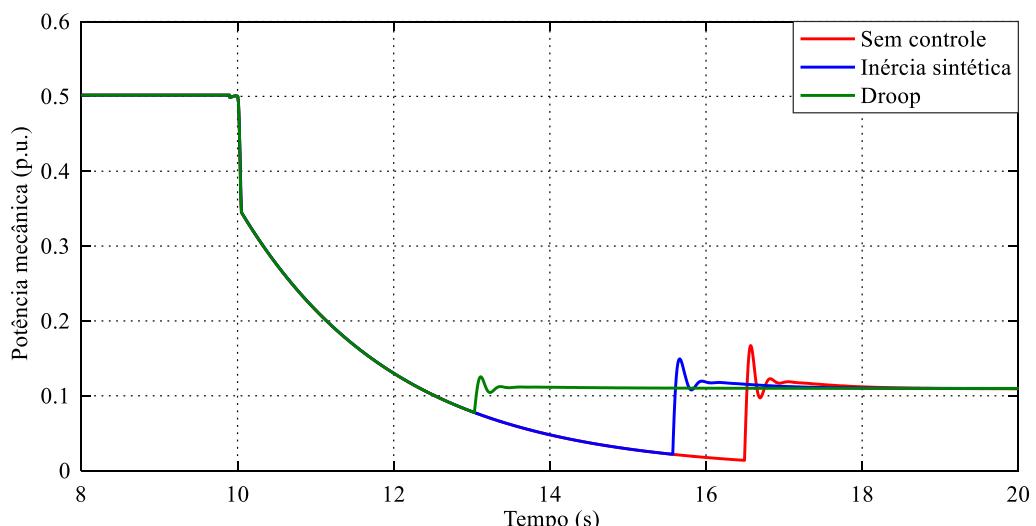
Tabela 14: Resultados obtidos por cenário em relação a potência mecânica da MS - Caso B.

Cenários	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	7,8	20
Inércia Sintética	7,8	19,73
Droop	7,8	19,68

Fonte: Autor.

Devido à sobreexigência ocasionada pelo ilhamento, durante o período transitório a máquina irá acelerar operando fora da velocidade síncrona. Desta forma, o regulador de velocidade irá atuar diminuindo a potência mecânica no eixo da MS e consequentemente reduzindo a parcela de potência ativa fornecida pela máquina a rede, como apresentado pela Figura 60.

Figura 60: Comparação entre as potências mecânicas da MS para os três métodos de controle – Caso B



Fonte: Autor.

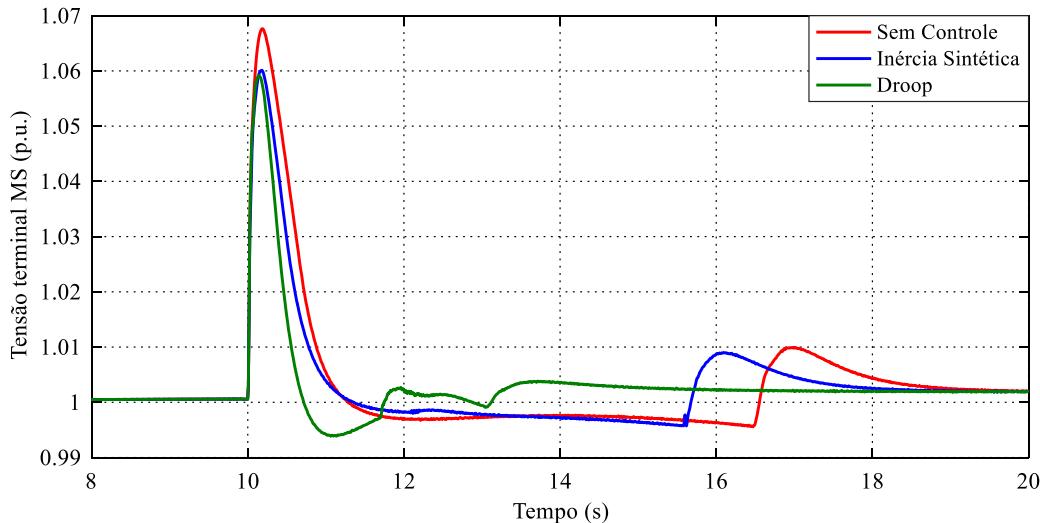
Assim como para o primeiro estudo de caso, Seção 5.3.2, se obteve melhores resultados em relação a estabilização da potência mecânica para os cenários de controle nos quais se tem o emprego do BESS, como ilustrado de forma comparativa pela Tabela 15.

Tabela 15: Resultados obtidos por cenário em relação a potência mecânica da MS - Caso B

Cenários	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	0,11	18,43
Inércia Sintética	0,11	17,48
Droop	0,11	14,65

Fonte: Autor.

Antes do ilhamento a MS fornecia uma potência reativa superior a demandada pela microrrede. Como consequência, logo após a desconexão com a rede principal tem-se uma elevação da tensão terminal da máquina, como pode ser observado pela Figura 61.

Figura 61: Comparação entre as tensões da MS para os três métodos de controle – Caso B**Fonte:** Autor

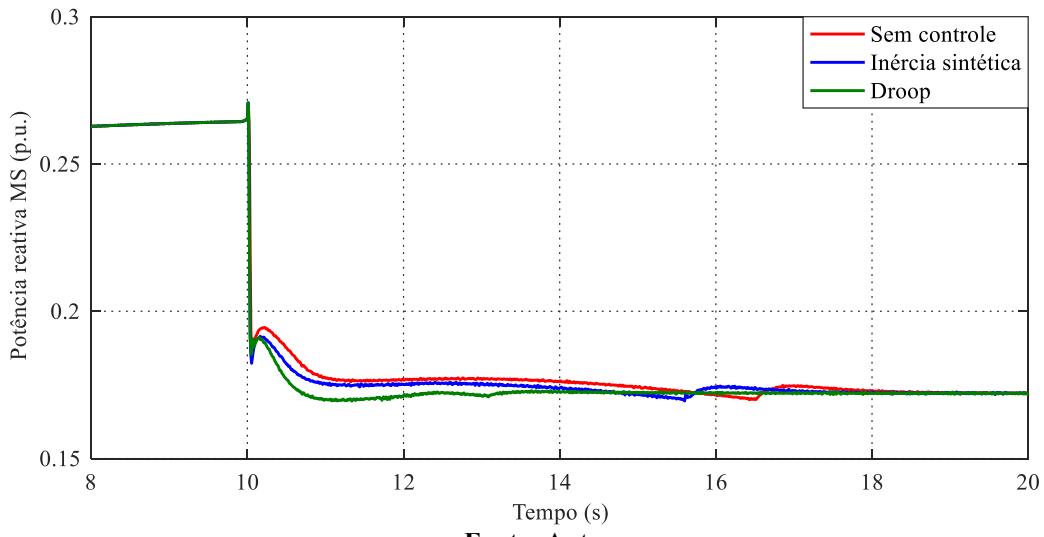
Os valores referentes a tensão são ilustrados de forma comparativa pela Tabela 16, pode-se perceber o auxílio que o BESS proporciona a esse parâmetro, principalmente no que tange ao tempo de estabilização.

Tabela 16: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão terminal da MS - Caso A

Cenários	Valor de Pico (p.u)	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	1,067	1,002	19,30
Inércia Sintética	1,060	1,002	18,42
Droop	1,059	1,002	15,53

Fonte: Autor

A potência reativa para os três cenários de controle é ilustrada pela Figura 62. Observa-se a oscilação que essa sofre devido ao ilhamento, uma vez que o regulador de tensão da MS atua rapidamente no intuito de alcançar o novo ponto de operação.

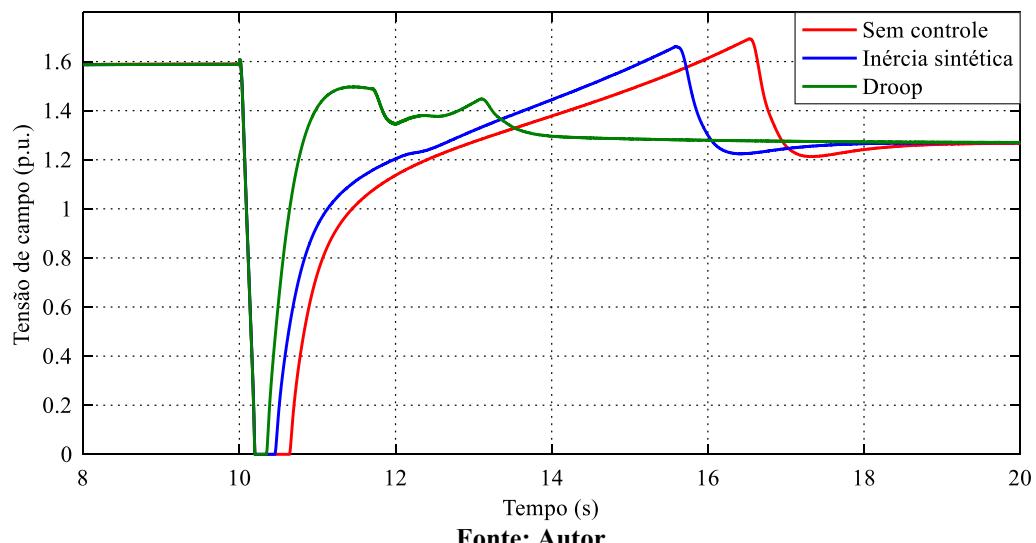
Figura 62: Comparação entre as potências reativa da MS para os três métodos de controle – Caso B

Ainda que o auxílio do BESS se dê pela parcela ativa de potência, nota-se uma melhoria em relação ao tempo de estabilização para os cenários onde há o seu emprego, como apresentado pela Tabela 17.

Tabela 17: Resultados obtidos por cenário em relação a potência reativa da MS - Caso B

Cenários	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	0,17	19,58
Inércia Sintética	0,17	18,56
Droop	0,17	15,88

Fonte: Autor

Figura 63: Comparação entre as tensões de campo da MS para os três métodos de controle – Caso B

Devido a desconexão da microrrede e consequente sobretensão, o AVR irá atuar a fim de reestabelecer essa tensão. Mesmo com a influência da parcela ativa não sendo tão significativa quanto a reativa no que tange a tensão, pode-se observar o auxílio que os controles por *droop* e inércia sintética proporcionam em relação a estabilização da tensão de campo da MS, como apresentado pela Figura 63.

A Tabela 18 ilustra de forma comparativa os resultados alcançados para a tensão de campo, sendo que o controle por *droop* para essa situação apresentou um melhor desempenho em relação aos demais.

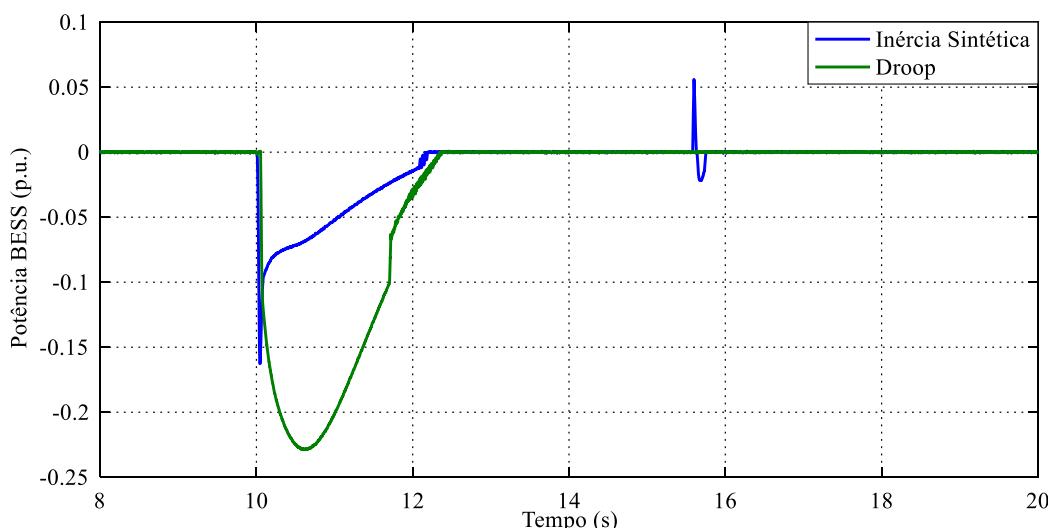
Tabela 18: Resultados obtidos por cenário em relação a tensão de campo da MS - Caso B

Cenários	Regime Permanente (p.u.)	Tempo de estabilização (s)
Sem Controle	1,27	19,68
Inércia Sintética	1,27	18,66
Droop	1,27	15,98

Fonte: Autor

Assim como para o primeiro caso, antes do ilhamento o BESS não realizava troca de energia com a microrrede, contudo na ocorrência da perturbação e consequente variação de frequência os controles por inércia sintética proposto e por *droop* atuam de maneira a amortecer essa oscilação. A ação do controle por inércia sintética como já dito, dá-se principalmente no primeiro instante após a falta auxiliando na taxa de variação de frequência e a do *droop* de acordo com a excursão desse valor. A Figura 64 ilustra a potência de saída do BESS em função da atuação desses dois controles para o presente estudo de caso.

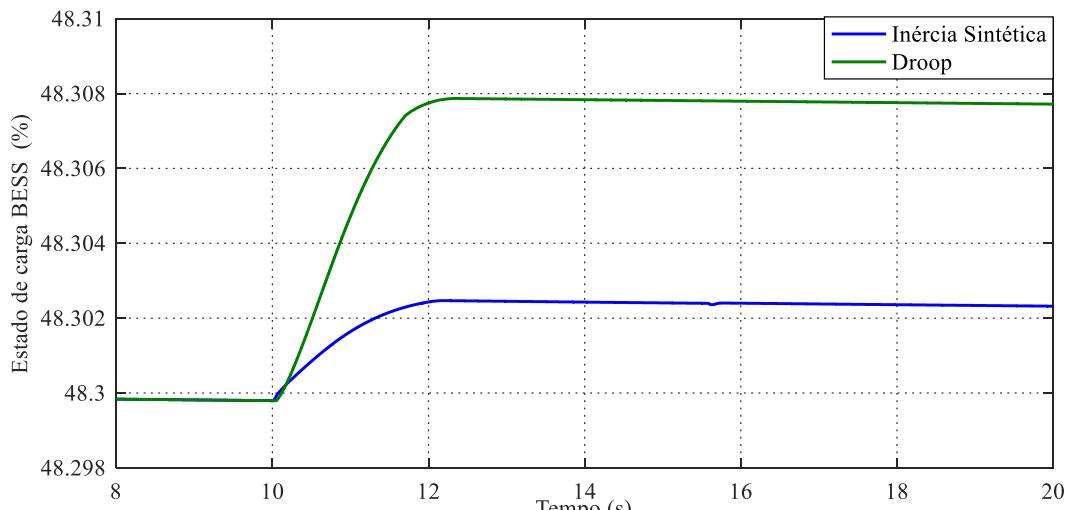
Figura 64: Potência de saída BESS – Caso B



Fonte: Autor

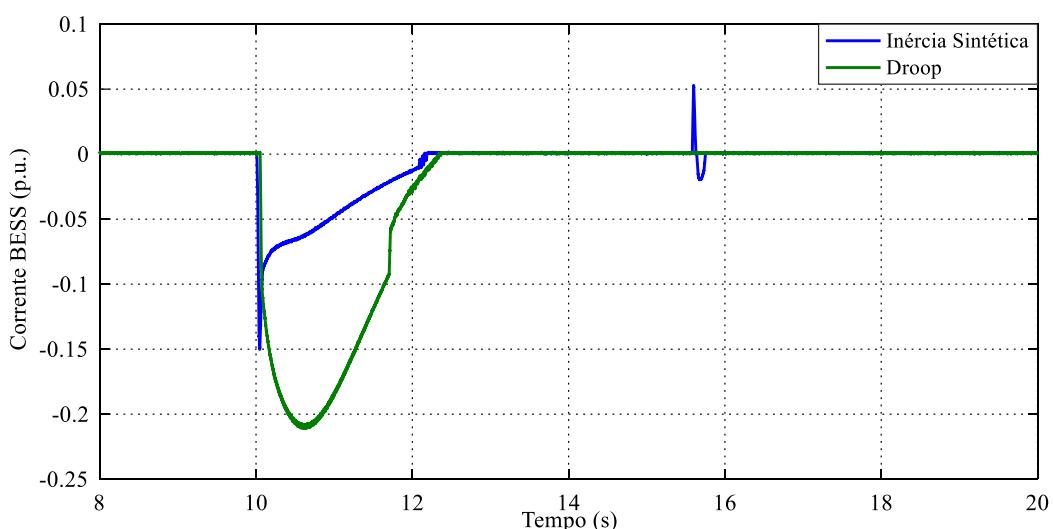
A variação do estado de carga do BESS é ilustrada pela Figura 65. Para essa situação o controle por *droop* também foi o que apresentou maior alteração do seu estado de carga, devido a troca superior de energia que esse controle tem com o sistema quando comparada a situação na qual há o emprego da inércia sintética.

Figura 65: Estado de carga do BESS – Caso B



Fonte: Autor

Figura 66: Corrente BESS – Caso B



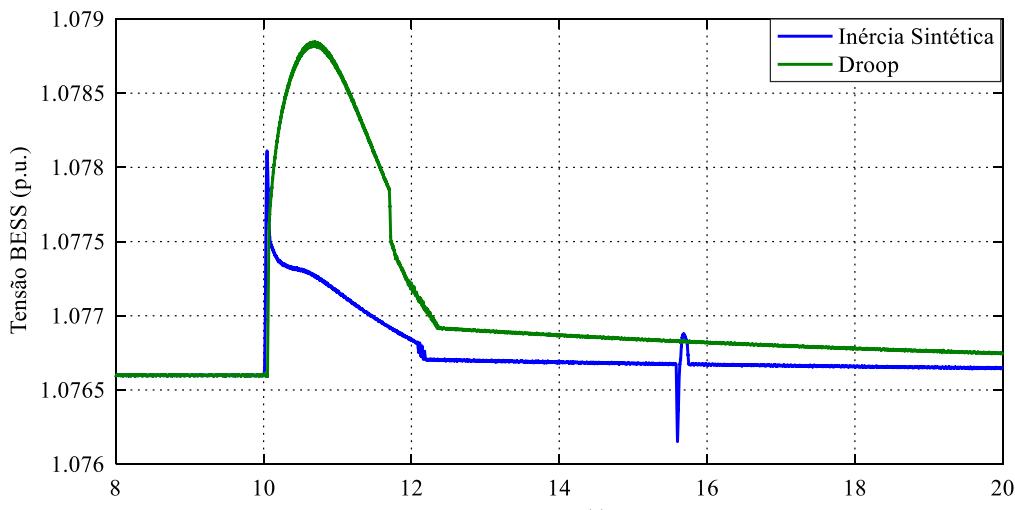
Fonte: Autor

A corrente que o BESS demanda da rede em função da oscilação de frequência e sucessiva atuação dos controles por inércia sintética proposto e *droop* é ilustrada pela Figura

66. Assim, como para o caso anterior tem-se que o comportamento da corrente se faz semelhante ao da potência.

De acordo com a Figura 67 é possível observar a elevação que a tensão irá apresentar durante o período em que o BESS está demandando energia da microrrede em função da atuação dos controles.

Figura 67: Tensão para os controles por *Droop* e Inércia Sintética – Caso B.



Fonte: Autor

De posse das respostas obtidas, verifica-se a contribuição que o BESS é capaz de proporcionar em relação ao amortecimento da oscilação de frequência da microrrede dada a contingência causada por um ilhamento não intencional, em função da abertura inadequada da chave S1. Sendo que para o presente caso o desbalanço de potência acontece em razão da geração ser superior a demanda da microrrede.

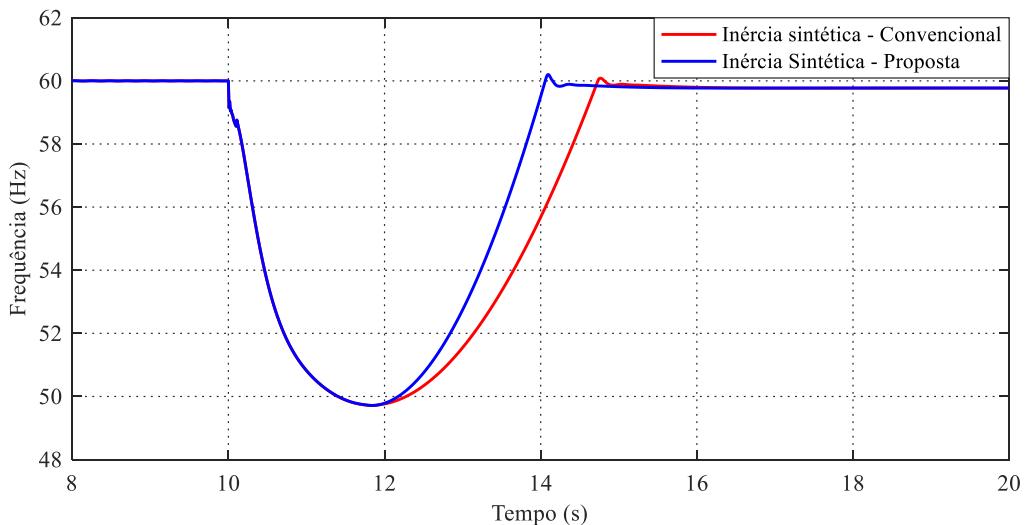
5.3.4 Comparação entre as respostas típica e proposta para o controle de inércia sintética utilizando-se do BESS.

Com o propósito de analisar as respostas obtidas por meio do controle convencional e o proposto de inércia sintética, apresenta-se de forma comparativa os resultados alcançados para estes dois cenários. Sendo, o coeficiente $K_{inércia}$ e os demais parâmetros do sistema iguais para ambas as situações de controle.

Para o estudo de caso A, antes do ilhamento ocasionado pelo curto-círcuito simétrico, a maior parte da parcela ativa de potência demandada pelas cargas da microrrede era suprida pela

rede principal. Desta forma e como já ilustrado, ocorre a oscilação de frequência da microrrede dada a desconexão e operação em modo ilhado.

Figura 68: Frequência da microrrede para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso A



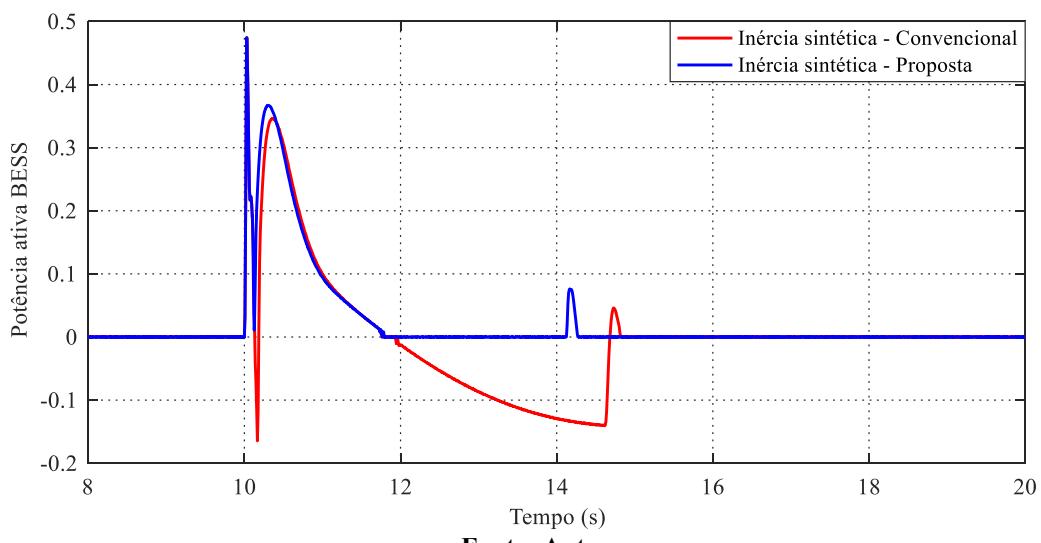
Fonte: Autor.

Tabela 19: Resultados obtidos para os dois cenários de controle em relação ao estudo de Caso A.

Inércia Sintética	ROCOF (Hz/s)	Nadir de Frequência (Hz)	Regime Permanente (Hz)	Tempo de estabilização (s)
Convencional	0,1223	49,71	59,77	16,61
Proposta	0,1223	49,71	59,77	15,69

Fonte: Autor.

Figura 69: Potência de saída do BESS para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso A.



Fonte: Autor

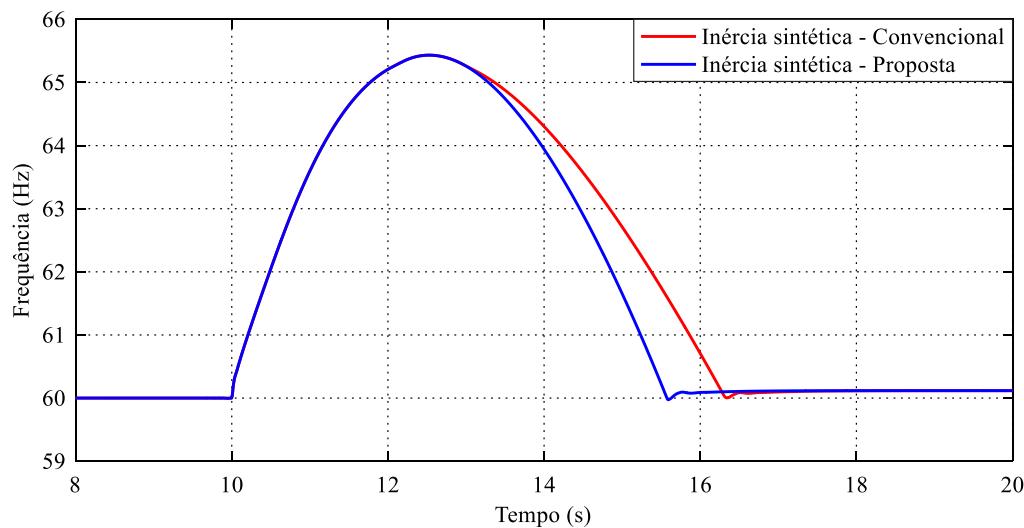
A oscilação de frequência da microrrede diante a perturbação é ilustrada para os dois cenários de controle pela Figura 68. O comportamento da frequência da microrrede é igual para os dois controles, até o momento no qual se atinge o nadir, após isso nota-se um melhor desempenho para o controle proposto, conforme apresentado pela Tabela 19.

Após o nadir, enquanto a frequência da rede está em processo de restauração, ocorre a inversão de sentido da taxa de variação. Para o controle convencional de inércia sintética essa inversão ocasiona na demanda de potência por parte do BESS a fim de atenuar essa variação, no entanto, essa ação é indesejada uma vez que gera atraso no processo de restabelecimento de frequência da microrrede. O controle proposto, dito otimizado, por sua vez, não apresenta esse comportamento, pois para frequências inferiores a 60 Hz ele não irá demandar potência da microrrede mesmo dada a mudança de sentido do ROCOF. As respostas referentes a potência de saída do BESS para os dois cenários de controle são apresentadas pela Figura 69.

Para o estudo de caso B, simulou-se um ilhamento não intencional ocasionado pela inadequada operação da chave S1. Para essa situação, considerou-se que para o cenário pré-contingência a geração era superior a demanda interna da microrrede o que ocasionou em uma excursão de frequência superior aos 60 Hz.

A frequência da microrrede para o caso B mediante o emprego dos dois controles de inércia sintética é ilustrada pela Figura 70. A Tabela 20 apresenta as respostas para os dois cenários de controle, observa-se para essa situação também um melhor desempenho da inércia sintética otimizada em relação à tradicional.

Figura 70: Frequência da microrrede para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso B.



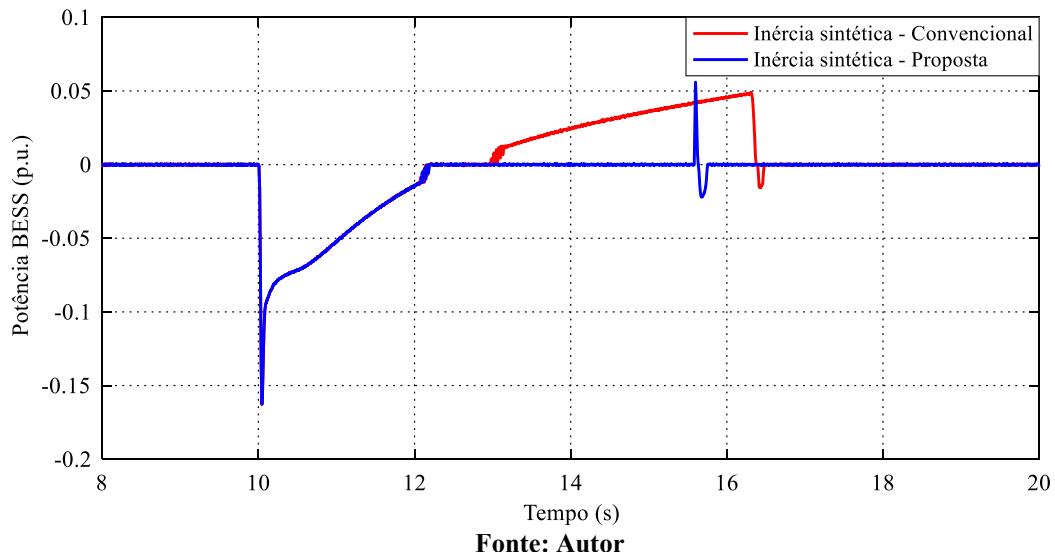
Fonte: Autor.

Tabela 20: Resultados obtidos para os dois cenários de controle em relação ao estudo de Caso B.

Inércia Sintética	ROCOF (Hz/s)	Máxima Frequência (Hz)	Regime Permanente (Hz)	Tempo de estabilização (s)
Convencional	0,0433	65,43	60,12	18,03
Proposta	0,0433	65,43	60,12	15,69

Fonte: Autor.

Assim como para o caso anterior, após a frequência ter atingido seu máximo valor, ocorre a inversão de sentido da taxa de variação e consequentemente a inércia tradicional que antes auxiliava na recuperação de frequência, passa agora a fornecer potência ativa a rede prejudicando esse processo de restauração. Como o controle otimizado não fornece ativo, caso a frequência seja superior a 60 Hz independentemente da mudança de sentido do ROCOF, é visível a recuperação mais rápida da frequência da microrrede para este controle. As potências de saída do BESS para esse caso são ilustradas pela Figura 71.

Figura 71: Potência de saída do BESS para os controles convencional e proposto de inércia sintética em relação ao estudo de Caso B.

Fonte: Autor

De acordo com o presente estudo de caso, é possível observar o melhor desempenho do controle proposto para inércia sintética em relação ao controle convencional. Uma vez que esse atua de maneira mais eficaz em relação ao processo de restauração de frequência do sistema, não fornecendo ativo para caso a frequência da microrrede seja inferior a 60 Hz e não demandando caso seja superior, mesmo quando ocorre a alteração de sentido da taxa de variação.

CAPÍTULO VI

6 CONCLUSÃO

Este capítulo tem por objetivo apresentar de maneira sucinta os estudos desenvolvidos, as contribuições deste trabalho e as perspectivas futuras para continuidade da pesquisa realizada. Desta maneira, ilustra-se a respeito dos assuntos tratados em cada capítulo e as conclusões com relação a esta dissertação.

Assim sendo, este trabalho abordou a respeito da estabilidade de frequência de microrredes, ilustrando a contribuição que um sistema armazenador de energia por baterias pode prover a esses sistemas, principalmente durante a transição entre os modos de operação com a rede maior. Sendo assim, no Capítulo I apresentou-se a delimitação, os objetivos e a motivação, destacando-se alguns trabalhos na literatura sobre o tema que se aproximam da proposta desta dissertação. No Capítulo II, abordou-se a respeito de alguns conceitos fundamentais que concernem as microrredes, como as arquiteturas de operação, os segmento de mercado e aplicações, as estruturas de controle e gerenciamento frente a operação em modo ilhado, a inércia das atuais e das futuras redes elétricas e com destaque a respeito da particularidade e dos desafios que tangem a estabilidade desses sistemas. No Capítulo III, tratou-se acerca dos sistemas armazenadores de energia, ilustrando-se a classificação, as distintas tecnologias que são atualmente empregadas nos sistemas elétricos de potência e as principais aplicações dessas ferramentas no que concerne a operação das microrredes, sobressaindo-se dentre as tecnologias apresentadas as baterias de lítio-íon em razão dos benefícios técnicos apresentados e da boa previsão de mercado futuro deste tipo de bateria.

No Capítulo IV ilustrou-se a respeito da modelagem dos componentes e dos sistemas de controle utilizados para a realização das simulações, o ambiente escolhido foi o Matlab/Simulink por meio do uso do *Simscape electrical*, apresentando neste Capítulo a máquina síncrona adotada com os respectivos reguladores de velocidade e de tensão, o modelo dinâmico utilizado para a representação das cargas elétricas do sistema, a modelagem da tecnologia de armazenamento por lítio-íon, o filtro de terceira ordem empregado para a conexão das fontes chaveadas para com a rede, o inversor bidirecional e a sua estrutura de controle utilizando-se do referencial síncrono dq0, os controles por inércia sintética convencional e o proposto, o controle por *droop* e a estrutura também proposta para o gerenciamento da operação e da manutenção do estado de carga do sistema armazenador. Já, no Capítulo V, foram

realizados os estudos de caso, no primeiro estudo ilustrou-se a respeito da característica bidirecional do inversor e o atendimento as etapas de carga e descarga do sistema armazenador, no segundo e terceiro estudo de caso demonstrou-se a contribuição que o sistema de armazenamento por baterias pode prover a estabilidade de frequência da microrrede frente a transição entre os modos de operação, por meio dos controles por *droop* e inércia sintética, e em um quarto estudo verificou-se o melhor desempenho do controle por inércia sintética proposto em relação ao tradicional apresentado pela literatura.

De acordo com os resultados obtidos conclui-se que o sistema armazenador de energia por baterias juntamente com as ferramentas de controle propostas e empregadas, pôde contribuir de maneira efetiva para a estabilidade de frequência da microrrede estudada, auxiliando em uma transição mais suave após uma perturbação e consequente operação em modo ilhado. Para o estudo no qual ocorre o ilhamento da microrrede devido à falta simétrica, os controles por inércia sintética proposto e por *droop* apresentaram melhor resposta com relação ao nadir e taxa de variação de frequência da microrrede em comparação a situação a qual o BESS não era empregado, ilustrando dessa maneira a contribuição destes para a condição onde havia uma transição em que a geração era menor do que a demanda. Já na situação na qual tinha-se uma demanda superior a geração, novamente os controles empregados mostraram-se efetivos, atuando no sentido de solicitar potência ativa da microrrede, contribuindo desta maneira para a sua regulação de frequência. Além disso, conforme o último estudo de caso realizado, destaca-se que o controle de inércia sintética proposto apresentou melhor desempenho do que o controle dito convencional, possibilitando uma recuperação mais rápida e, consequentemente, um menor tempo de estabilização.

Em relação a trabalhos futuros, pode-se estender o uso do sistema armazenador com o intuito de contribuir com a estabilidade de tensão da microrrede, por meio do suprimento de reativo ao sistema. Também, propõe-se que no futuro verifique-se a contribuição que os controles por *droop* e inércia sintética podem prover a estabilidade de frequência da microrrede para quando houver somente a presença das fontes intermitentes de energia. Além disso, sugere-se para outros trabalhos a análise do comportamento de frequência e tensão em modo ilhado, tendo o sistema de armazenamento por baterias como elemento principal no que tange a manutenção dos valores de tensão e frequência da microrrede. Por fim, enfatiza-se a importância da realização de estudos que visem contribuir para a estabilidade desses sistemas, visto as particularidades e o promissor avanço dessas arquiteturas de rede.

Referências

- [1] A. Gomez-Exposito, A. J. Canejo e C. A. Cañizares, Electric Energy Systems Analysis and Operation, CRC Press, 2018.
<https://doi.org/10.1201/9781420007275>
- [2] M. Bilgili, A. Ozbek, B. Sahin e A. Kahraman, “An overview of renewable electric power capacity and progress in new technologies in the world,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 323-334, 2015.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.148>
- [3] Administration., U.S Energy Information, “Annual Energy outlook 2018,” Tech. rep., Washington, DC, 2018.
- [4] International Renewable Energy Agency, “Renewable Energy Statistics 2019,” 2019.
- [5] P. P. Barker e R. W. d. Mello, “Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 - Radial Distribution Systems,” *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 1645-1656, 2000.
- [6] W. El-Khattam e M. M. A. Salama, “Distributed generation technologies, definitions and benefits,” *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 119-128, 2004. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.01.006>
- [7] T. Funabashi, Integration of distributed energy resources in power systems, Academic Press, 2016.
- [8] European smart grids technology platform , Vision and strategy for europe's electricity networks of the future, European Communities, 2006.
- [9] R. L. Lima, *Metodologias para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica.*, São Carlos: Tese, USP, 2018.
- [10] H. You, V. Vittal e X. Wang, “Slow coherency-based islanding,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 19, pp. 483-491, 2004.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.818729>

- [11] R. H. Lasseter, “Smart distribution: Coupled Microgrids,” *Proceeding of IEEE*, vol. 99, pp. 1074-1082, 2011. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2114630>
- [12] IEEE Standards Coordinating Committee 21, “IEEE standard of interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces,” 2017.
- [13] H. Bevrani, A. Ghosh e G. Ledwich, “Renewable energy sources and frequency regulation: survey and new perspectives,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, pp. 438-457, 2010. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2009.0049>
- [14] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira e A. G. Madureira, “Defining control strategies for microgrids islanded operation,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 21, pp. 916-924, 2006. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873018>
- [15] A. H. K. Alaboudy, H. H. Zeineldin e J. L. Kirtley, “Microgrid stability characterization subsequente to fault-triggered islanding incidents,” *IEEE transactions on power delivery*, vol. 27, pp. 658-669, 2012. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2183150>
- [16] F. Katiraei, *Dynamic analysis and control of distributed energy resources in a micro-grid*, Canadá: U. Toronto, 2005.
- [17] T. Zhang, *Adaptive energy storage system control for microgrid stability enhancement*, Worcester: Ph. D. Thesis Worcester polytechnic institute, 2018.
- [18] J.-H. Jeon, J.-Y. Kim, H.-M. Kim, S.-K. Kim, C. Cho, J.-M. KIm, J.-B. Ahn e K.-Y. Nam, “Development of Hardware In-the-Loop Simulation System for Testing Operation and Control Functions of Microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, pp. 2919-2929, 2010. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2078518>
- [19] J.-Y. Kim, J.-H. Jeon, S.-K. Kim, C. Cho, J. H. Park, H.-M. Kim e K.-Y. Nam, “Cooperative Control Strategy of Energy Storage System and Microsources for Stabilizing the Microgrid during Islanded Operation,” *IEEE Transactions on Power Eletronics*, vol. 25, pp. 3037-3048, 2010. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2073488>
- [20] M. Ross, R. Hidalgo, C. Abbey e G. Joos, “Energy storage system scheduling for an isolated microgrid,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, pp. 117-1235, 2011. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2009.0204>

- [21] H. Shayeghi, H. A. Shayanfar e A. Kalili, "Load frequency control strategies: A state-of-the-art survey for the researcher," *Energy conversion and management*, vol. 50, pp. 344-353, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.09.014>
- [22] UCTE, "Technical paper - definition of a set of requirements to generating units," Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE), 2008.
- [23] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. d. Vicuna e M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 158-172, 2010. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534>
- [24] P. V. Brogan, R. J. Best, D. J. Morrow, K. McKinley e M. L. Kubik, "Effect of BESS Response on Frequency and RoCoF During Underfrequency Transients," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 34, pp. 575-583, 2019. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2862147>
- [25] EIRGRID GROUP, "All-Island Generation Capacity Statement 2017-2026," EIRGRID, 2017.
- [26] A. Bloom, U. Helman, H. Holttinen, K. Summers, J. Bakke, G. Brinkman e A. Lopez, "It's Indisputable: Five Facts About Planning and Operating Modern Power Systems," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, pp. 22-30, 2017. <https://doi.org/10.1109/MPE.2017.2729079>
- [27] A. Ulbig, T. S. Borsche e G. Andersson, "Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation," *IFAC Proceeding Volumes*, vol. 47, pp. 7290-7297, 2014. <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615>
- [28] Y.-S. Kim, E.-S. Kim e S.-I. Moon, "Frequency and Voltage Control Strategy of Standalone Microgrids With High Penetration of Intermittent Renewable Generation Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 718-728, 2016. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2407392>
- [29] K. Shi, H. Ye, W. Song e G. Zhou, "Virtual Inertia Control Strategy in Microgrid Based on Virtual Synchronous Generator Technology," *IEEE Access*, pp. 27949-27957, 2018. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2839737>
- [30] P. V. Brogan, R. Best, D. J. Morrow, A. Alikhanzadeh e M. Kubik, "Per Unit Displacement of Synchronous Inertia With BESS Synthetic Inertia Devices," em

- IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Portland, 2018.
<https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586323>
- [31] D. W. Gao, Energy Storage for Sustainable Microgrid, Elsevier Ltd., 2015.
- [32] L. Thomée, *Lithium-Ion Battery Storage for Frequency Control*, Gothenburg: Master's Thesis, Chalmers University of Technology, 2018.
- [33] F. Arrigo, *Primary frequency control by energy storage system: a fourier transform procedure for the dynamic analysis of the grid*, Milão: Master Thesis, Politecnico di Milano, 2016.
- [34] M. M. N. Rezkalla, *Emulated Inertia and Frequency Support from Fast Acting Reserves*, Roskilde: Ph. D. Thesis, Technical University of Denmark, 2018.
- [35] A. Hirsch, Y. Parag e J. Guerrero, “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 402-411, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>
- [36] P. Barker, B. Johnson e A. Maitra, “Investigation of the technical and economic feasibility of micro-grid based power systems,” EPRI, 2001.
- [37] J. McDowall, “Living off grid,” Power Grid Inertional, <https://www.power-grid.com/2017/05/01/living-off-grid/#gref>, 2017.
- [38] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir e R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art,” *Energy conversion and management*, vol. 86, pp. 132-153, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.012>
- [39] L. P. Mendonça, *Proposta de sistema de automação para ilhamento intencional de redes de distribuição com geração distribuída*, Rio de Janeiro: Dissertação de mestrado, UFRJ, 2014.
- [40] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Cutsem e V. Vittal, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1387-1401, 2004.
- [41] P. Kundur, N. Balu e M. Lauby, Power system stability and control, EPRI power system engineering series, McGraw-Hill, 1994.
- [42] Eurostat statistics explained, “Renewable Energy Statistics,” https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_

- statistics#Renewable_energy_produced_in_the_EU_increased_by_two_thirds_in_2007-2017, 2019.
- [43] European Commission, “2020 Climate & energy package,” https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en, 2019.
- [44] Ministério do Meio Ambiente, “Países aprovam regras para concretizar acordo climático,” <https://www.mma.gov.br/informma/item/15344-pa%C3%ADses-aprovam-regras-para-concretizar-acordo-clim%C3%A1tico.html>, 2019.
- [45] Empresa de Pesquisa Energética, “Matriz Enertética e Elétrica,” <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>, 2019.
- [46] R. A. Serway e J. W. J. Jr., Physics for scientists and engineers with modern physics 10th edition, Cengage, 2018.
- [47] Pieter Tielens, “The relevance of inertia in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999-1009, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>
- [48] N. G. Bretas e L. F. C. Alberto, Estabilidade transitória em sistemas eletroenergéticos, São Carlos: EESC/USP, 2000.
- [49] P. Tielens e D. V. Hertem, “Grid inertia ans frequency control in power systems with high penetration of renewables,” em *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, Delft, 2012.
- [50] P. Peltoniemi, “Compensating the rotating mass kinetic energy in grids including high shares of renewable,” em *19th European conference on power electronics and applications*, Warsaw, 2017. <https://doi.org/10.23919/EPE17ECCEurope.2017.8099346>
- [51] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury e P. Crossley, Microgrids and active distribution networks, Londres: IET Renewable Energy Series, 2009. <https://doi.org/10.1049/PBRN006E>
- [52] J. P. Lopes, M. Cl e A. Madureira, “Defining control strategies for microgrids islanded operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 916-924, 2006. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873018>
- [53] G. A. T. Silva, *Modos de operação de uma microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência*, Vitória: Dissertação, Universidade Federal do Espírito Santo, 2014.

- [54] J. Hu, T. Zhang e S. D. a. Y. Zhao, “An overview on analysis and control of microgrid system,” *International Journal of Control and Automation*, vol. 8, pp. 65-76, 2015. <https://doi.org/10.14257/ijca.2015.8.6.08>
- [55] M. R. B. Khan, R. Jidin e J. Pasupuleti, “Multi-agent based distributed control architecture for microgrid energy,” *Energy Conversion and Management*, vol. 112, pp. 288-307, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.011>
- [56] P. Asmus e M. Lawrence, *Emerging microgrid business models*, Navigant Research, 2016.
- [57] E. Alegria, T. Brown, E. Minear e R. H. Lasseter, “CERTS Microgrid Demonstration With Large-Scale,” *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 5, pp. 937-943, 2014. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2286575>
- [58] S. V. Broekhoven, N. Judson, J. Galvin e J. Marqusee, “Leading the Charge: Microgrids for Domestic Military Installations,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, pp. 40-45, 2013. <https://doi.org/10.1109/MPE.2013.2258280>
- [59] Joint Capability Technology Demonstration, “Smart Power Infrastructure Demonstration for Energy Reliability and Security (SPIDERS),” 2015.
- [60] S. V. Broekhoven, N. Judson, S. Nguyen e W. Ross, “Installations, Microgrid Study: Energy Security for DoD,” Lincoln Laboratory, MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY, 2012. <https://doi.org/10.21236/ADA565751>
- [61] Scottish & Southern Electricity Networks, “Orkney Smart Grid,” <https://www.ssen.co.uk/OrkneySmartGrid/>, 2019.
- [62] L. A. d. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. d. Lima e J. G. d. Matos, “Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island,” *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 2, pp. 1-11, 2011.
- [63] H. A. Oliveira, *Rede híbrida de distribuição de energia CC e CA como uma solução alternativa para microrredes isoladas*, São Luís, Maranhão, Brasil: Dissertação, Universidade Federal do Maranhão, 2017.
- [64] M. S. Guney e Y. Tepe, “Classification and assessment of energy storage systems,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 75, pp. 1187-1197, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102>
- [65] X. Luo, J. Wang, M. Dooner e J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power

- system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- [66] E. T. Serra, A. d. F. Orlando, A. Mossé e N. Martins, “Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações,” Comitê de energia da academia nacional de enegenharia, 2016.
- [67] O. Palizban e K. Kauhaniemi, “Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and,” *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248-259, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.02.001>
- [68] F. Díaz-González, A. Sumper e O. Gomis-Bellmunt, *Energy Storage in Power Systems*, Wiley, 2016. <https://doi.org/10.1002/9781118971291>
- [69] T. Mahlia, T. Saktisahdan, A. Jannifar, M. Hasan e H. Matseelar, “A review of available methods and development on energy storage; technology update,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 33, pp. 532-545, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.068>
- [70] S. Mekhilef, R. Saidur e A. Safari, “Comparative study of different fuel cell technologies,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 16, pp. 981-989, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.020>
- [71] F. Díaz-González, A. Sumer, O. Gomis-Bellmunt e F. D. Bianchi, “Energy Management of flywheel based energy storage device for wind power smoothing,” *Applied Energy*, vol. 110, pp. 207-219, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.04.029>
- [72] Apex CAES, “CAES Overview,” <http://www.apexcaes.com/caes>, 2019.
- [73] German Aerospace Center (DLR), Institute of Engineering Thermodynamics, “Thermo-mechanical concepts for bul energy storage,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 75, pp. 205-219, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.065>
- [74] ETSAP, IRENA , “Thermal Energy Storage Technology Brief,” IEA-ETSAP , 2013.
- [75] Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica UNISINOS, “Armazenamento de energia,” http://www.professor.unisinos.br/mhmac/Energia%20Solar%20Termica/Aula_8_2015_Armazenamento%20de%20energia%20termica.pdf, 2019.

- [76] F. A. Canales, A. Beluco e C. A. B. Mendes, “Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas,” *Revista eletrônica em gestão, educação e tecnologia ambiental*, vol. 19, pp. 1230-1249, 2015.
- [77] H. Ibrahim, A. Ilinca e J. Perron, “Energy storage systems characteristics and comparisons,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 12, pp. 1221-1250, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023>
- [78] Y. Weija, Second-generation high temperature superconducting coils an their applications for energy storage, Springer, 2011.
- [79] P. J. Hall e E. J. Bain, “Energy-storage technologies and electricity generation,” *Energy Policy*, pp. 4352-4355, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.037>
- [80] L. Wingreen e J. Johnsson, *Battery Energy Storage Systems as an alternative to gas turbines for the fast active disturbance reserve*, Master Thesis, Lund University, 2018.
- [81] K. Divya e J. Ostergaard, “Battery energy storage technology for power systems - an overview,” *Electric power systems research*, vol. 79, pp. 511-520, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017>
- [82] M. Faisal, H. M. A, P. J. Ker, A. Hussain, M. Mansur e F. Blaabjerg, “Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges,” *Special section on advanced energy storage technologies and their applications*, pp. 35143-35164, 2015. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2841407>
- [83] G. J. May, A. Davidson e B. Monahov, “Lead batteries for utility energy storage: a review,” *Journal of energy storage*, vol. 15, pp. 145-157, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.11.008>
- [84] Reddy e D. L. e. T., *Handbook of batteries*, McGraw-Hill, 2001.
- [85] International Renewable Energy Agency IRENA, “Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030,” IRENA, 2017.
- [86] Irena-International Renewable Energy Agency, “Battery storage for renewables market status and technology outlook,” IRENA, 2015.
- [87] Tesla, “World’s largest battery installed at Hornsdale, South Australia,” https://www.tesla.com/fr_LU/videos/powerpack-hornsdale.

- [88] Aemo - Australian Energy Market Operator, “Initial operation of the hornsdale power reserve battery energy storage system,” AEMO, 2018.
- [89] B. W. Y. Wang, T. Zhang, H. Nazaripouya, C. Chu e R. Gadh, “Optimal energy management for Microgrid with stationary and mobile storages,” em *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, 2016. <https://doi.org/10.1109/TDC.2016.7520004>
- [90] H. Nazaripouya, Y. Wang, P. Chu, H. R. Pota e R. Gadh, “Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation,” em *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, 2015. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286059>
- [91] S. Sun, B. Liang, M. Dong e J. A. Taylor, “Phase Balancing Using Energy Storage in Power Grids Under Uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 3891-3903, 2016. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2492359>
- [92] X. Quan, X. Dou, Z. Wu, M. Hu e J. Yuan, “Harmonic voltage resonant compensation control of a three-phase inverter for battery energy storage systems applied in isolated microgrid,” *Eletreic Power Systems Research*, vol. 131, pp. 205-217, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.10.010>
- [93] H. Nazaripouya, Y.-W. Chung e A. Akhil, “Energy storage in microgrids: challenges, applications and research need,” *International Journal of Energy and Smart Grid*, vol. 3, pp. 60-70, 2018. <https://doi.org/10.23884/IJESG.2018.3.2.02>
- [94] Hydro-Québec e T. Technologies, *SimPowerSystems for use with simulink*, MATLAB/Simulink.
- [95] MathWorks, “Syncrhonous Machine,” MathWorks, [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/synchronousmachine.html>. [Acesso em Novembro 2019].
- [96] Phase to Phase BV, *Synchronous Machine Turbine-Governing Systems Vision Dynamical Analysis Manual*, Holanda, 2016.
- [97] Neplan, *TURBINE-GOVERNOR MODELS Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool*, 2013.
- [98] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, New York, USA: IEEE, 2016.

- [99] M. Calsan, *Análise de desempenho dinâmico de sistemas de excitação para geradores síncronos em plantas de geração distribuída*, Campinas: Dissertação, Unicamp, 2011.
- [100] Mathworks - Emergency disel-generator and asynchronous motor, “Emergency disel-generator and asynchronous motor,” 2019. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/emergency-diesel-generator-and-asynchronous-motor.html>.
- [101] Mathworks, “Generic battery model,” [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>. [Acesso em 2019].
- [102] O. Tremblay e L.-A. Dessaint, “Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, pp. 289-298, 2009. <https://doi.org/10.3390/wevj3020289>
- [103] N. Pozo e M. Pozo, “Battery Energy Storage System for a Hybrid Generation System Grid Connected using Fuzzy Controllers,” em *IEEE PES Innovative smart grid technologies conference*, Quito, Ecuador, 2017. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126710>
- [104] A. Reznik, M. G. Simões, A. Al-Durra e S. M. Muyeen, “LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems,” *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, vol. 50, pp. 1225-1232, 2014. <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274612>
- [105] A. Reznik, M. G. Simões, A. Al-Durra e S. M. Muyeen, “LCL Filter design and performance analysis for small wind turbine systems,” em *IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, Denver, 2012. <https://doi.org/10.1109/PEMWA.2012.6316408>
- [106] R. Teodorescu, M. Liserre e P. Rodríguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*, Wiley, 2011. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- [107] Y. Yang, W. Chen e F. Blaabjerg, “Advanced Control of Photovoltaic and Wind Turbines Power Systems,” *Advanced and intelligent control in power electronics and drives*, pp. 41-89, 2014. https://doi.org/10.1007/978-3-319-03401-0_2

- [108] MathWorks, “PLL,” [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pll.html>. [Acesso em 2019].
- [109] M. Malinowski, M. P. Kazmierkowski e A. M. Trzynadlowski, “A Comparative Study of Control Techniques for PWM Rectifiers in AC Adjustable Speed Drives,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 18, pp. 1390-1396, 2003. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2003.818871>
- [110] Z. Jietan, Q. Linan, R. Pestana, L. Fengkui e Y. Libin, “Dynamic frequency support by photovoltaic generation with "synthetic" inertia and frequency droop control,” em *IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration*, Beijing, 2017. <https://doi.org/10.1109/EI2.2017.8245445>
- [111] F. M. R. Islam, K. A. Mamun e M. T. Amanullah, Smart Energy Grid Design for Island Countries, Springer, 2017. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-50197-0>
- [112] J. Jiang, W. Shi, J. Zheng, P. Zuo, J. Xiao, X. Chen, W. Xu e J.-G. Zhang, “Optimized Operating Range for Large-Format LiFePO₄/Graphite,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 161, pp. 336-341, 2013. <https://doi.org/10.1149/2.052403jes>
- [113] M. N. Bacelar, T. M. L. Assis, T. M. L. Assis e G. N. Taranto, “Performance evaluation of microgrids in occurrence of intentional islanding,” em *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, São Paulo, 2013. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2013.6554463>
- [114] M. Resener, R. H. Salim e A. S. Bretas, “Impacts of excitation control modes of distributed generators on distribution systems transient stability,” em *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, 2012. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345303>

APÊNDICE A

A DADOS DO SISTEMA

Neste Apêndice é ilustrado os dados relativos aos componentes e sistemas de controle utilizados para a realização deste trabalho.

A.1 Máquina Síncrona

A Tabela A. 1 apresenta os dados relacionados ao turbogerador de 10 MVA utilizada.

Tabela A. 1: Dados da máquina síncrona.

Parâmetros	Valor
$H (s)$	0,8
$S (MVA)$	10
$V (kV)$	13,8
p	2
$ra (p.u.)$	0,004
$xl (p.u.)$	0,1
$xd (p.u.)$	1,5
$xd' (p.u.)$	0,398
$xd'' (p.u.)$	0,254
$T'_{d0} (s)$	7,8
$T''_{d0} (s)$	0,066
$xq (p.u.)$	1,47
$xq' (p.u.)$	0,3
$xq'' (p.u.)$	0,254
$T'_{q0} (s)$	3
$T''_{q0} (s)$	0,075

Fonte: Adaptado de [114]

No qual:

H: Constante de inércia;

S: Potência nominal;

V: Tensão nominal;

P: Número de par de polos;

ra: Resistência de armadura;

xl: Reatância de dispersão da armadura;

xd: Reatância de eixo direto;

x_d' : Reatância transitória de eixo direto;
 x_d'' : Reatância subtransitória de eixo direto;
 x_q : Reatância de eixo de quadratura;
 x_q' : Reatância transitória de eixo de quadratura;
 x_q'' : Reatância subtransitória de eixo de quadratura;
 T'_{d0} : Constante de tempo de circuito aberto, transitório de eixo direto;
 T''_{d0} : Constante de tempo de circuito aberto, subtransitória de eixo direto;
 T'_{q0} : Constante de tempo de circuito aberto, transitória de eixo de quadratura (s);
 T''_{q0} : Constante de tempo de circuito aberto, subtransitória de eixo de quadratura (s);

A.1.1 Regulador de velocidade

A Tabela A. 2 apresenta os dados adotados com os respectivos limites superior e inferior que podem ser empregados em relação ao regulador de velocidade TGOV1.

Tabela A. 2: Dados do regulador de velocidade.

Parâmetro	Adotado	Mínimo	Máximo
R_1/R_2	0,05/0,005	0,001	0,1
Dt	0	0	0,5
$V_{máx}$	1,1	0,5	1,2
$V_{mín}$	0	0	0,4
T_1	0,05	0,01	0,8
T_2	0,6	0	5
T_3	2	0	10

Fonte: Autor.

A.2 Sistema de armazenamento por baterias (BESS)

A Tabela A. 3 apresenta os dados referentes ao conjunto de baterias de lítio-íon adotadas.

Tabela A. 3: Dados do BESS.

Parâmetros	Valor
Tecnologia	LFP
Capacidade nominal	36,4 kWh; 700Ah
Tensão nominal	52 V
Máxima corrente de descarga	800 A (60 s)
Rendimento	96%
Vida útil	3000- 8000 ciclos
Configuração conjunto	20 série; 9 paralelas
Potência do conjunto	6,5 MVA

Fonte: Adaptado de [103].

A.2.1 Filtro LCL

A Tabela A. 4 apresenta os dados relativos ao filtro LCL para a conexão do BESS e das representações simplificadas das fontes eólica e solar à rede CA.

Tabela A. 4: Dados filtro LCL.

Parâmetros	BESS	Solar	Eólica
		Valor	
f_{chav} (kHz)	2,5	2,5	2,5
V_{CC} (V)	1040	1400	1250
V_{CA} (V)	440	440	440
P_n (MVA)	6,5	1	5
L_1 (mH)	0,077839	0,628702	0,112268
L_2 (μ H)	9,85996	59,15980	11,83196
C_f (μ F)	2466,243	411,040	2055,203
R_f (Ω)	0,01985	0,12089	0,02405
f_{res} (kHz)	1,083	1,067	1,073

Fonte: Autor.

A.2.2 Inversor

Os valores adotados com relação aos controles proporcional e integral dos inversores para o BESS e as fontes solar e eólica, são apresentados pela Tabela A. 5.

Tabela A. 5: Dados do controle PI.

Controle	Kp	Ki
PI_1	0,025	0,5
PI_2	2,5	50

Fonte: Autor.

A.2.3 Controles por inércia sintética e *droop*

Os ganhos proporcionais dos controles por *droop* e inércia sintética utilizados neste trabalho foram encontrados em razão da potência nominal, em função da pequena variação que se tem em relação as entradas do controle, variação e desvio de frequência. Conforme apresentado pela Tabela A. 6.

Tabela A. 6: Dados dos controles por inércia sintética e *droop*.

Parâmetro	Valor
$K_{inércia}$	$4,75*(6,5*10^6)$
K_{droop}	$0,2*(6,5*10^6)$

Fonte: Autor.

A.3 Impedâncias por ramo

As impedâncias por ramo da microrrede utilizada, são apresentadas pela Tabela A. 7.

Tabela A. 7: Dados de ramos da microrrede utilizada.

De	Para	r (Ω)	xl (Ω)
Barra 2	Barra 3	0,525	1,189
Barra 4	Barra 5	0,522	1,182
Barra 5	Barra 6	0,243	0,550
Barra 6	Barra 7	0,297	0,673
Barra 7	Barra 8	0,099	0,224
Barra 7	Barra 9	0,162	0,367
Barra 9	Barra 10	0,396	0,897
Barra 10	Barra 11	0,486	1,100
Barra 10	Barra 12	0,054	0,122
Barra 10	Barra 13	0,198	0,448
Barra 10	Barra 14	0,198	0,448
Barra 11	Barra 4	0,216	0,489
Barra 14	Barra 15	0,234	0,529
Barra 15	Barra 4	0,234	0,529

Fonte: Autor.

APÊNDICE B

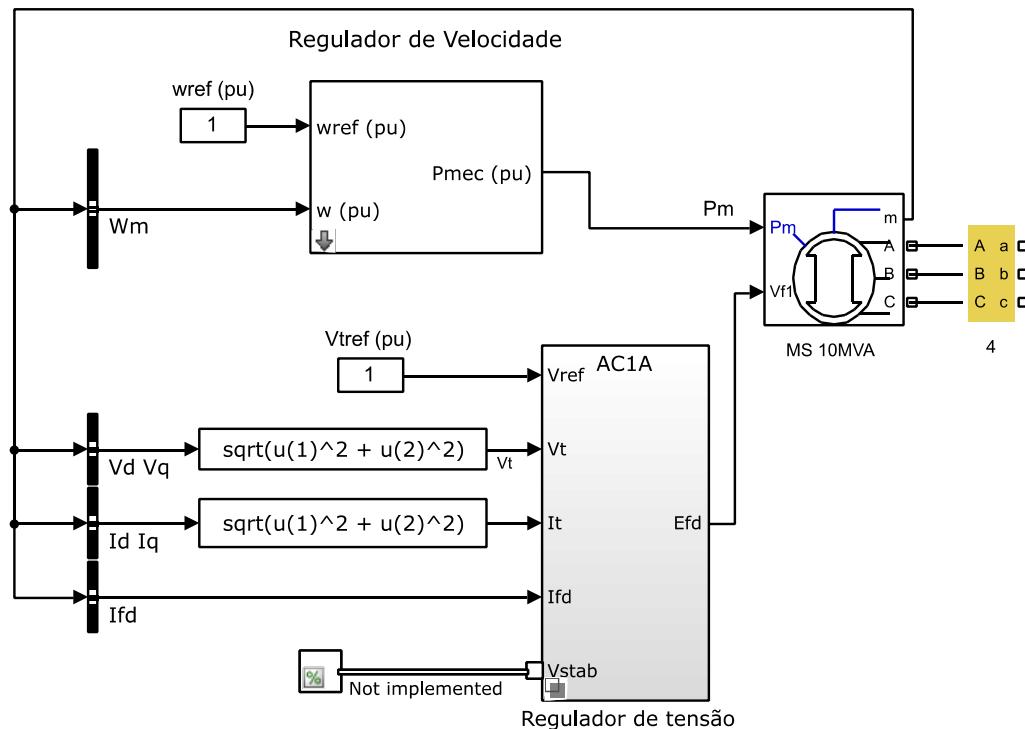
B COMPONENTES E ESTRUTURAS DE CONTROLE MATLAB/SIMULINK

Neste Apêndice é apresentado os principais elementos e estruturas de controle empregadas no Matlab/Simulink.

B.1 Máquina Síncrona

A Figura B.1 ilustra a representação do turbogerador de 10 MVA com seus respectivos reguladores. Posteriormente, apresenta-se de maneira detalhada o regulador de velocidade utilizando o TGOV1, Figura B.2, com a troca de inclinação ocorrendo em função do tempo para o qual se dá a abertura da chave S1. Em relação ao regulador de tensão, como já mencionado, este encontra-se nos exemplos do Simulink/Matlab não sendo, portanto, ilustrado aqui com maiores detalhes.

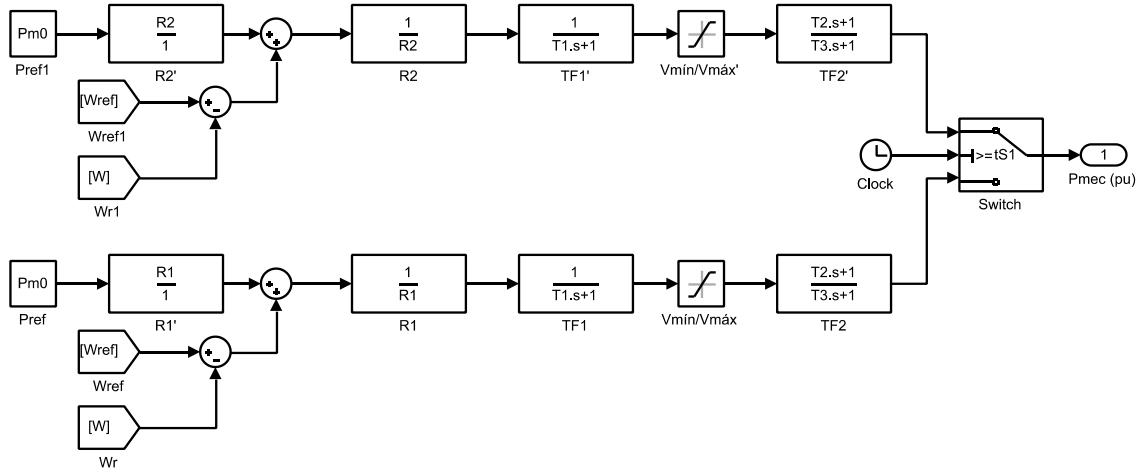
Figura B. 1: Representação da máquina síncrona com os controles de velocidade e tensão.



Fonte: Autor

B.1.1 Regulador de velocidade

Figura B. 2: Regulador de velocidade com as distintas inclinações adotadas.

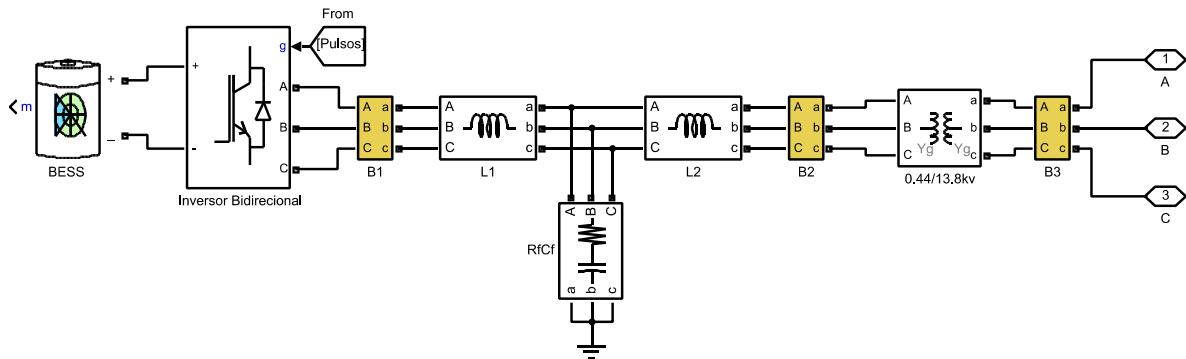


Fonte: Autor.

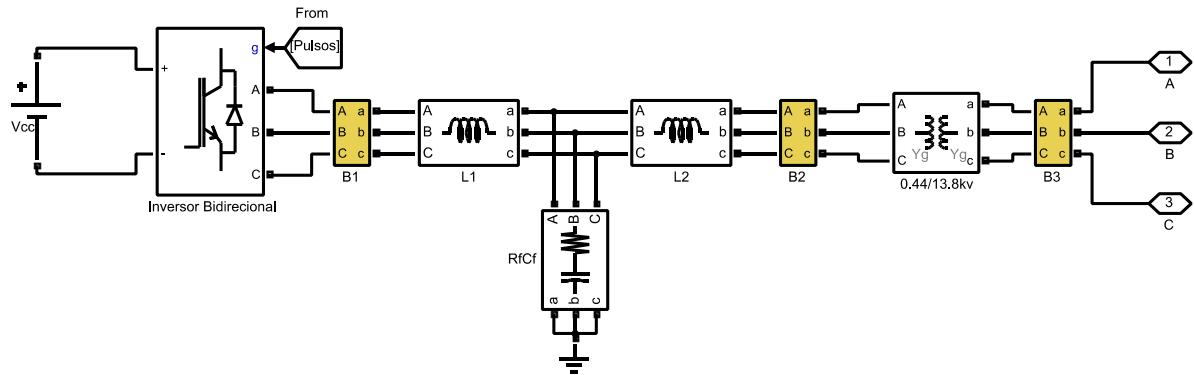
B.2 BESS e representação das fontes alternativas

A representação da conexão à rede do BESS e das fontes solar e eólica, são ilustradas respectivamente pelas Figuras B.3 e B.4. Quanto a estrutura de controle do inversor, essa é mostrada por partes. A Figura B. 5 apresenta a primeira parte, correspondente a transformada abc para dq0 e sincronização do sistema com a rede realizada por meio do PLL, a Figura B. 6 a segunda, onde se realiza o cálculo de PQ e encontra-se os valores de referências das correntes Id e Iq e a Figura B. 7 a terceira parte na qual se apresenta a malha interna de corrente, responsável por enviar os valores de referência de tensão para que possa ocorrer o devido chaveamento do inversor.

Figura B. 3: Representação BESS.

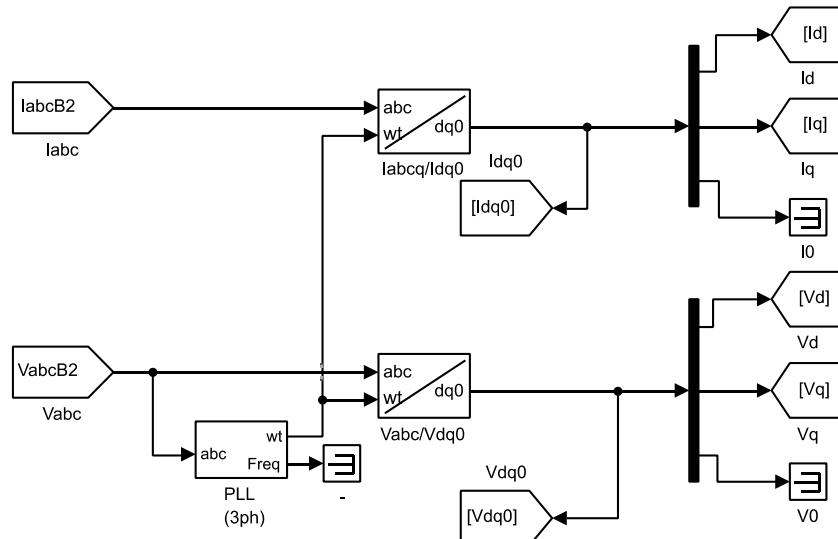


Fonte: Autor.

Figura B. 4: Representação fontes solar/eólica.

Fonte: Autor.

B.2.1 Controle Inversor

Figura B. 5: Controle inversor – Parte 1: PLL e transformação abc/dq0

Fonte: Autor

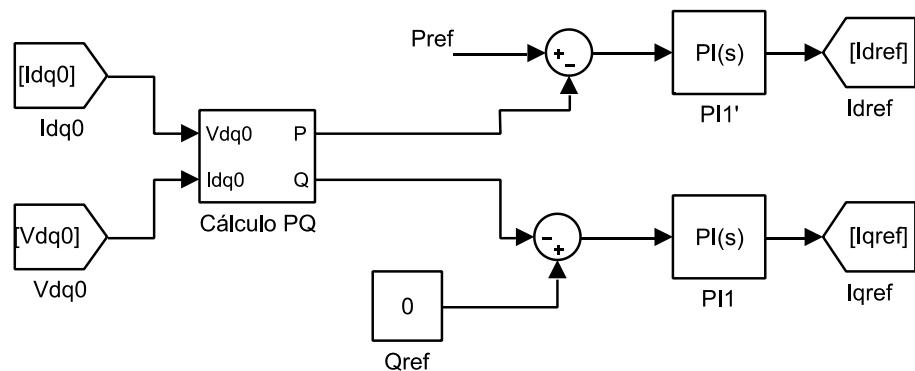
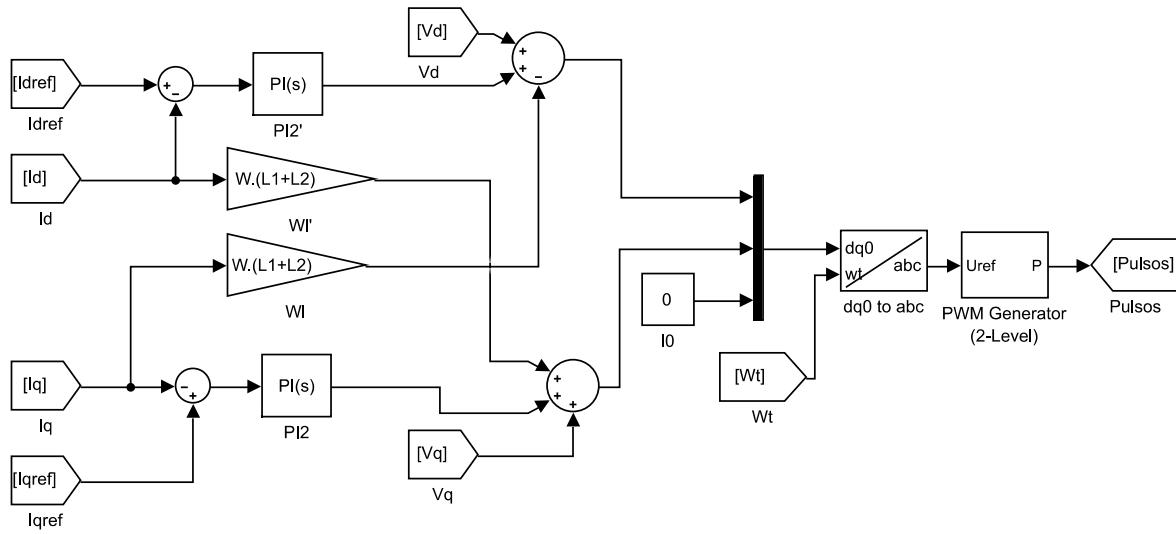
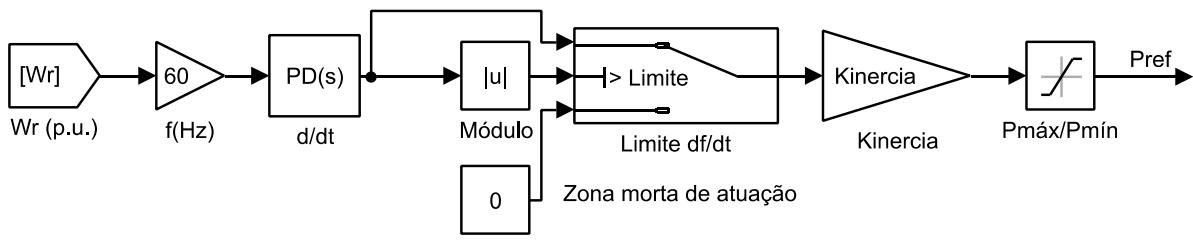
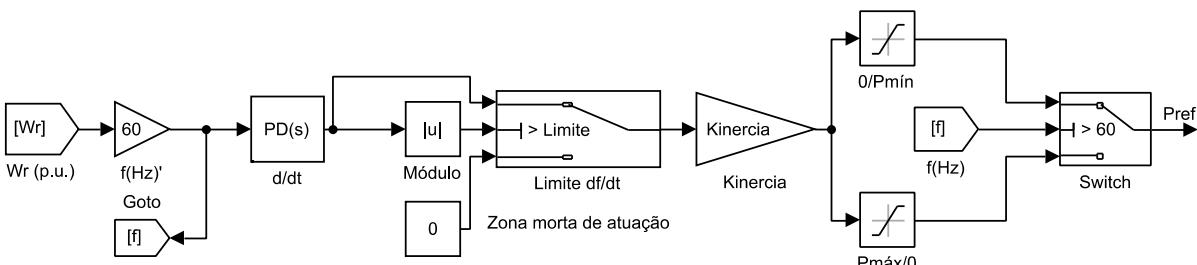
Figura B. 6: Controle inversor – Parte 2: Cálculo PQ e correntes Idq de referência.

Figura B. 7: Controle inversor – Parte 3: Malha interna de corrente e PWM.**Fonte:** Autor.

B.2.2 Controle por inércia sintética

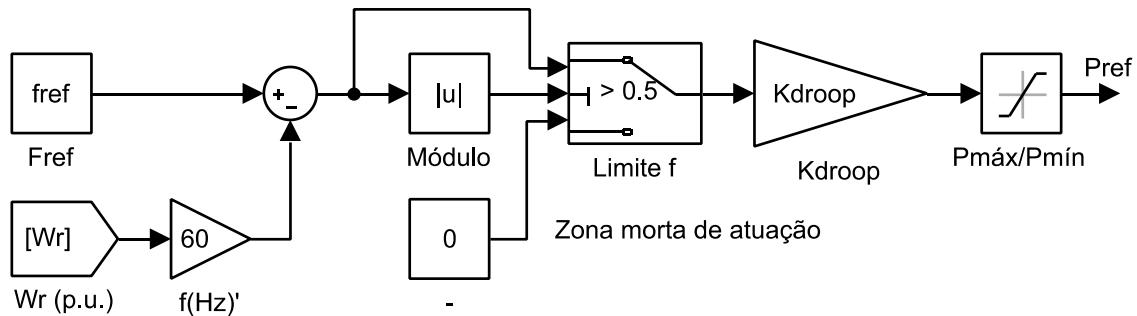
Os controles implementados para a inércia sintética tradicional e a proposta, são ilustrados respectivamente pelas Figuras B.8 e B.9 com o valor de Limite, adotado como sendo 0,0025.

Figura B. 8: Controle por inércia sintética tradicional.**Fonte:** Autor.**Figura B. 9: Controle por inércia sintética proposto.****Fonte:** Autor.

B.2.3 Controle por *droop*

O controle por *droop* implementado é ilustrado pela Figura B.10.

Figura B. 10: Controle por *droop*.



Fonte: Autor.

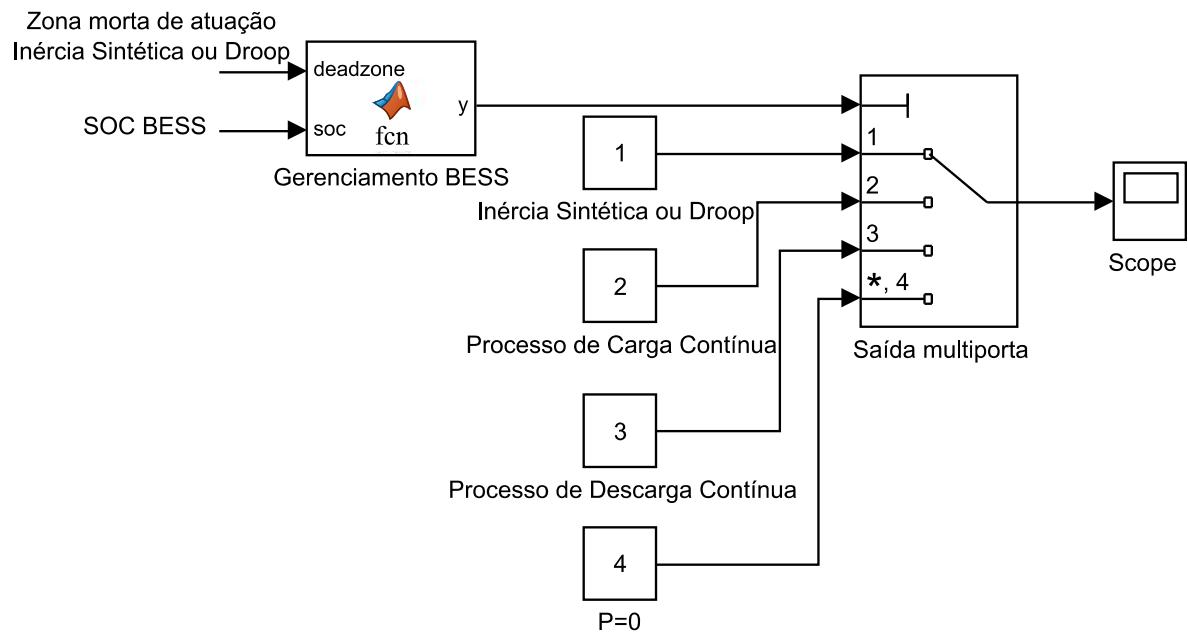
APÊNDICE C

C CÓDIGO SISTEMA DE GERENCIAMENTO MATLAB/SIMULINK

C.1 Estrutura de controle

É apresentado neste Apêndice a estrutura e o código implementado para o gerenciamento do estado de carga do BESS, destaca-se novamente que para a realização dos estudos de caso o mesmo não foi empregado. No entanto, foi testado conforme apresentado pela Figura C.1, com os valores referentes a zona morta de atuação e SOC inseridos de maneira manual, atingindo os resultados conforme descrito na descrição dos fluxogramas apresentados pelo Capítulo 4.

Figura C. 1: Estrutura de gerenciamento BESS

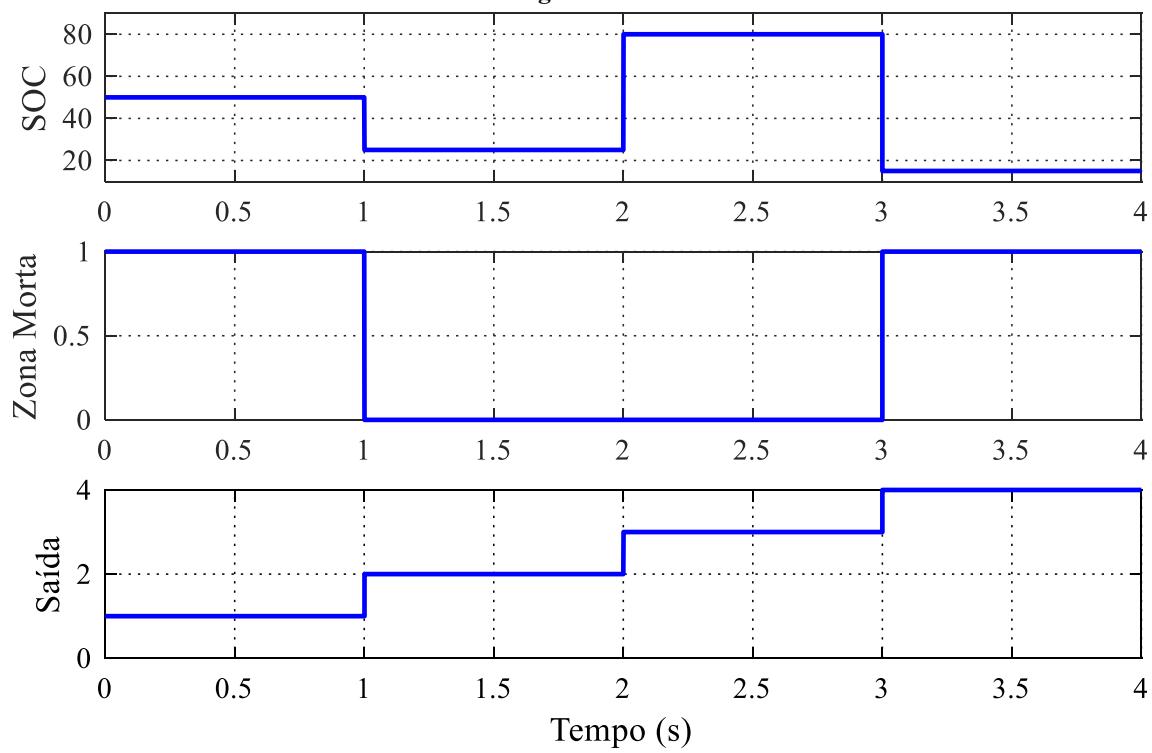


Fonte: Autor.

A Figura C. 2 tem por objetivo ilustrar algumas das saídas obtidas em função do código e da estrutura de controle empregada. Para o instante de 0 – 1 s considera-se que os limites de não atuação do controle haveriam sido ultrapassados e que o sistema armazenador estaria com um estado de carga igual a 50%, dessa maneira ele atuaría por meio do controle por inércia sintética ou *droop*, tendo a saída igual a 1. No instante de 1 – 2 s supõe-se que não haveria perturbação na rede e o SOC seria de 25%, dessa maneira o sistema armazenador atuaría por

meio do processo de carga constante até alcançar um estado de carga em torno dos 70%. Já no instante de 2 – 3 s considera-se que os limites referentes a taxa de variação ou desvio de frequência não teriam sido ultrapassados e o SOC do sistema armazenador seria igual a 80%, dessa maneira ele atuaria pelo processo de carga constante de maneira que seu estado de carga alcançasse valor próximo a 75%. Por fim, analisa-se a situação para qual haveria perturbação na microrrede, mas o estado de carga do BESS estaria fora da faixa de 20 – 80%, tendo uma saída igual a 0 e não contribuindo para a regulação de frequência do sistema, preservado assim a vida útil do sistema armazenador. Salienta-se que mais testes podem ser realizados de acordo com o fluxograma apresentado no Capítulo 4, Seção 4.9.

Figura C. 2



Fonte: Autor.

C.2 Código MATLAB

```
function y = fcn(deadzone, soc)
 %#codegen
 persistent flag;
 if isempty (flag)
    flag=false;
 end
 if (deadzone==0)
    if (soc>75)
        k=3; %Processo de descarga contínua
    else
        if (soc<30)
            flag=true;
        end
        if (soc>70)
            flag=false;
        end
        if flag
            k=2; %Processo de carga contínua
        else
            k=0; %P=0
        end
    end
 else
    if (soc>20 && soc<80)
        k=1; %Controle por Inércia Sintética ou Droop
    else
        k=0; %P=0
    end
 end
 if k==0
    y=4;
 else
    y=k;
 end
```