

Mariana Nau

**ANÁLISE QUANTITATIVA DOS BENEFÍCIOS DE
SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM
BATERIAS PARA O CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM
MICRORREDES DE CORRENTE ALTERNADA**

Dissertação submetida ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
para a obtenção do Grau de Mestre
em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Antonio José Alves
Simões Costa, Ph.D

Florianópolis

2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Nau, Mariana

Análise quantitativa dos benefícios de sistemas de armazenamento de energia em baterias para o controle de frequência em microrredes de corrente alternada / Mariana Nau ; orientador, Antonio José Alves Simões Costa, 2017.

126 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Microrredes de corrente alternada. 3. Sistemas de armazenamento de energia. 4. Baterias de íons de lítio. 5. Controle de frequência. I. Alves Simões Costa, Antonio José. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Mariana Nau

**ANÁLISE QUANTITATIVA DOS BENEFÍCIOS DE
SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM
BATERIAS PARA O CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM
MICRORREDES DE CORRENTE ALTERNADA**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 06 de outubro 2017.

Prof. Dr. Marcelo Lobo Heldwein

Coordenador

Universidade Federal de Santa Catarina

Banca Examinadora:

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D

Orientador

Jorge Coelho
Universidade Federal de Santa Catarina

Gierri Waltrich
Universidade Federal de Santa Catarina

Aguinaldo Silveira e Silva
Universidade Federal de Santa Catarina

Dedico esta, bem como todas as minhas demais conquistas, aos meus amados pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus amados pais, Cleusa Venesa de Amorim Nau e João Lauro Nau, por sua capacidade de acreditarem e investirem em mim.

Ao Professor Antonio Simões, pela imensa honra de tê-lo como orientador desde o trabalho de conclusão de curso da graduação, seu incentivo tornou possível a conclusão de mais esta etapa.

À Professora Jacqueline G. Rolim (in memoriam) pela orientação no projeto ELECON na Universidade Otto-von-Guericke em Magdeburgo, Alemanha. Que engrandeceu minha experiência no mestrado.

Aos professores participantes da banca examinadora que dividiram comigo este momento tão importante e esperado, e a todos os professores que participaram da minha construção e vivência acadêmica, nesta Universidade.

À FAPESC (Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina) pela concessão da bolsa.

Aos colegas do Labspot, pelo ambiente criativo e amigável que proporcionaram.

Aos meus amigos, pelas alegrias, tristezas e dores compartilhadas.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigada.

Não é na ciência que está a felicidade,
mas na aquisição da ciência.
(Edgar Allan Poe)

RESUMO

Esta dissertação propõe uma estrutura de controle de sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio para apoio aos controles primário e secundário de frequência em microrredes de corrente alternada operando em modo isolado. A microrrede apresentada é constituída de geradores síncronos convencionais, geração fotovoltaica, sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS) de íons de lítio e cargas a serem alimentadas. A partir destes elementos a estrutura de controle para o sistema é estabelecida. Em microrredes operando em modo isolado, a relativamente baixa inércia tende a produzir dificuldades adicionais para a manutenção da frequência dentro de limites adequados. Em situações de ilhamento, a demanda do sistema terá que ser atendida unicamente pelas fontes distribuídas. Como a frequência da rede isolada é o melhor indicador do equilíbrio entre carga e geração, fica evidenciada a importância de se utilizar os desvios desta variável em relação ao seu valor nominal para acionar as fontes de energia controláveis e assim restaurar o balanço de potência na microrrede. Comparando com outras fontes de energia, os BESSs apresentam tempos de resposta extremamente baixos. Conseqüentemente, sua instalação em microrredes surge como potencial solução para manter a estabilidade de frequência e assim melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica. As estratégias de controle de frequência propostas nesta dissertação são executadas em dois níveis, emulando os controles primário e secundário adotados em sistemas de potência de grande porte. O controle primário é executado localmente junto às fontes geradoras controláveis (geradores convencionais e BESS). Como, por si só, este controle não elimina o erro de frequência, contempla-se ainda um segundo nível de controle, que é centralizado e implementado no Controlador Central da Microrrede (MGCC). Além do controle de frequência propriamente dito, a estratégia utilizada neste trabalho também considera a monitoração simultânea do estado de carga (SoC) do sistema de armazenamento por baterias. Isto tem o objetivo de evitar sua operação próximo aos limites inferior e superior de armazenamento de energia, e assim preservar a vida útil dos componentes do BESS. A eficiência das estratégias de controle propostas é averiguada por meio de diferentes simulações realizadas em uma microrrede-teste típica utilizando ferramentas da plataforma Simulink associada ao programa computacional Matlab.

Palavras-chave: Microrredes de Corrente Alternada. Sistemas de Armazenamento de Energia. Baterias de Íons de Lítio. Estado de Carga (SoC). Controle de frequência.

ABSTRACT

This dissertation proposes a control structure of energy storage systems in lithium-ion batteries to support the primary and secondary frequency controls in alternating current microgrids operating in isolated mode. The presented microgrid is constituted of conventional synchronous generators, photovoltaic generation, lithium-ion battery energy storage system (BESS) and loads to be fed. From these elements the control structure of the system is established. In microgrids operating in isolated mode, the relatively low inertia tends to produce additional difficulties in maintenance of the frequency within suitable limits. In islanding situations, the demand of the system must be met only by the distributed sources. As the frequency of the isolated grid is the best indicator of the balance between load and generation, it is evident the importance of using the deviations of this variable in relation to its nominal value to drive the controllable energy sources and thus restore the power balance at the microgrid. Compared to other energy sources, the BESSs have extremely low response times. Consequently, their deployment at microgrids arises as a potential solution to maintain frequency stability and thus improve the quality of the electrical power supply. The frequency control strategies proposed in this dissertation are performed in two levels, emulating the primary and secondary controls adopted in large-scale power systems. The primary control is executed locally, via controllable generator sources (conventional generators and BESS). Since the primary control does not eliminate the frequency error by itself, a second level of control, which is centralized, is also contemplated and implemented by the Microgrid Central Controller (MGCC). In addition to the frequency control itself, the strategy used in this work also considers the simultaneous monitoring of the battery storage system State of Charge (SoC). The purpose is to avoid its operation near both the lower and upper limits of energy storage, thus preserving the life of BESS components. The efficiency of the proposed control strategies is verified assessed by means of a variety of simulated case studies performed on a typical microgrid through the use of the Simulink platform of Matlab.

Keywords: Alternating Current Microgrids. Energy Storage Systems. Ion-Lithium Battery. State of Charge (SoC). Frequency Control. *offset* Control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Diagrama do Sistema de Energia Elétrica Convencional e Não Convencional.	36
Figura 2	Diagrama do Sistema de Geração de Energia Fotovoltaica Isolado.	40
Figura 3	Diagrama do Sistema de Geração de Energia Fotovoltaica Conectada à Rede de Distribuição.	41
Figura 4	Curva de Carga Diária Típica do Gerador PV.	41
Figura 5	Exemplo de Microrrede [ENERGREENCOL, 2013], modificada.	46
Figura 6	Diagrama Unifilar Genérico de uma Microrrede, Mostrando os Dispositivos de Controle, Cargas e Exemplos e Microgeração.	48
Figura 7	Estrutura Bateria de Íons de Lítio, Carregando [NANO-TECHNOLOGY, 2013], modificada.	55
Figura 8	Estrutura Bateria de Íons de Lítio, Descarregando [NANOTECHNOLOGY, 2013], modificada.	56
Figura 9	Modelo de Resistência Interna do BESS.	58
Figura 10	Modelo do BESS com Uma Constante de Tempo.	59
Figura 11	Modelo do BESS com Duas Constantes de Tempo.	60
Figura 12	Estrutura e Diagrama de Interconexão do BESS [MERCIER; CHERKAOUI; OUDALOV, 2009], modificada.	61
Figura 13	Circuito Conversor de Doze Pulsos [ERICKSON; MAK-SIMOVIC, 2007], modificada.	62
Figura 14	Forma de Onda da Fase a da Corrente de Entrada [ERICKSON; MAK-SIMOVIC, 2007], modificada.	63
Figura 15	Circuito Equivalente do BESS [MERCIER; CHERKAOUI; OUDALOV, 2009], modificada.	64
Figura 16	BESS para Controle de Frequência.	67
Figura 17	Diagrama de Blocos do Modelo Incremental do BESS. .	68
Figura 18	Janela de Operação do SoC [ELECTROPAEDIA, 2005], modificada.	69
Figura 19	Característica de Frequência \times Potência Ativa Gerada,	77
Figura 20	Diagrama de Blocos do Controle Primário do Gerador Convencional da Microrrede.	79

Figura 21 Diagrama de Blocos do Controle Primário da Microrrede.	81
Figura 22 Fluxograma Funcionamento do <i>Offset</i> .	82
Figura 23 Exemplo de Funcionamento do <i>Offset</i> , Valores em p.u. de SoC e de $S_{off} \times$ tempo em segundos.	83
Figura 24 Diagrama de Blocos do Controle Primário e Secundário da Microrrede.	86
Figura 25 Diagrama Unifilar da Microrrede Proposta.	90
Figura 26 Perfil da Geração Fotovoltaica no Outono, em p.u. (kW) \times tempo em segundos.	92
Figura 27 Perfil de carga da microrrede, em p.u. (kW) \times tempo em segundos.	93
Figura 28 Desvio de Frequência em p.u. (rad/s) \times tempo em segundos (Caso 1).	96
Figura 29 Desvio de frequência em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 1 e 2).	97
Figura 30 Instantes Iniciais do Desvio de Frequência em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 1 e 2).	98
Figura 31 SoC em p.u. e P_{bess} em p.u. de kW \times tempo em segundos (Caso 3).	99
Figura 32 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 2 e 3).	99
Figura 33 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos, no período o qual o BESS está sendo carregado (Casos 2 e 3).	99
Figura 34 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s nos instantes iniciais \times tempo em segundos (Casos 2 e 3).	100
Figura 35 SoC em % e P_{bess} em p.u. de kW \times tempo em segundos (Casos 3 e 4).	101
Figura 36 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 3 e 4).	102
Figura 37 SoC em % e P_{bess} em p.u. de kW \times tempo em segundos (Casos 3 e 4).	103
Figura 38 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 4 e 5).	103
Figura 39 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Caso 6).	105
Figura 40 Ampliação da curva de desvio de frequência da Figura 39 destacando o momento da desconexão.	105
Figura 41 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Caso 7).	106

Figura 42 Ampliação da curva de desvio de frequência da Figura 41 destacando o momento da desconexão.	107
Figura 43 Potência do BESS em p.u. de kW \times tempo em segundos (Caso 7).....	107
Figura 44 Potência do BESS em p.u. de kW \times tempo em segundos (Caso 8).....	108
Figura 45 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Caso 8)..	108
Figura 46 Potência do BESS em p.u. de kW em p.u. de kW \times tempo em segundos (Caso 9).	109
Figura 47 $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Caso 9)..	109
Figura 48 Comparação da resposta da microrrede a um degrau de carga considerando controle secundário apenas na geração convencional (curva azul) e nesta e no BESS (curva vermelha).	110
Figura 49 Ampliação das curvas de desvio de frequência da Figura 48 destacando o período transitório da resposta.....	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Eficácia do Controle de Frequência dos Casos 1 e 2	98
Tabela 2	Eficácia do Controle de Frequência dos Casos 2 e 3	101
Tabela 3	Eficácia do Controle de Frequência no Controle Primário	102
Tabela 4	Eficácia do Controle de Frequência dos Casos 1 ao 5	104

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CaC	Células a Combustível
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CPU	Unidade central de processamento de computadores
DMS	<i>Demand Side Management</i>
DOE	<i>Global Energy Storage Database</i>
ECA	Erro do Controle de Área
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FEM	Força Eletromotriz
GD	Geração Distribuída
IR	<i>Internal Resistance</i>
LC	<i>Load Controller</i>
MC	<i>Microsource Controller</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTC	<i>One Time Constant</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PV	Energia solar fotovoltaica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SoC	<i>State of Charge</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TTC	<i>Two Time Constant</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$\Delta\omega$	Variação de frequência do sistema
η_d	Rendimento da bateria no modo de descarregamento
η_c	Rendimento da bateria no modo de carregamento
τ_{mec}	Torque das unidades geradoras do sistema
τ_L	Torque da carga
E_B	Capacidade de Energia do BESS
I_{bess}	Corrente contínua fluindo no BESS
J	Momento de inércia
P_A	Potência do BESS quando não há a ação do <i>offset</i>
P_{bess}	Potência do BESS
P_G	Potência da geração convencional
P_L	Carga do sistema
P_{mec}	Potências das unidades geradoras
P_{off}	Parte da potência do BESS referente ao efeito do sinal do <i>offset</i>
P_{PV}	Potência da fonte renovável
P_{sist}	Potência base da microrrede
H_{conv}	Inércia do gerador convencional
H_{sist}	Inércia do sistema
K_I	Ganho do integrador no controle secundário
$K_{I,bess}$	Ganho do integrador do BESS
K_{bp}	Ganho da malha de controle de frequência do BESS
$K_{I,G}$	Ganho do integrador do gerador convencional
K_T	Ganho da malha de controle de frequência
R_G	Estatismo da geração convencional
R_{bess}	Estatismo do BESS
S_G	Capacidade em <i>kW</i> da geração convencional
S_{bess}	Capacidade em <i>kW</i> do BESS
S_{off}	Sinal de <i>offset</i>
T_{bp}	Constante de tempo do medidor de frequência do BESS
T_T	Constante de tempo da turbina

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA	29
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	30
1.3	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	32
1.4	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	33
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O USO DE DIFERENTES FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA	35
2.1	INTRODUÇÃO	35
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	35
2.2.1	Benefícios e Desafios da Geração Distribuída nas Redes de Distribuição	36
2.3	FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	37
2.3.1	Microturbinas a Gás	38
2.3.2	Turbinas Eólicas	38
2.3.3	Energia Solar	39
2.3.3.1	Energia Solar Fotovoltaica	39
2.3.4	Armazenamento de energia	40
2.3.5	Células a combustível	42
2.4	CONCLUSÕES	42
3	MICRORREDES	45
3.1	INTRODUÇÃO	45
3.2	ESTRUTURA DA MICRORREDE	45
3.3	MODOS DE OPERAÇÃO	47
3.3.1	Modo Interligado	47
3.3.2	Modo Isolado	47
3.4	CONTROLE DE MICRORREDES	48
3.4.1	Controle Hierárquico	48
3.4.2	Controle de Microrredes em Modo Interligado	50
3.4.3	Controle de Microrredes em Modo Isolado	50
3.5	CONCLUSÕES	50
4	MODELAGEM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS (BESS)	53
4.1	INTRODUÇÃO	53
4.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	53
4.3	TECNOLOGIAS PRA ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	54
4.4	BATERIAS	54

4.4.1	Baterias de Íons de Lítio	55
4.5	MODELAGEM DE BATERIAS POR CIRCUITOS EQUIVALENTES	57
4.5.1	Modelo de Resistência Interna	58
4.5.2	Modelo com Uma Constante de Tempo	58
4.5.3	Modelo com Duas Constantes de Tempo	59
4.5.4	Comparação entre os modelos de bateria	60
4.6	MODELO DA BATERIA PARA ESTUDOS DE CONTROLE DE FREQUÊNCIA	61
4.6.1	Conversor de Doze Pulsos	61
4.6.2	Estratégia de Controle	65
4.6.3	Modelo Linearizado	65
4.6.4	Carregamento da Bateria	66
4.6.5	Descarregamento da Bateria	67
4.7	ESTADO DE CARGA (SOC)	68
4.7.1	Cálculo do Estado de Carga	70
4.8	CONCLUSÕES	72
5	CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE MICRORREDES EM MODO ISOLADO	73
5.1	INTRODUÇÃO	73
5.2	ESTRATÉGIA DE CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA (MODO ISOLADO)	74
5.2.1	Balço de Potência Geração-Carga de uma Microrrede	74
5.2.2	Estatismos	76
5.2.3	Controle primário de frequência exercido pela geração convencional	79
5.2.4	Controle primário do BESS	80
5.3	CONTROLE DO OFFSET	80
5.4	PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS	83
5.5	PERFIL DE CARGA	84
5.6	CONTROLE SECUNDÁRIO	84
5.7	CONCLUSÕES	86
6	SIMULAÇÕES/ESTUDOS DE CASO	89
6.1	INTRODUÇÃO	89
6.2	SISTEMA-TESTE	89
6.2.1	Parâmetros dos Modelos do Gerador Convencional e do BESS	91
6.2.2	Perfil da Geração Fotovoltaica	92
6.2.3	Perfil de Carga	92
6.3	ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE FREQUÊNCIA ...	93

6.3.1	Controle Primário	93
6.3.2	Controle Secundário	94
6.3.3	Avaliação Quantitativa da Eficácia do Controle de Frequência	94
6.4	MONITORAÇÃO DO ESTADO DE CARGA DO BESS .	95
6.5	ESTUDOS DE CASO CONSIDERANDO APENAS O CONTROLE PRIMÁRIO	96
6.5.1	Caso 1 - Apenas Geração Convencional	96
6.5.2	Caso 2 - Geração Convencional e Geração Re- novável Flutuante (PV)	97
6.5.3	Caso 3 - Geração Convencional, Geração Renovável Flutuante (PV) e BESS	98
6.5.4	Caso 4 - Microrrede com Controle Offset	101
6.6	CASO 5 - ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO O CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO	103
6.7	MICRORREDE CONECTADA À REDE DE MÉDIA TENSÃO, COM DESCONEXÃO ABRUPTA	104
6.7.1	Caso 6 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão, Com Desconexão Abrupta, sem BESS	105
6.7.2	Caso 7 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão, Com Desconexão Abrupta, com BESS	106
6.8	CASO 8 - AUMENTO DA AUTONOMIA DO BESS	107
6.9	CASO 9 - AUMENTO DA CAPACIDADE DO BESS	109
6.10	CASO 10 - BENEFÍCIOS DO CONTROLE SECUNDÁRIO APLICADO NA GERAÇÃO CONVENCIONAL E NO BESS	110
6.11	CONCLUSÕES	111
7	CONCLUSÃO	113
7.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
7.2	TRABALHOS FUTUROS	114
	REFERÊNCIAS	117
	APÊNDICE A - Efeito de Mudanças de Base de Potência	125

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

A crescente preocupação mundial com problemas ambientais, causados pela geração de energia a partir de combustíveis fósseis, está conduzindo a novas vertentes de geração e distribuição de energia. Estas consistem em redes elétricas de pequeno porte que utilizam fontes conectadas em níveis de tensão mais baixos e estão ocupando o espaço anteriormente pertencente aos tradicionais sistemas elétricos de potência, formados por uma estrutura hierarquizada e centralizada.

As microrredes surgem como um conjunto de cargas e microfuentes que operam como um sistema controlável que fornece energia localmente, podendo operar tanto conectadas à rede de distribuição principal, como de forma isolada. As fontes renováveis de energia, tendo se tornado uma opção limpa e de baixo custo para a produção de eletricidade, encontram aplicação especialmente atraente em microrredes. A energia solar fotovoltaica (PV) e a energia eólica são as mais empregadas juntamente com fontes de geração convencional, já estando amplamente em operação em sistemas de distribuição e microrredes por todo o globo.

Quando a microrrede opera em modo conectado à rede de distribuição, a estabilidade de frequência é garantida pela grande inércia das máquinas rotativas do sistema. Entretanto, o mesmo não ocorre em modo isolado, no qual a baixa inércia e o comportamento intermitente das fontes renováveis impõem desafios à operação com níveis de frequência próximos ao valor nominal. A manutenção de valores de frequência dentro de estreitos limites em torno do valor nominal é importante não somente pela possível existência de cargas sensíveis a sua variação. Assim como ocorre com a tensão em relação à potência reativa, a frequência é um eficaz indicador do necessário balanço entre potência ativa gerada e consumida em uma microrrede.

Uma vez que o foco da dissertação é a estabilidade de frequência em microrredes operando em modo isolado, o tópico de maior interesse neste trabalho é a manutenção do balanço de potência ativa nestes sistemas de energia elétrica de pequeno porte.

A instalação de Sistemas de Armazenamento de Energia (ESSs, do inglês *Energy Storage Systems*) surge como uma das soluções para manter a estabilidade e melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica em microrredes. Um ESS pode ser operado de modo a

variar seu fornecimento potência ativa de acordo com o sinal do desvio de frequência observado na microrrede. Comparando com outras fontes de energia, os ESSs possuem tempo de resposta muito baixo, o que contribui para torná-los uma solução relevante para a regulação de frequência.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção é apresentada uma breve revisão da literatura técnica relacionada ao tópico abordado nesta dissertação. Outras referências importantes para a construção deste trabalho são citadas ao longo deste documento.

No artigo [LU; LIU; WU, 1995], os autores apontam que, por fornecerem compensação rápida de energia ativa, os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESSs, do inglês *Battery Energy Storage Systems*) podem auxiliar o controle de frequência frente a variações de carga. Lu, Liu e Wu propõem a incorporação de um modelo incremental de BESS, adequado para os modos de operação de carregamento e descarregamento, ao controle de frequência de um sistema de potência de grande porte. Em seus resultados o modelo do BESS se mostrou muito eficaz para amortecer as oscilações causadas por distúrbios de carga, fornecendo uma melhora significativa no desempenho do sistema. A partir do modelo proposto em [LU; LIU; WU, 1995], Aditya e Das, no artigo [ADITYA; DAS, 1999], aplicam o controle de frequência via BESS em sistemas de potência isolados compostos por turbinas a vapor com reaquecimento. As respostas do sistema durante períodos de carga pesada, com e sem a presença do BESS, evidenciam uma melhora expressiva no comportamento dinâmico do sistema promovida pelo sistema de armazenamento de energia.

Em sua tese de doutorado, [BAHRAMIPANAH et al., 2016] constata que, devido à crescente penetração de Geração Distribuída (GD) nos sistemas de distribuição e ao fato de que a maior parte das fontes renováveis de GD apenas fornecem energia intermitente, o controle e a operação de sistemas elétricos de potência passam atualmente por mudanças consideráveis. A solução proposta em sua tese para garantir uma rede mais flexível é a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (ESSs), uma vez que estes permitem o controle do fluxo de potência ativa na rede, o controle indireto dos perfis de tensão ao longo dos alimentadores e o balanço local de variações de carga. A autora considera os ESSs como os únicos dispositivos controláveis da

rede de distribuição ativa, e um modelo genérico de controle do ESS é proposto. Esse modelo é aprofundado para dois tipos específicos de ESS: supercapacitores, com alta potência e baixa densidade de energia, e baterias eletroquímicas, com baixa potência e alta densidade energia. Um algoritmo de controle de tensão e gerenciamento de congestionamento de linhas para redes de distribuição ativas é proposto. A rede é dividida em várias áreas, definidas com base no conceito de sistemas Multi-Agente, cada uma sob o controle de um ESS e sob ação de estratégias de controle descentralizado em tempo real. Por fim, o desempenho dos modelos propostos é avaliado através de estudos de caso.

Em [MONGKOLTANATAS, 2014] é analisada a estabilidade de frequência de microrredes de até 1 MW operando em modo isolado, nas quais a inércia equivalente é baixa. O foco da tese é o estudo do impacto da variação de potência ativa da carga, sobre os geradores de microrredes operando em modo isolado, principalmente daquelas que possuem fontes de energia renovável. Entretanto, por causa de sua intermitência, a inserção de fontes de energia renovável apresenta altos riscos de instabilidade de frequência. O autor propõe duas soluções: a primeira consistiria em aumentar a capacidade do gerador térmico, o que, apesar de ser uma solução simples, teria impactos negativos no meio ambiente e apresentaria custo operacional elevado. A segunda solução, mais atraente e desenvolvida ao longo da tese, é um sistema de armazenamento de energia (ESS) para fornecer ou absorver potência ativa de acordo com o desvio de frequência da microrrede. As melhores tecnologias de armazenamento de energia para o controle de frequência e respectivas estratégias adequadas de controle são discutidos ao longo do trabalho.

Mégel, Mathieu e Andersson, destacam em [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2015], que unidades de armazenamento de energia instaladas junto a redes de distribuição ativas podem ser utilizadas para fornecer serviços locais, tais como suporte à integração de fontes fotovoltaicas e redução de pico de carga. Entretanto, como tendem a permanecer inativas ou parcialmente utilizadas a maior parte do tempo, os autores propõem a utilização da capacidade ociosa da bateria para fornecer serviço ancilar de controle de frequência ao sistema de energia, permitindo-lhes assim gerar receitas adicionais capazes de amortizar seus elevados custos de investimento. No artigo é desenvolvido um algoritmo multitarefas, que lida tanto com a agregação de recursos como com a previsão ótima de múltiplos serviços. Os autores concluem que, em comparação com uma abordagem de serviço único, a abordagem

multitarefa pode quase que dobrar os lucros das unidades de armazenamento de energia.

Uma importante característica das baterias é a rápida resposta. Entretanto, por possuírem capacidade limitada de energia, não são capazes de prestar serviços por longos períodos de tempo. Em vista disso, os mesmos autores em [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013] exploram métodos para melhorar a capacidade das baterias em fornecer controle de frequência primária e secundária. O objetivo é modificar a resposta de controle de frequência de um sistema de baterias, para que só responda a desvios de frequência rápidos, enquanto variações mais lentas devem ser supridas por outros recursos, mantendo o estado de carga das baterias (SoC, do inglês, *State of Charge*) dentro de um intervalo aceitável. Para tornar isto possível, são propostas estratégias de controle de frequência baseadas na imposição de um sinal de *Offset* em adição à realimentação do sinal de frequência enviado à bateria.

1.3 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

O objetivo desta dissertação é propor uma estrutura de controle de sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio para apoio aos controles primário e secundário de frequência em microrredes de corrente alternada operando em modo isolado. O controle de frequência é particularmente importante para microrredes operando em modo isolado uma vez que, nessas condições, a relativamente baixa inércia das microrredes tende a produzir dificuldades adicionais para a manutenção da frequência dentro de limites adequados. Além do controle de frequência propriamente dito, a estratégia contemplada nesta dissertação também considera a monitoração simultânea do estado de carga (SoC) do sistema de armazenamento por baterias. Isto permite evitar sua operação próximo aos limites inferior e superior do SoC, o que traria riscos à vida útil do BESS.

O desempenho dos métodos de controle de frequência propostos é avaliado a partir de um sistema-teste, não apenas nas situações normais de operação, como também em variadas situações em que grandes perturbações estão presentes.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Este documento é composto por sete capítulos, conforme descrito nesta seção.

O primeiro capítulo é a introdução do trabalho, composto pela contextualização do tema, revisão bibliográfica e objetivos.

O segundo capítulo formaliza e define os conceitos de geração distribuída e as implicações da conexão de fontes renováveis de energia às redes de distribuição e microrredes.

No terceiro capítulo são apresentados conceitos essenciais para o entendimento do funcionamento das microrredes. A estrutura de uma microrrede é descrita, assim como seus modos de operação, isolada e interligada à rede de distribuição, e seus elementos de controle.

O quarto capítulo traz uma revisão sobre os sistemas de armazenamento de energia mais comuns, aprofundando-se depois naqueles que utilizam baterias. As características principais dos sistemas armazenadores de energia em baterias são apresentadas, assim como sua modelagem e estratégias de controle.

No quinto capítulo diferentes estratégias de controle de frequência para microrredes operando em modo isolado são apresentadas, incluindo desde as mais consolidadas, como os controles primário e secundário, até estratégias menos convencionais via sistemas armazenadores de energia.

No sexto capítulo é apresentado o sistema-teste adotado, e a partir dele são realizadas diferentes simulações representando diversas situações realísticas. Os resultados obtidos destas simulações são analisados e discutidos.

Por fim, o sétimo capítulo apresenta as conclusões gerais desta dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O USO DE DIFERENTES FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

2.1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) constituem-se tradicionalmente por uma estrutura hierarquizada e centralizada, na qual a energia é produzida em grandes centrais de geração situadas junto às fontes de combustível, e conduzida por linhas de transmissão em alta tensão até os grandes centros de consumo. A partir de subestações próximas a estes centros, sistemas de distribuição que operam em níveis de tensão mais baixos levam a energia elétrica aos consumidores finais. Nessa concepção convencional, a energia só é produzida antes da transmissão [FAGUNDES, 2014]. Entretanto, em razão de problemas ambientais, sociais e econômicos o mercado de energia está se modificando ao longo dos anos, conduzindo a novas vertentes de geração e distribuição de energia, que utilizam fontes de geração conectadas em níveis de tensão mais baixos, dando origem assim ao conceito de Geração Distribuída (GD).

A geração distribuída impulsionou o surgimento de novas fontes de energia não convencionais, que serão exemplificadas ao longo deste capítulo, no qual é também formalizado a definição de GD e discutidas as implicações de sua conexão às redes de distribuição e microrredes.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em muitos países, a estrutura energética ainda está baseada na geração a partir de combustíveis fósseis. Com o crescimento da demanda de energia elétrica em todo o mundo, a diminuição da disponibilidade de combustíveis fósseis e o aumento das preocupações ambientais, esses combustíveis não satisfazem mais as necessidades globais, incentivando a busca por alternativas mais eficientes não apenas para a geração, mas também para a transmissão de energia elétrica. A geração distribuída surge então como uma nova opção de produção de energia, tornando-se parte de planos estratégicos de vários países para resolver as atuais mudanças associadas com a gestão energética [GUERRERO et al., 2010].

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), geração distribuída é qualquer fonte de geração de energia elétrica que esteja in-

terligada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, independente da potência, tecnologia ou fonte de energia, e pode operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas, ou não, pelo operador do sistema elétrico [ANEEL, 2016]. O aumento da demanda e o surgimento de tecnologias associadas às chamadas redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*) possibilitam a adoção de geração distribuída de pequeno porte até mesmo por parte de consumidores e também a aplicação de programas de resposta da demanda de forma mais eficiente [NAU et al., 2016].

A introdução de fontes geradoras mais próximas à carga, ligadas diretamente ao consumidor ou à rede de distribuição, modifica a estrutura das redes de distribuição, alterando seu comportamento anteriormente passivo, para ativo [CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009]. Conseqüentemente, o processo de geração de energia se transforma, passando a ser descentralizado, como pode ser observado na Figura 1.

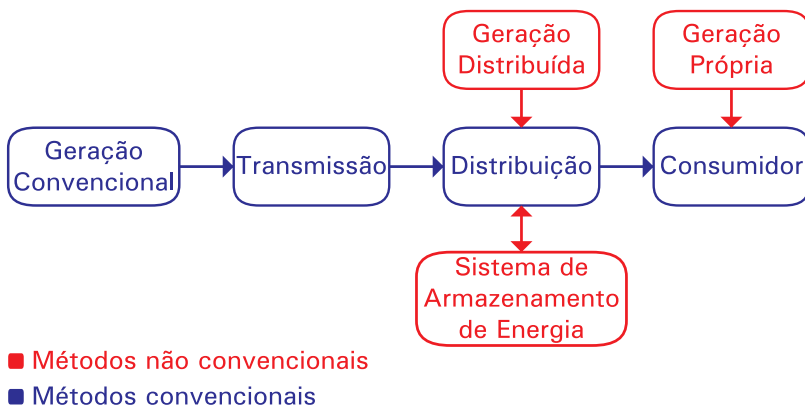


Figura 1 – Diagrama do Sistema de Energia Elétrica Convencional e Não Convencional.

2.2.1 Benefícios e Desafios da Geração Distribuída nas Redes de Distribuição

A inclusão de GD nas redes de distribuição traz uma série de benefícios, sendo listados abaixo os de maior interesse para este trabalho:

- Aumento da capacidade de geração, devido à existência de reser-

vas de geração distribuída [RESE, 2012];

- Aumento da confiabilidade do suprimento energético aos consumidores próximos à geração local, uma vez que a matriz energética se torna mais diversificada e as fontes não estão sujeitas a falhas na transmissão e distribuição [BARBOSA FILHO; AZEVEDO, 2013];
- Redução dos impactos ambientais, pela diminuição da necessidade de grandes instalações de geração e extensas linhas de transmissão, além da energia ser gerada utilizando combustíveis menos poluentes [PUTTGEN; MACGREGOR; LAMBERT, 2003];
- Maior facilidade de acesso à energia elétrica em regiões isoladas [FAGUNDES, 2014];
- Redução no carregamento das redes e das perdas de transmissão [ANEEL, 2012].

Em contrapartida aos benefícios, a GD impõe uma série de desafios, tais como:

- Necessidade de equipamentos e métodos mais sofisticados de proteção, devido à ocorrência de fluxos de potência bidirecionais [PUTTGEN; MACGREGOR; LAMBERT, 2003];
- A estabilidade do sistema de transmissão pode ser abalada pela grande capacidade instalada de GD, sendo algumas destas fontes de baixa inércia [RESE, 2012];
- A geração de energia varia conforme as fontes energéticas adotadas [INEE, 2001];
- A operação e o planejamento do sistema elétrico tornam-se mais complexos, assim como a realização de serviços de manutenção [BARBOSA FILHO; AZEVEDO, 2013].

2.3 FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD torna-se ainda mais atrativa com a disponibilidade de diversos recursos energéticos. As fontes de geração distribuídas podem ser tanto geradores convencionais como dispositivos eletroquímicos, de armazenamento ou renováveis. A escolha da melhor opção varia de acordo com as características geográficas e climatológicas de cada região. Nesta seção as fontes mais usuais de GD serão retratadas.

2.3.1 Microturbinas a Gás

Microturbinas possuem uma construção simples e podem utilizar variados tipos de combustíveis, como por exemplo, diesel, biogás, GLP/Propano e gás natural. Microturbinas a gás são amplamente utilizadas há muitos anos e sua fonte de energia são combustíveis fósseis. São ligadas diretamente à rede, sua geração se dá em corrente alternada e em frequências mais altas que as unidades de geração convencionais [RESE, 2012].

Embora seu rendimento seja da ordem de 30%, com as novas tecnologias desenvolvidas sua eficiência térmica aumentou e seus custos reduziram, tornando sua utilização viável para diversas aplicações [FAGUNDES, 2014]. A integração de um sistema de cogeração ou calor e energia combinados (CHP, do inglês *Combined Heat and Power*) à jusante, aproveitando os gases de exaustão, para aquecer o ar novo antes de entrar na câmara de combustão, pode elevar o rendimento para até 90%. Entretanto, ao contrário da eletricidade, o calor não pode ser facilmente transportado por longas distâncias, implicando em que, para sistemas CHP, a geração de calor deve estar próxima ao local de consumo de calor [LASSETER; PAIGI, 2004].

2.3.2 Turbinas Eólicas

A energia eólica utiliza a energia cinética dos ventos para produzir energia elétrica. Esse tipo de geração possui muitos atrativos, sendo o principal deles o fato de que sua energia primária, o vento, não possui custo e é renovável. Além de suas turbinas apresentarem baixo custo de manutenção e poderem ser instaladas rapidamente [RODRÍGUEZ, 2002]. Em contrapartida, as torres eólicas geram ruídos provocados por dois fatores: ruído mecânico relacionado ao gerador, caixa de velocidades e motores auxiliares, e ruído aerodinâmico associado ao movimento das pás no ar. Mesmo com as tecnologias evoluindo e as turbinas estarem se tornando cada vez mais silenciosas, a presença de ruídos é inevitável. A interferência eletromagnética com os sinais de comunicação e os efeitos negativos sobre as aves migratórias são problemas a serem considerados, mas que podem ser evitados com uma escolha cuidadosa do local de instalação [CASTRO, 2007].

Mesmo com os problemas acima citados, soma-se às vantagens das torres o fato de o terreno não ficar comprometido com a instalação, uma vez que apenas uma área relativamente pequena é necessária para

a instalação de um parque eólico, deixando o restante livre para outras práticas, como a pecuária [CASTRO, 2007]. Por essas vantagens a energia eólica tem se consolidado como excelente opção para a substituição de fontes que utilizam combustíveis fósseis.

2.3.3 Energia Solar

A energia solar, pode ser aproveitada tanto para geração de energia térmica quanto elétrica. Como o modelo de microrrede empregado nessa dissertação utiliza um sistema fotovoltaico, um enfoque mais detalhado para esta forma de geração de energia elétrica é apresentado a seguir.

2.3.3.1 Energia Solar Fotovoltaica

As células fotovoltaicas transformam a incidência de radiação solar em energia elétrica. Nos sistemas fotovoltaicos a potência gerada pode ser utilizada diretamente na carga local, em sistemas isolados, ou injetada na rede de distribuição, ou seja, em sistemas interligados. Usualmente sistemas isolados são instalados em locais remotos, nos quais o custo de levar energia elétrica através da rede de distribuição é muito elevado. Em contrapartida os sistemas interligados, estão incorporados à rede de distribuição, substituindo ou complementando a energia elétrica convencional. A configuração básica de cada um deles pode ser vista nas Figuras 2 e 3. Como pode-se observar na Figura 2, os componentes do sistema PV isolado e suas respectivas funções são: painéis solares, que produzem a energia elétrica; controladores de carga, cuja função é evitar sobrecargas ou descargas excessivas na bateria; baterias, que armazenam energia para ser utilizada quando não há insolação suficiente para gerar energia; os inversores, que convertem a forma de energia de corrente contínua para alternada. No sistema conectado, Figura 3, temos em comum com o sistema isolado os painéis solares e o inversor, mas também é necessário instalar um medidor bidirecional, uma vez que os sistemas conectados podem tanto fornecer, caso o consumo de energia seja menor que a geração, como consumir energia da rede, no caso de a geração ser menor que o consumo. A Figura 4 representa a curva de potência gerada em um dia por painéis fotovoltaicos instalados no sul do Brasil, pela empresa LEnergy - Energia Solar, com potência de 2,7 kW pico. Geradores fotovoltaicos podem ser facilmente

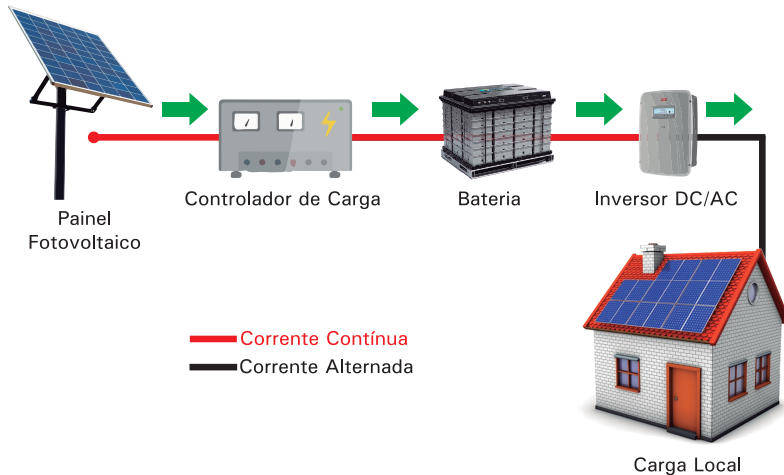


Figura 2 – Diagrama do Sistema de Geração de Energia Fotovoltaica Isolado.

instalados, característica esta que suprime a necessidade de capacidade instalada ociosa dado que, conforme a demanda novos módulos podem ser adicionados em curto prazo. Além de não emitirem poluentes nem ruídos durante a sua operação, constituem-se em fontes renováveis e flexíveis [FAGUNDES, 2014]. Contudo, sua natureza de geração flutuante, sua baixa densidade de energia e seu elevado custo unitário dificultam uma maior participação na matriz energética atual, apresentando menor capacidade instalada que os sistemas eólicos [DIAS; BORTONI; HADDAD, 2006]. Por conta das diversas vantagens que possuem e dos constantes avanços tecnológicos, estima-se que seus custos irão baixar e a sua densidade de energia aumentar. Em consequência, acredita-se que a energia solar fotovoltaica irá cada vez mais ganhar espaço no mercado.

2.3.4 Armazenamento de energia

Com o aumento da participação de energia gerada proveniente de fontes renováveis intermitentes, a necessidade de sistemas de armazenamento de energia tem aumentado, dada a propriedade destes de

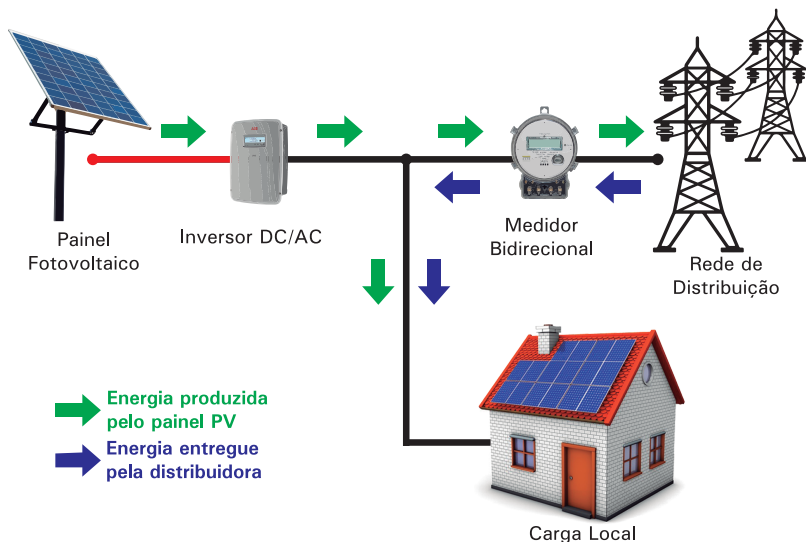


Figura 3 – Diagrama do Sistema de Geração de Energia Fotovoltaica Conectada à Rede de Distribuição.

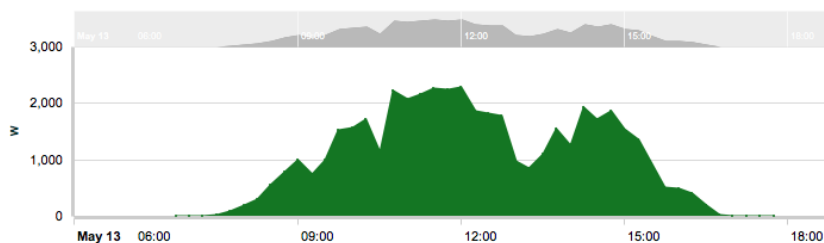


Figura 4 – Curva de Carga Diária Típica do Gerador PV.
Fonte: [LENERGY, 05 de maio de 2017].

fornecer capacidade de regularização àquelas fontes. A instalação de sistemas de armazenamento junto a fontes renováveis de energia flutuante, como solar e eólica, permite o aumento da eficiência, capacidade e confiabilidade da rede [WALTER; BAJAY; FERREIRA, 2000].

O investimento nesses sistemas auxilia no segmento de geração, no suporte da transmissão e gestão da distribuição. Os sistemas de

armazenamento são úteis em diversas outras situações. Por exemplo, podem auxiliar no atendimento da ponta de carga, fornecer energia de reserva em casos de falha na rede, ou ainda substituir geradores movidos a combustíveis fósseis em sistemas isolados. Como consequência do aumento da confiabilidade temos que o valor de mercado da energia gerada por essas fontes também aumenta.

Existem muitas formas de armazenar energia em sistemas elétricos, tais como supercapacitores, volantes de inércia, usinas hidrelétricas reversíveis, células combustível e baterias. O foco desse trabalho são sistemas de armazenamento em baterias, e por essa razão o Capítulo 4 deste documento é totalmente dedicado a elas.

2.3.5 Células a combustível

Assim como as baterias, as células a combustível (CaC) são dispositivos eletroquímicos. Contudo, enquanto na bateria a energia é armazenada em componentes em seu interior, nas CaC a energia elétrica é mantida somente durante o período em que for mantido o fluxo dos reagentes, não havendo armazenamento de energia dentro delas. Esse tipo de fonte gera energia continuamente, não dependendo de recargas, contanto que o suprimento constante do reagente seja garantido [FAGUNDES, 2014].

As CaC utilizam hidrogênio como combustível para transformar sua energia química diretamente em energia elétrica, possuem alta confiabilidade, e por produzirem eletricidade sem combustão são pouco poluentes e emitem baixos níveis de ruído [RODRÍGUEZ, 2002]. Sua eficiência, da ordem de 40 a 60%, é superior à das máquinas térmicas, uma vez que diferentemente dessas, as CaC não utilizam uma etapa térmica intermediária. Para aumentar ainda mais a sua eficiência, as CaC são frequentemente utilizadas em conjunto em sistemas de co-geração (CHP), o que as faz alcançar uma eficiência da ordem de 80 a 90% [DIAS; BORTONI; HADDAD, 2006].

2.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo alguns conceitos básicos relacionados à Geração Distribuída são apresentados. A conexão das fontes GD diretamente às redes de distribuição surge como uma opção para melhorar a qualidade da energia e aumentar a confiabilidade do sistema [LASSETER, 2002].

O conteúdo do capítulo é importante para facilitar a compreensão desta forma de geração de energia, uma vez que suas características evoluíram no sentido de um conceito mais complexo: as microrredes, que se constituem no foco desse trabalho e que serão apresentadas no próximo capítulo.

3 MICRORREDES

3.1 INTRODUÇÃO

Como discutido no capítulo anterior a associação de diversos recursos de energia distribuída às redes de distribuição apresenta muitas vantagens, embora também faça surgir diversos desafios. A perspectiva de se promover localmente o equilíbrio de geração e carga conduziu a uma concepção mais arrojada de rede elétrica, as chamadas microrredes. Estas são redes de menor porte e nível de tensão mais baixo do que a de um sistema de distribuição, e que além disso são capazes de operar autonomamente em situações específicas. Segundo a definição formal da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), microrredes são redes de distribuição de energia elétrica que podem operar conectadas ou isoladas da rede de distribuição [ANEEL, 2016]. As microrredes tornam-se particularmente interessantes em situações nas quais o atendimento a cargas locais deve ser assegurado mesmo quando a conexão com a rede principal é suspensa.

Neste capítulo são apresentados conceitos essenciais para o entendimento do funcionamento das microrredes. Discute-se a estrutura de uma microrrede, seus modos de operação, os elementos envolvidos no controle de seus componentes e suas principais funções. Por fim, é apresentada uma visão geral da microrrede utilizada neste trabalho.

3.2 ESTRUTURA DA MICRORREDE

Os componentes de uma microrredes são: geradores (convencionais ou associados a fontes renováveis), cargas (incluindo cargas controláveis) e dispositivos armazenadores de energia. Além disso, a conexão destes componentes à rede frequentemente envolve conversores eletrônicos. A estrutura de uma microrrede é tipicamente composta por um grupo de alimentadores radiais interligados à rede de distribuição por meio de um transformador. Esse ponto de conexão é chamado Ponto de Acoplamento Comum (PCC, do inglês *Point of Common Coupling*). Próximo a ele devem ser instalados os dispositivos de proteção encarregados pelas manobras de ilhamento e resincronização da microrrede com a rede de distribuição [CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009]. A Figura 5 mostra um exemplo de uma microrrede típica, que abrange diversas tecnologias, para fornecer eletricidade e/ou ca-



Figura 5 – Exemplo de Microrrede [ENERGREENCOL, 2013], modificada.

lor, tais como painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, motores a diesel, células a combustível, cogeração, pequena central hidrelétrica, energia geotérmica, microturbinas, além de placas solares térmicas [NAU, 2014]. Quando conectada à rede principal, uma microrrede pode ser identificada pela rede de distribuição como uma carga concentrada ou mesmo como um microgerador uma vez que, caso sua geração seja maior que sua carga local, ela irá fornecer energia à rede.

Para compensar a inconstância das fontes renováveis e também a inércia baixa das microrredes, estas podem contar também com dispositivos de armazenamento de energia. O foco dessa dissertação é o controle de frequência em microrredes através de dispositivos de armazenamento, em especial baterias, e por isso o Capítulo 4 é dedicado às funcionalidades e vantagens desses dispositivos.

3.3 MODOS DE OPERAÇÃO

As microrredes podem operar conectadas ou isoladas da rede principal de energia elétrica. Nessa seção cada um desses modos de operação será detalhado, sendo que, por possuir maior importância nessa dissertação, o modo de operação isolado receberá maior atenção.

3.3.1 Modo Interligado

O modo de operação interligado é modo convencional de operação de um sistema de energia, encontrando-se a microrrede conectada à rede de distribuição em média tensão através de um transformador cujo secundário é o PCC. A microrrede pode funcionar, dependendo do seu balanço interno de carga e geração e de suas políticas de mercado, importando ou exportando energia para a rede a montante.

3.3.2 Modo Isolado

Nesse modo, também chamado de modo ilhado, a microrrede é desconectada da rede a montante e a carga é fornecida apenas por fontes locais. Essa desconexão pode ser planejada, quando acontece de forma intencional, ou forçada, quando é devido a uma falha na rede a montante ou na própria microrrede. A microrrede também pode operar permanentemente em modo isolado, em locais que, por serem distantes ou de difícil acesso, não são atendidos pela distribuidora de energia elétrica.

Após o ilhamento a microrrede opera independentemente da rede de distribuição, sem a necessidade de esperar que a rede principal se recupere de uma possível falha, beneficiando os consumidores conectados à microrrede. Esses consumidores passam a ser atendidos apenas pela geração distribuída e pelos dispositivos de armazenamento de energia. Caso a capacidade de geração seja menor que a demanda nominal as cargas menos nobres serão reduzidas ou mesmo desligadas, de acordo com uma lista de prioridades [RESE; COSTA; SILVA, 2012]. Entretanto, para que a microrrede opere corretamente em modo isolado, a operação em modo ilhado e o próprio ilhamento precisam ocorrer de forma segura, por meio da correta operação dos controladores [ABREU, 2009].

3.4 CONTROLE DE MICRORREDES

O objetivo dos controles nas microrredes é garantir a operação de maneira flexível, mantendo níveis adequados de frequência e tensão e a estabilidade do sistema, independentemente do seu modo de operação. Essa seção discute diferentes estratégias de controle de microrredes.

3.4.1 Controle Hierárquico

A estrutura de controle das microrredes tem como objetivo monitorar todo o seu funcionamento por meio de um sistema de comunicação que envolve elementos interligados de modo hierárquico [HATZIARGYRIOU et al., 2006]. O controle hierárquico é constituído de três níveis, como apresentado na Figura 6 e descrito a seguir.

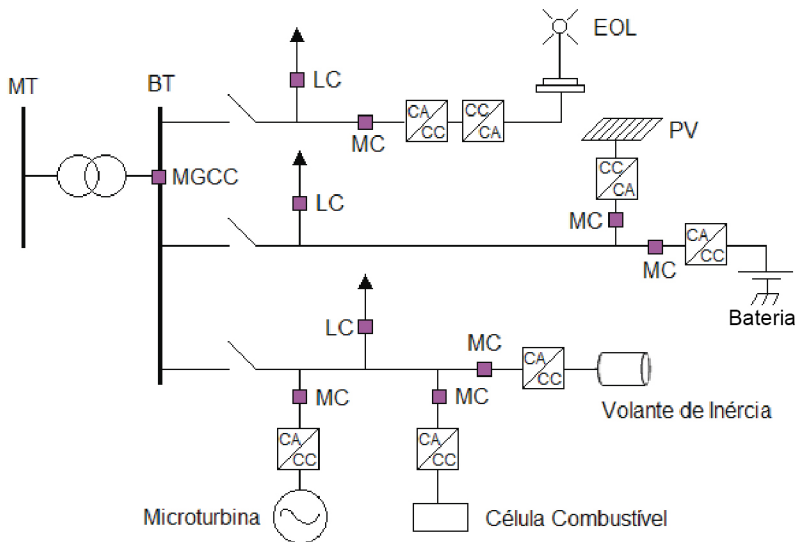


Figura 6 – Diagrama Unifilar Genérico de uma Microrrede, Mostrando os Dispositivos de Controle, Cargas e Exemplos e Microgeração.

- O controle direto dos dispositivos de armazenamento de energia é realizado por dois tipos de controladores de nível local, os Contro-

ladores de Carga (LC, do Inglês *Load Controller*), que regulam as cargas elétricas controláveis do sistema, e os de Microfontes (MC, do Inglês *Microsource Controller*), que determinam a geração de potência ativa e reativa nas microfontes [RESE, 2012]; O MC possui funções distintas, dependendo do modo de operação da microrrede: Quando a microrrede opera no modo conectado é responsável pelo controle dos níveis de injeção de potência ativa e reativa de acordo com o estabelecido pelo nível hierárquico superior; durante a transição, sua ação rápida tem como objetivo manter a estabilidade do sistema; no modo isolado eles trabalham autonomamente com o objetivo de equilibrar a geração e o consumo de energia na microrrede [ABREU, 2009].

- No lado de baixa tensão do transformador de distribuição, temos o Controle Central da Microrrede (MGCC, do Inglês *Microgrid Central Controller*), responsável pela gestão técnica e econômica e pela otimização da operação da microrrede, podendo ser comparado ao controle secundário de sistemas de potência conectados [ABREU, 2009]. Para maximizar a eficiência, e executar o despacho econômico de curto prazo, o MGCC utiliza sinais de preço dos mercados e de energia e informações do nível superior para estabelecer o fluxo de potência com a rede principal [LASSETER; PAIGI, 2004]. Quando a microrrede está interligada, o MGCC é encarregado da segurança e estabilidade do sistema, por meio de uma comunicação bilateral com os controladores locais. No modo isolado, realiza o controle de potência do sistema, e através das informações de carga enviadas pelos controladores locais e monitora o uso das baterias e dos volantes de inércia presentes na microrrede [MADUREIRA, 2005];
- No nível mais alto da hierarquia de controle está o Sistema de Gestão da Distribuição (DSM, do Inglês *Demand Side Management*), que pode estar interligado com mais de um MGCC, proporcionando intercâmbio de informação entre estes. Esse intercâmbio favorece o bom funcionamento das microrredes assim como possibilita que cada uma delas opere de forma autônoma [ABREU, 2009].

3.4.2 Controle de Microrredes em Modo Interligado

No modo interligado os controladores dos geradores distribuídos não são acionados, uma vez que espera-se gerar o máximo de potência dessas fontes. Dois cenários podem ocorrer: a carga ser maior que a geração da microrrede e a rede principal cobrir este deficit de geração; a potência gerada pela microrrede ser superior a sua carga e esta exportar de energia para a rede principal. A rede de distribuição à qual a microrrede está conectada realiza então o controle de tensão e frequência através do PCC, independentemente do sentido do fluxo de potência [TAHIM et al., 2015]. Entretanto, em circunstâncias excepcionais, as microfones podem estar conectadas próximas a cargas que não toleram grandes variações de tensão. Nesses casos os controladores locais, MC e LC, regulam a injeção de potência e a tensão [RESE, 2012].

3.4.3 Controle de Microrredes em Modo Isolado

As mudanças bruscas de carga em microrredes isoladas possuem um efeito considerável na frequência da rede, uma vez que o sistema não conta mais com energia cinética armazenada nas grandes máquinas rotativas conectada aos sistemas de distribuição e transmissão, o que torna a inércia do sistema baixa [KOTTICK; BLAU; EDELSTEIN, 1993]. Nessa situação de ilhamento as fontes distribuídas precisam atender sozinhas a demanda do sistema. Os controles locais encarregam-se da regulação de tensão, assim como do desequilíbrio entre carga e geração, anteriormente suprido pela rede principal [RESE, 2012].

No caso de uma desconexão não programada, os controladores locais da microrrede precisam agir rapidamente, a fim de evitar grandes flutuações de frequência. As estratégias de controle de frequência de microrredes em modo isolado constituem-se no foco desse trabalho, e por esta razão são detalhadamente descritas no Capítulo 5.

3.5 CONCLUSÕES

Por permitirem integração de fontes de energia renováveis e pela possibilidade de operarem autonomamente, as microrredes vem sendo alvo de grande interesse recente no mundo inteiro. Nesse capítulo são

abordados aspectos gerais das microrredes, sua estrutura e seus modos de operação e controle. Estes conhecimentos são fundamentais para o entendimento dos conceitos abordados nos próximos capítulos.

4 MODELAGEM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS (BESS)

4.1 INTRODUÇÃO

A ampliação da geração de energia proveniente de fontes renováveis de grande variabilidade trouxe consigo transformações em termos de necessidades operacionais e tecnológicas, transformações essas que aumentaram a necessidade de integração aos sistemas elétricos dispositivos armazenadores de energia. Este capítulo inicia apresentando os sistemas de armazenamento de energia mais comuns, aprofundando-se depois naqueles que utilizam baterias. As características principais dos BESS e sua modelagem constituem-se no assunto deste capítulo.

4.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A instalação de sistemas de armazenamento junto a fontes renováveis de energia, como solar e eólica, pode aumentar a eficiência, capacidade e confiabilidade da rede, uma vez que esses sistemas permitem que os operadores possam regularizar a geração e assim fornecer energia de forma contínua [ZHENG et al., 2015]. Como consequência do aumento da confiabilidade, o valor de mercado da energia gerada pela combinação dessas fontes e dispositivos BESS também aumenta [MERCIER; CHERKAoui; OUDALOV, 2009].

Dentro do contexto de sistemas de energia, o uso típico de Sistemas de Armazenamento de Energia (ESSs) é fortemente correlacionado com formas de Serviços Ancilares, como: controle de tensão, suporte de frequência, atendimento da ponta e gestão de congestionamento de transmissão. O investimento nesses sistemas auxilia no segmento de geração, no suporte da transmissão e gestão da distribuição. Os ESSs são úteis em diversas outras situações. Por exemplo, podem suprir temporariamente energia em casos de falha na rede, ou ainda, em combinação com fontes renováveis, substituir geradores movidos a combustíveis fósseis em sistemas isolados [MERCIER; CHERKAoui; OUDALOV, 2009].

4.3 TECNOLOGIAS PRA ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

De acordo com o *Global Energy Storage Database* (DOE) atualmente no mundo existem 1636 projetos envolvendo sistemas de armazenamento de energia, totalizando cerca de 193 GW de capacidade instalada [DOE, 2017]. Embora todas as formas de armazenamento de energia tenham o mesmo objetivo, ou seja, armazenar a energia durante um período de tempo para fornecê-la posteriormente, há diferentes tecnologias de armazenamento de acordo com suas aplicações. As tecnologias mais comuns de armazenamento são classificadas, de acordo com o tipo de armazenamento, em seis grandes grupos:

- Armazenamento Elétrico: supercapacitores e supercondutores magnéticos;
- Armazenamento Eletroquímico: baterias convencionais e de fluxo (Células Combustíveis);
- Armazenamento Cinético: volantes de inércia (*Flywheels*), ar comprimido e bombeamento de água;
- Armazenamento Potencial: usinas hidroelétricas reversíveis, ar comprimido;
- Armazenamento Químico: hidrogênio, dissociação de amônia;
- Armazenamento Térmico: aquecedores a água ou óleo.

4.4 BATERIAS

A bateria é um conjunto de pilhas cuja finalidade é transformar energia química em energia elétrica, e vice-versa, através de duas placas de composição diferente, chamadas eletrodos, sendo um deles positivo (cátodo) e o outro negativo (ânodo). A reação química inicia quando ambos são mergulhados em uma composição denominada eletrólito que pode ser líquido, sólido, ou pastoso, porém sempre um condutor iônico [BOCCHI; FERRACIN; BIAGGIO, 2000], como pode ser observado nas Figuras 7 e 8. Em seguida o eletrodo negativo acumula carga negativa, pois se dissolve no eletrólito, expelindo os átomos carregados positivamente. Estes por sua vez são atraídos pelos íons negativos e repelem os íons positivos em direção ao eletrodo positivo.

Isso acarreta um excesso de carga positiva no eletrodo positivo [MEZARROBA, 2012].

Quando a bateria está ligada a um circuito externo, surge uma diferença de potencial denominada Força Eletromotriz (FEM) que provoca uma transferência de elétrons entre os eletrodos e por consequência uma diferença de tensão. A direção do movimento desses elétrons é alterada conforme de acordo com o estado da bateria, carregando Figura 7, ou descarregando Figura 8.

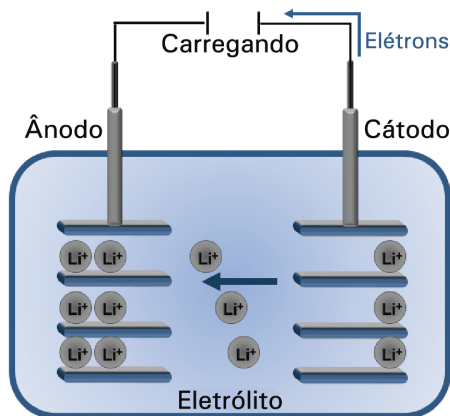


Figura 7 – Estrutura Bateria de Íons de Lítio, Carregando [NANOTECHNOLOGY, 2013], modificada.

De acordo com os elementos utilizados na sua fabricação, características como vida útil, capacidade, densidade de energia e potência e tempo de carregamento/descarregamento variam. As baterias mais comuns são as baterias de Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-Hidreto (NiMH) e Íons de Lítio (Li-Ion) [MATOS, 2012]. Contudo, além da configuração básica da bateria, o desempenho das mesmas também depende das condições operacionais e ambientais sob as quais são usadas.

4.4.1 Baterias de Íons de Lítio

As baterias diferem entre si de acordo com os materiais utilizados para que as reações químicas ocorram. As de Íons de Lítio são feitas

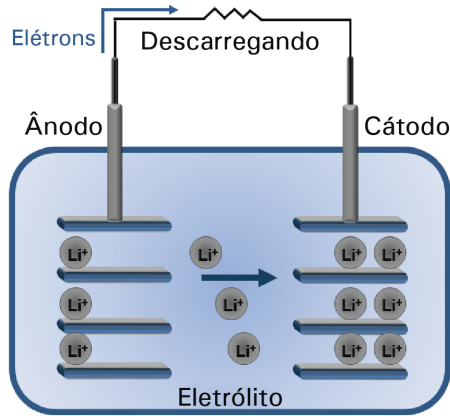


Figura 8 – Estrutura Bateria de Íons de Lítio, Descarregando [NANO-TECHNOLOGY, 2013], modificada.

de lítio e carbono leve, possuindo interiormente uma placa positiva formada por óxidos de cobalto e lítio depositados sobre uma placa de alumínio, e uma placa negativa formada por carvão de lítio depositado sobre uma folha de material plástico poroso embebido com uma solução orgânica de sais de lítio [MARIA; OLIVEIRA; FLORIANO, 2009].

O lítio por ser um elemento altamente reativo, armazena bastante energia em suas ligações atômicas, produzindo assim uma densidade de energia muito alta para essas baterias [REGO, 2011]. As baterias de Íons de Lítio são as mais utilizadas atualmente. Suas vantagens e desvantagens são listadas a seguir.

Vantagens:

- Alta densidade de energia armazenada, aproximadamente 150Wh em 1Kg de bateria. Comparando-se com outras baterias de mesmo peso, a de Níquel-hidreto armazena 100Wh, enquanto a de chumbo-ácido armazena 60 a 70 Wh [REGO, 2011];
- Ausência do efeito memória, isto é não é necessário carregar e descarregar a bateria totalmente [REGO, 2011];
- São mais leves do que outros tipo de bateria recarregáveis do mesmo tamanho [MARIA; OLIVEIRA; FLORIANO, 2009];
- Alta tensão, sua tensão varia de 3 a 4V, enquanto a tensão da

bateria de níquel-hidreto metálico (NiMH) fica em torno de 1,2V e a de chumbo-ácido em torno de 2V [MARIA; OLIVEIRA; FLORIANO, 2009];

- Manutenção da carga: perdem apenas cerca de 5% da sua carga por mês [REGO, 2011];
- Longa vida útil em ciclos de carga e descarga [REGO, 2011].

Desvantagens:

- Durabilidade determinada a partir do dia de fabricação, independente do uso [REGO, 2011];
- Sensibilidade a altas temperaturas, fazendo que se decomponham mais rápido e tenham a vida útil medida em anos reduzida [REGO, 2011];
- Não podem ser descarregadas totalmente [REGO, 2011];
- Necessitam de um circuito eletrônico para gerenciá-las nas condições de carregamento, descarregamento e controle do aquecimento [MARIA; OLIVEIRA; FLORIANO, 2009];
- São mais caras [MARIA; OLIVEIRA; FLORIANO, 2009].

Os preços das baterias, seguem hoje uma trajetória de queda. De acordo com a consultoria internacional *GTM Research*, especializada no setor de energia elétrica, os custos dos componentes de sistemas de armazenamento devem recuar ao menos 40% em cinco anos [SINDENERGIA, 2016].

4.5 MODELAGEM DE BATERIAS POR CIRCUITOS EQUIVALENTES

Os modelos matemáticos mais comuns de baterias eletroquímicas de Íons de Lítio são baseados no circuito equivalente de Thevenin. Estes modelos estão disponíveis em três diferentes configurações: modelo de resistência interna (IR, do inglês *Internal Resistance*), de uma constante de tempo (OTC, do inglês *One Time Constant*) e de duas constantes de tempo (TTC, do inglês *Two Time Constant*) [BAHRAMIPANAH et al., 2014].

4.5.1 Modelo de Resistência Interna

Esse modelo, representado na Figura 9, é composto pelas seguintes variáveis: força eletromotriz da bateria, E_m , considerada uma fonte de tensão ideal; resistência interna da bateria, R_0 , usada para caracterizar as perdas de energia do BESS durante a carga e a descarga; corrente da bateria, I_{dc} , cujo valor é por convenção positivo quando está descarregando e negativo quando está carregando; tensão de circuito aberto V_{dc} . A Equação (4.1) representa esse modelo, sendo E_m , R_0 e V_{dc} funções do estado de carga da bateria (SoC) e da temperatura. O modelo IR é o mais simples dos três e só caracteriza de forma apropriada o SoC quando a carga é constante. Portanto, para as situações nas quais temos uma operação dinâmica esse modelo não é recomendado [RAHMOUN; BIECHL, 2012].

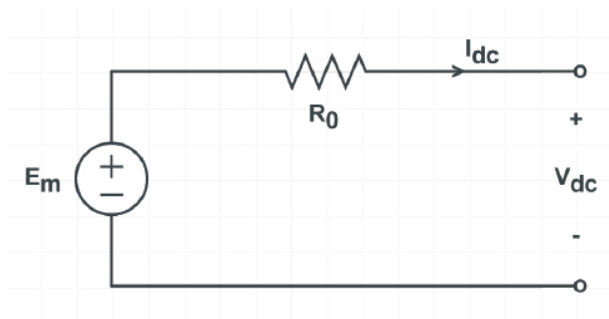


Figura 9 – Modelo de Resistência Interna do BESS.

$$V_{dc} = E_m \pm I_{dc}R_0 \quad (4.1)$$

onde \pm indica o modo de operação da bateria, $+$ no modo de carregamento e $-$ no modo de descarregamento.

4.5.2 Modelo com Uma Constante de Tempo

O modelo com uma constante de tempo, OTC, adiciona o paralelo de uma resistência R_1 e uma capacitância C_1 em série com a resistência interna R_0 do modelo de IR, conforme mostra a Figura 10. Essa adição tem como objetivo tornar o modelo mais adequado para

estudos dinâmicos, visto que R_1 e C_1 caracterizam o comportamento dinâmico da bateria no decorrer do seu carregamento e descarregamento [RAHMOUN; BIECHL, 2012]. As Equações (4.2) e (4.3) descrevem o desempenho elétrico desse modelo em tempo contínuo.

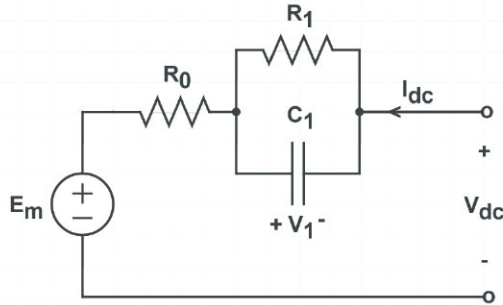


Figura 10 – Modelo do BESS com Uma Constante de Tempo.

$$\frac{dv_1}{dt} = \frac{-1}{R_1 C_1} v_1 + \frac{1}{C_1} i_{dc} \quad (4.2)$$

$$V_{dc} = E_m - V_1 + R_0 I_{dc} \quad (4.3)$$

4.5.3 Modelo com Duas Constantes de Tempo

O mais complexo dos três modelos, com duas constantes de tempo, similarmente à evolução do modelo IR para o OTC, adiciona em série aos componentes existentes mais um conjunto de um resistor e um capacitor em paralelo. O objetivo desses componentes é melhorar ainda mais o desempenho dinâmico do modelo, tornando R_1 e C_1 responsáveis por descrever a dinâmica elétrica mais rápida e R_2 e C_2 as características dinâmicas mais lentas do BESS [RAHMOUN; BIECHL, 2012]. As Equações (4.4) a (4.6) descrevem o comportamento elétrico desse modelo em tempo contínuo.

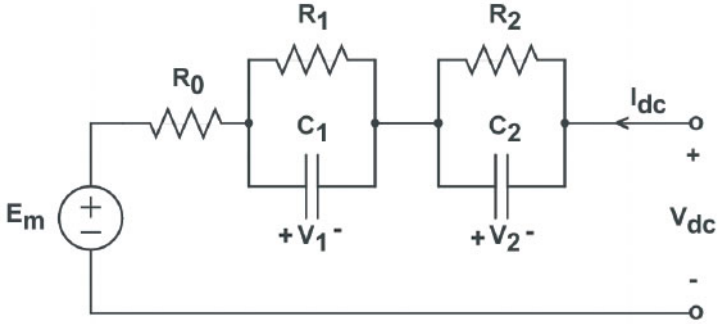


Figura 11 – Modelo do BESS com Duas Constantes de Tempo.

$$\frac{dv_1}{dt} = \frac{-1}{R_1 C_1} v_1 + \frac{1}{C_1} i_{dc} \quad (4.4)$$

$$\frac{dv_2}{dt} = \frac{-1}{R_2 C_2} v_2 + \frac{1}{C_2} i_{dc} \quad (4.5)$$

$$V_{dc} = E_m - V_1 - V_2 + R_0 I_{dc} \quad (4.6)$$

4.5.4 Comparação entre os modelos de bateria

Por ser mais complexo, o modelo TTC, quando comparado com o modelo OTC, consome mais tempo de CPU (Unidade central de processamento de computadores), seu processamento revela-se ainda mais complicado quando seus parâmetros identificados degeneram para um par complexo conjugado [DENG; SHIAU, 1990].

Embora menos preciso que o TTC, o modelo com uma constante de tempo torna-se mais viável quando não é exigida muita precisão, principalmente para medição do SoC em seus extremos. Nesses casos o modelo OTC representa a melhor relação entre precisão e complexidade [RAHMOUN; BIECHL, 2012].

4.6 MODELO DA BATERIA PARA ESTUDOS DE CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Conforme apresentado nas seções anteriores, existem diferentes modelagens para sistemas de armazenamento em baterias. O modelo de BESS utilizado nesta dissertação para estudos de frequência difere dos anteriores, sendo composto de baterias conectadas em paralelo/série, um conversor de doze pulsos conectado a um transformador e um controlador [LU; LIU; WU, 1995]. Esta modelagem é apresentada nessa seção e empregada nas análises dos capítulos seguintes. Sua estrutura é apresentada na Figura 12.

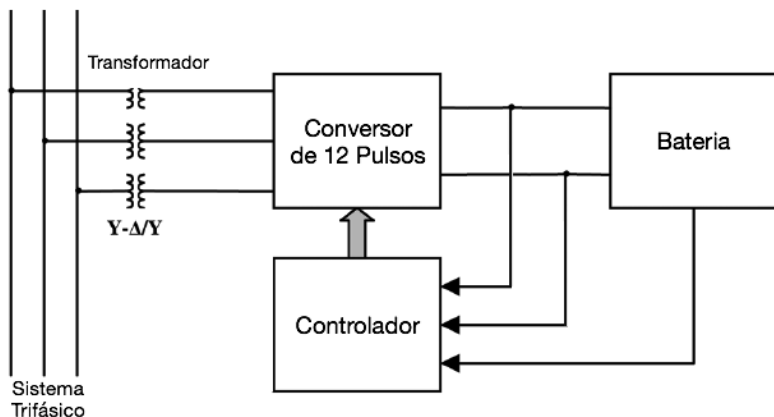


Figura 12 – Estrutura e Diagrama de Interconexão do BESS [MERCIER; CHERKAOU; OUDALOV, 2009], modificada.

4.6.1 Conversor de Doze Pulsos

O conversor de doze pulsos é formado pela associação em paralelo de dois conversores de seis pulsos, sendo cada um deles alimentado por um transformador. As conexões dos dois transformadores são distintas: um deles possui conexão $Y-Y$, enquanto o outro é conectado em $\Delta-Y$, sendo as tensões de saída desses transformadores defasadas de 30° . O conjunto transformadores mais conversor doze pulsos é mostrado na Figura 13.

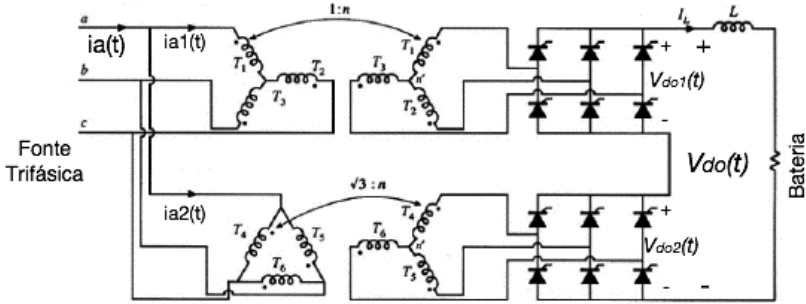


Figura 13 – Circuito Conversor de Doze Pulsos [ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007], modificada.

A corrente de entrada $i_a(t)$ é a soma das correntes nos três enrolamentos e sua forma de onda pode ser vista na Figura 14. Esta forma de onda contém componentes da frequência fundamental da série de Fourier e das frequências harmônicas 11^a , 13^a , 23^a , 25^a e etc. Uma das vantagens do uso do conversor de doze pulsos em relação ao de seis pulsos, que torna seu uso interessante neste trabalho, é a eliminação das harmônicas 5^a , 7^a , 19^a e etc., desta maneira reduzindo a taxa de Distorção Harmônica Total (THD, do inglês, *Total Harmonic Distortion*) por conseguinte diminuindo a necessidade de filtros.

A tensão total de saída $V_{do}(t)$ do conversor de doze pulsos é a soma das tensões de saída de cada um dos conversores de seis pulsos $V_{do1}(t)$ e $V_{do2}(t)$, como pode ser observado na Figura 13. Sendo V_t a tensão de fase em por unidade ¹, a tensão de saída pode ser expressa por [LU; LIU; WU, 1995]:

$$v_{do} = v_{do1} + v_{do2} = 2 \frac{3\sqrt{6}}{\pi} v_t \quad (4.7)$$

A conexão do conversor de doze pulsos ao circuito equivalente da bateria forma o circuito equivalente do BESS, como mostra a Figura 15. A partir dele, a tensão terminal equivalente da bateria, Equação (4.8), e a corrente contínua fluindo na bateria, Equação (4.9), são de-

¹Expressando-se as tensões v_t e v_{do} em p.u., a relação de transformação fica implícita, e portanto o fator $(1/n)$ não é representado.

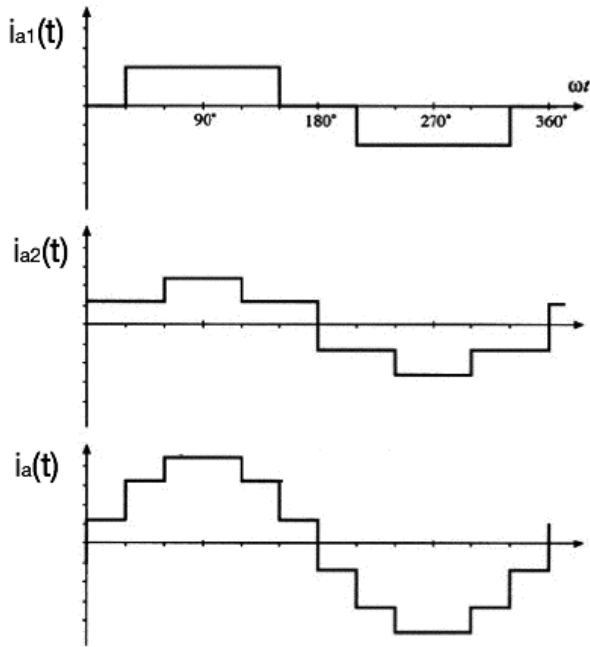


Figura 14 – Forma de Onda da Fase *a* da Corrente de Entrada [ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007], modificada.

terminadas.

$$v_{bt} = v_{do} \cos \alpha - \frac{6}{\pi} X_{co} i_{bess} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} v_t (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) - \frac{6}{\pi} X_{co} i_{bess} \quad (4.8)$$

V_{bt} : tensão terminal equivalente da bateria;
 α_i : ângulo de atraso de disparo do conversor *i*;
 I_{bess} : corrente contínua fluindo na bateria;
 X_{co} : reatância comutativa;

$$I_{bess} = \frac{V_{bt} - V_{boc} - V_{b1}}{R_{bt} + R_{bs}}, \quad (4.9)$$

sendo que as relações das tensões V_{boc} e V_{bi} da Figura 15 com a corrente

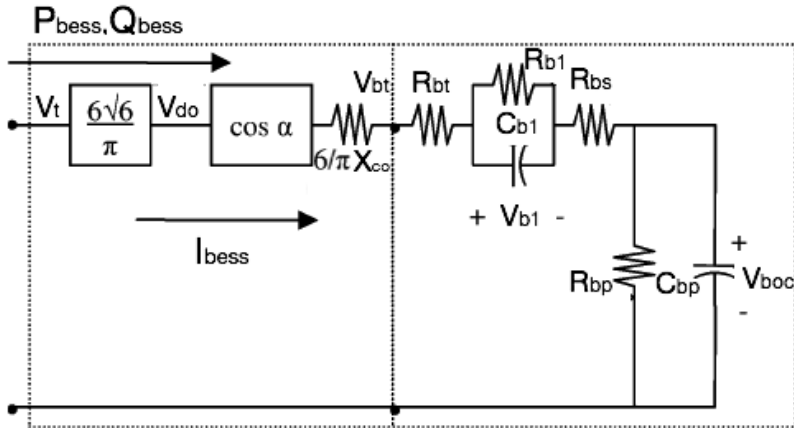


Figura 15 – Circuito Equivalente do BESS [MERCIER; CHERKAOUI; OUDALOV, 2009], modificada.

na bateria podem ser expressas pelas seguintes funções de transferência:

$$V_{boc} = \frac{R_{bp}}{1 + sR_{bp}C_{bp}} I_{bess} \quad (4.10)$$

$$V_{b1} = \frac{R_{b1}}{1 + sR_{b1}C_{b1}} I_{bess} \quad (4.11)$$

sendo:

- V_{boc} : tensão de circuito aberto da bateria;
- R_{bt} : resistência de conexão;
- V_{b1} : sobretensão da bateria;
- R_{b1} : resistência de sobretensão;
- C_{b1} : capacitância de sobretensão;
- R_{bs} : resistência interna;
- R_{bp} : resistência de auto descarregamento;
- C_{bp} : capacitância da bateria.

As potências ativa (P_{bess}) e reativa (Q_{bess}) consumidas pelo BESS dadas através do circuito do conversor são [LU; LIU; WU, 1995]:

$$P_{bess} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{bess} (\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2) \quad (4.12)$$

$$Q_{bess} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{bess} (\sin\alpha_1 + \sin\alpha_2) \quad (4.13)$$

4.6.2 Estratégia de Controle

Adotando a prática recomendada nas referências [LU; LIU; WU, 1995] e [ADITYA; DAS, 2001], a estratégia de controle utilizada neste trabalho é a Modulação P , na qual $\alpha_1 = -\alpha_2 = \alpha$ de modo que a bateria fornece (ou absorve) apenas potência ativa. A escolha dessa modulação é fundamentada no fato do controle de frequência não necessitar do incremento de potência reativa. Portanto:

$$P_{bess} = \frac{6\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{bess} (\cos\alpha) = V_{do} I_{bess} \cos\alpha \quad (4.14)$$

$$Q_{bess} = 0 \quad (4.15)$$

Deste modo, sendo V_{co} a tensão contínua dada por:

$$V_{co} = V_{do} \cos\alpha \quad (4.16)$$

e substituindo (4.16) em (4.14), resulta:

$$P_{bess} = V_{co} I_{bess} \quad (4.17)$$

4.6.3 Modelo Linearizado

Em estudos de controle, as variações são graduais e de pequena magnitude, e portanto utilizam-se modelos incrementais. A potência incremental do BESS é determinada linearizando a Equação (4.17):

$$\Delta P_{bess} = V_{co}^0 \Delta I_{bess} + I_{bess}^0 \Delta V_{co} \quad (4.18)$$

Por convenção o termo ΔI_{bess} será negativo quando o BESS estiver em modo de carregamento contínuo.

4.6.4 Carregamento da Bateria

Apesar do modo de operação do BESS com corrente constante ser o mais eficiente, na presente aplicação, conforme já mencionado, adota-se o modo de potência constante, obtido através do ajuste do ângulo de disparo α . Para explicitar a forma como o controle da bateria é exercido, a tensão ΔV_{co} da Equação (4.18) é decomposta em dois componentes: o primeiro, $V_{do}\Delta V_f$, deve cancelar o desvio de potência devido às variações de corrente ΔI_{bess} ; o segundo componente, $V_{do}\Delta V_s$, é a resposta desejada do sistema BESS às variações de frequência da rede elétrica. Portanto:

$$\Delta V_{co} = V_{do}\Delta V_f + V_{do}\Delta V_s \quad (4.19)$$

Utilizando a decomposição (4.19) na Equação (4.18), obtemos:

$$\Delta P_{bess} = V_{co}^0 \Delta I_{bess} + I_{bess}^0 V_{do} \Delta V_f + I_{bess}^0 V_{do} \Delta V_s \quad (4.20)$$

O termo $V_{do}\Delta V_f$ da Equação (4.20) tem como propósito compensar o desvio de potência causado por ΔI_{bess} , enquanto que no último termo, $V_{do}\Delta V_s$ é o componente que deve responder à perturbação do sistema (no caso da presente aplicação, este é um sinal proporcional à variação de frequência do sistema de potência). Portanto, temos que:

$$V_{co}^0 \Delta I_{bess} + I_{bess}^0 V_{do} \Delta V_f = 0 \quad (4.21)$$

Reordenando a Equação (4.21) e através da Equação (4.16), temos:

$$\Delta V_f = -\frac{V_{co}^0 \Delta I_{bess}}{I_{bess}^0 V_{do}} = -\frac{\cos\alpha^0}{I_{bess}^0} \Delta I_{bess} \quad (4.22)$$

e das Equações (4.20) e (4.21) obtemos:

$$\Delta P_{bess} = I_{bess}^0 V_{do} \Delta V_s \quad (4.23)$$

Observa-se então da Equação (4.23) que a estratégia de Modulação P , associada à decomposição apresentada na Equação (4.19) permite isolar ΔP_{bess} , das variações de corrente, o que conduz a uma relação proporcional entre ΔP_{bess} e o sinal de entrada ΔV_s da bateria. Supondo que a perturbação do sistema $\Delta\omega$ é medida por um dispositivo cujo comportamento dinâmico pode ser aproximado como sendo de primeira ordem, o uso do BESS para o controle de frequência é obtido

pelo sinal de amortecimento ΔV_s :

$$\Delta V_s = \frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} \Delta Sinal \quad (4.24)$$

onde K_{bp} é o ganho da malha de controle de frequência, T_{bp} é a constante de tempo do medidor de frequência e a variável $\Delta Sinal$ é proporcional ao desvio medido de frequência. O diagrama de blocos da Figura 16 representa esquematicamente a ação do BESS para controlar a frequência da rede. O parâmetro R representa o estatismo atribuído à ação da bateria, conforme será detalhado no Capítulo 5.

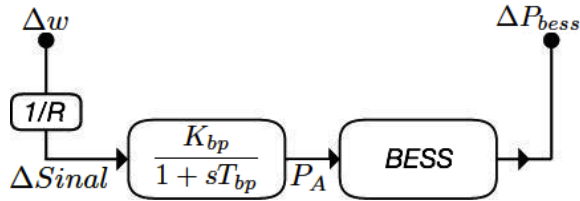


Figura 16 – BESS para Controle de Frequência.

Das Equações (4.24) e (4.23), pode-se verificar que a relação entre a variação da potência da bateria e do sinal de controle é finalmente dada por:

$$\Delta P_{bess} = \frac{K_{bp} I_{bess}^0 V_{co}}{1 + sT_{bp}} \Delta Sinal \quad (4.25)$$

O Diagrama de Blocos do Modelo Incremental do BESS da Figura 17 pode ser montado a partir das Equações (4.9), (4.10), (4.11), (4.23) e (4.22). A saída do bloco $SIGN$ indicado no diagrama da Figura 17 é igual a $+I_{bess}^0$ quando a bateria está carregando e $-I_{bess}^0$ quando está descarregando.

4.6.5 Descarregamento da Bateria

No modo de descarregamento, no qual a energia é liberada pelo BESS, utiliza-se o ângulo de ignição β ($\beta = \pi - \alpha$) para o conversor.

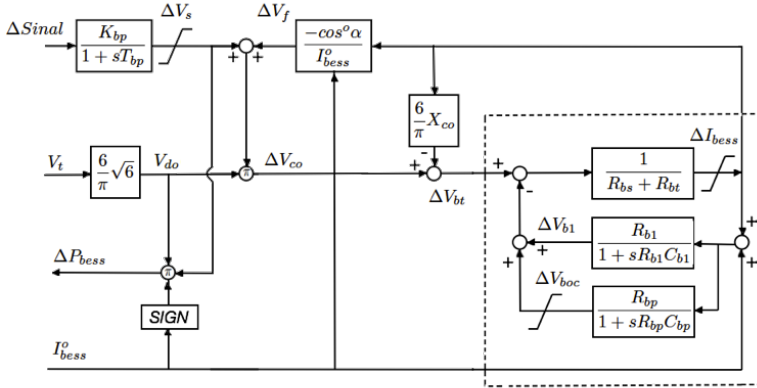


Figura 17 – Diagrama de Blocos do Modelo Incremental do BESS.

Por conseguinte a potência consumida do BESS é dada por:

$$P_{bess} = \frac{6\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{bess} (\cos\beta), \quad \beta = \pi - \alpha \quad (4.26)$$

$$P_{bess} = -V_{do} I_{bess} (\cos\alpha) = -V_{co} I_{bess} \quad (4.27)$$

Por fim, quando a bateria está descarregando temos:

$$\Delta P_{bess} = -I_{bess}^0 V_{do} \Delta V_s \quad (4.28)$$

A Figura 17 representa o diagrama de blocos do modelo, válido tanto com a bateria operando no modo de carregamento quanto de descarregamento, sendo que a diferença entre os dois modos de operação está na direção da corrente da bateria.

4.7 ESTADO DE CARGA (SOC)

O estado de carga é usado por dispositivos de armazenamento eletroquímico para indicar a quantidade disponível de carga que pode ser extraída do sistema a uma dada taxa de descarga. Esta quantidade

é definida no sistema por unidade (p.u.) sendo que 0, SoC mínimo, indica que a bateria está totalmente descarregada e 1, SoC máximo, totalmente carregada. O conhecimento do SoC é importante para o gerenciamento da operação da bateria, pois em muitos sistemas cargas ou descargas que levam o SoC a níveis extremos, podem causar danos irreversíveis à bateria, influenciando em seu desempenho [PILLER; PERRIN; JOSSEN, 2001].

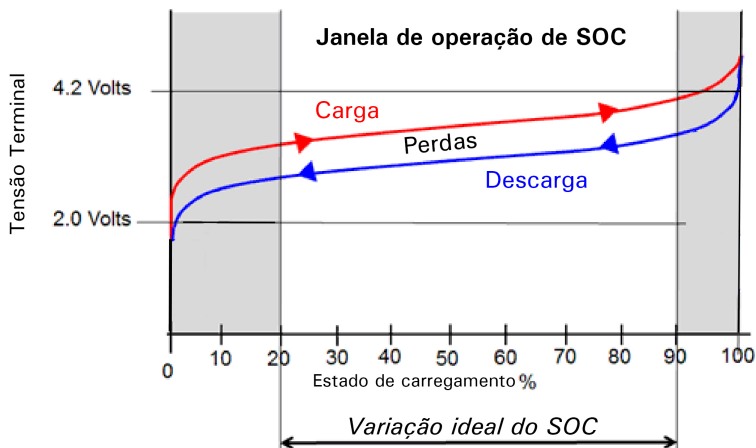


Figura 18 – Janela de Operação do SoC [ELECTROPAEDIA, 2005], modificada.

Quando o SoC se torna muito alto, as correntes excessivas podem levar os íons de lítio a acumularem-se na superfície do anodo, onde são depositados como lítio metálico, reduzindo os íons livres e levando a uma perda irreversível de capacidade. Eventualmente o acúmulo de íons de lítio pode causar um curto-circuito interno entre os eletrodos, e no pior cenário, em tensões acima de 4,5V, decomposição do eletrólito. Sobretensões ou sobrecargas provocam também o aquecimento da bateria [ARORA; WHITE; DOYLE, 1998].

Nos casos em que o SoC se torna muito baixo, as células de lítio recarregáveis sofrem em razão da baixa tensão. Permitir que a tensão da célula caia abaixo de cerca de 2 Volts, por excesso de descarga ou armazenamento por períodos prolongados, resulta na degradação progressiva dos materiais dos eletrodos. Ao longo de vários ciclos a degradação do cátodo causa uma perda permanente de capacidade da

bateria [ARORA; WHITE; DOYLE, 1998]. Para melhorar seu funcionamento e prolongar da sua vida útil, o ideal seria a bateria sempre trabalhar dentro da janela de operação do SoC, como indicado na Figura 18.

Outro ponto que podemos notar na Figura 18 é a curva de histerese que se forma no processo de carga e descarga da bateria. Durante o carregamento, a reação química está atrasada em relação a aplicação da tensão de carga. De forma semelhante, quando uma carga é conectada para ser alimentada pela bateria, há um atraso antes que a corrente total possa ser entregue através da carga. Deste modo, similarmente ao que acontece com a histerese magnética, no efeito da histerese química a energia é perdida durante o ciclo de descarga [ELECTROPAEDIA, 2005].

4.7.1 Cálculo do Estado de Carga

O SoC é uma grandeza que não pode ser medida diretamente. Em vista disto a literatura apresenta vários métodos para estimá-lo. O método utilizado neste trabalho calcula a energia da bateria através de sua potência, calculada conforme descrito na modelagem do BESS na Seção 4.6.

Em virtude das curvas de carga e descarga da bateria serem diferentes, como já mencionado e visto na Figura 18, o SoC é determinado de maneira distinta quando a bateria está descarregando, Equação (4.29), ou carregando, Equação (4.30) [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013]. O estado da bateria é avaliado através da Potência P_{bess} requisitada ($P_{bess} > 0$) ou injetada ($P_{bess} < 0$) na mesma.

De acordo com as referências [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013] [BORSCHE et al., 2013] a relação incremental entre SoC e potência da bateria é dada por:

$$\frac{SoC(k+1) - SoC(k)}{\Delta k} = -\frac{1}{\eta_d} \frac{P_{bess}(k)}{E_B}, \quad \text{se } (P_{bess} > 0) \quad (4.29)$$

e

$$\frac{SoC(k+1) - SoC(k)}{\Delta k} = -\frac{\eta_c P_{bess}(k)}{E_B}, \quad \text{se } (P_{bess} < 0) \quad (4.30)$$

onde k representa o tempo discretizado, Δk é o incremento de

tempo, $P_{bess}(k)$ é a potência instantânea da bateria no instante k , $\overline{E_B}$ é a capacidade de energia da bateria, e η_d (η_c) é o rendimento da bateria no modo de descarregamento (carregamento).

Reescrevendo as Equações (4.29) e (4.30) em tempo contínuo obtemos:

$$\frac{d}{dt}[SoC(t)] = -\frac{1}{\eta_d} \frac{P_{bess}(t)}{\overline{E_B}}, \quad \text{se } (P_{bess} > 0) \quad (4.31)$$

$$\frac{d}{dt}[SoC(t)] = -\frac{\eta_c P_{bess}(t)}{\overline{E_B}}, \quad \text{se } (P_{bess} < 0) \quad (4.32)$$

Sabendo-se que:

$$E_B(t) = \int_0^t P_{bess}(t)dt + E_B(0) \quad (4.33)$$

ou

$$E_B(t) - E_B(0) = \int_0^t P_{bess}(t)dt \quad (4.34)$$

onde:

$E_B(t)$ é a energia armazenada na bateria;

$E_B(0)$ é a energia inicial armazenada na bateria;

$P_{bess}(t)$ é a potência instantânea descarregada pelo BESS;

O desenvolvimento que se segue considera a bateria alimentando o sistema $P_{bess}(t) > 0$:

$$\int_0^{SoC} d[SoC(t)] = -\frac{1}{\eta_d \overline{E_B}} \int_0^t P_{bess}(t)dt \quad (4.35)$$

$$SoC(t) = -\frac{1}{\eta_d \overline{E_B}} (E_B(t) - E_B(0)) \quad (4.36)$$

$$SoC(t) = \frac{1}{\eta_d \overline{E_B}} E_B(0) - \frac{1}{\eta_d \overline{E_B}} E_B(t) \quad (4.37)$$

$$SoC(t) = SoC(0) - \frac{1}{\eta_d \overline{E_B}} E_B(t) \quad (4.38)$$

Similarmente, no caso em que $P_{bess}(t) < 0$:

$$SoC(t) = SoC(0) + \frac{\eta_c}{E_B} E_B(t) \quad (4.39)$$

Os modelos em tempo contínuo de evolução do SoC desenvolvidos acima serão utilizados, juntamente com o modelo de resposta temporal dos BESS da Seção 4.6, nas análises quantitativas a serem apresentadas e discutidas no Capítulo 5.

4.8 CONCLUSÕES

Com o interesse crescente no uso de baterias para diversas finalidades, as tecnologias de armazenamento em baterias tornaram-se diversificadas. Este capítulo apresenta as tecnologias mais comuns, assim como as razões da escolha de um sistema formado por baterias de íons de lítio.

No capítulo também são desenvolvidos os modelos de resposta temporal da bateria a sinais de controle externos e de evolução do estado de carga dos BESS. Ambos são importantes para as análises dos efeitos dos BESS no controle de frequência, a serem abordadas nos capítulos seguintes.

5 CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE MICRORREDES EM MODO ISOLADO

5.1 INTRODUÇÃO

Desvios de frequência e magnitude de tensão são indicadores importantes do nível de qualidade do suprimento de energia elétrica no sistema. Quando conectada ao sistema de distribuição, o controle de frequência da microrrede é efetuado somente pela rede principal, enquanto o controle de tensão pode ser realizado localmente, como explanado no Capítulo 3, Seção 3.4.2.

Todavia, em modo isolado a microrrede perde as referências de tensão e frequência estabelecidas anteriormente no modo de operação interligada pela rede principal. Por conseguinte, o controle local de tensão e frequência torna-se essencial para manter a qualidade do suprimento de energia elétrica.

A combinação de diferentes fontes geradoras, tais como: fontes renováveis, bancos de baterias e geradores convencionais, faz o controle de frequência das microrredes operando em modo isolado ter características peculiares, tornando seu estudo instigante. À vista disto, opta-se nessa dissertação por dar enfoque ao controle de frequência. O controle de tensão é igualmente importante e, a despeito de já ter sido bastante abordado na literatura [BAHRAMIPANAH et al., 2014], [BAHRAMIPANAH et al., 2015] e [BAHRAMIPANAH et al., 2016], ainda carece de investigações adicionais, as quais se pretendem empreender em estudos futuros.

Nas microrredes atuando em modo isolado, o controle de frequência pode ser significativamente afetado devido à baixa constante de inércia equivalente dos seus geradores síncronos convencionais. Diferentes estratégias de controle de frequência para microrredes operando em modo isolado são apresentadas neste capítulo, incluindo desde as mais consolidadas, como os controles primário e secundário, até estratégias menos convencionais via sistemas armazenadores de energia.

Nas seções seguintes, será formulado o problema de controle de frequência de uma microrrede de corrente alternada. Será suposto que compõem a microrrede: geradores síncronos convencionais, geração fotovoltaica, sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) e as cargas a serem alimentadas.

As estratégias de controle de frequência propostas emulam aquelas adotadas em sistemas de potência de grande porte, e portanto o

controle é efetuado em dois níveis. O primeiro nível corresponde ao controle primário, e é executado localmente junto às fontes geradoras controláveis (geradores convencionais e BESS). Como o controle primário, por si só, não elimina o erro de frequência, contempla-se ainda um segundo nível de controle, que é centralizado e similar ao Controle Automático de Geração de sistemas de potência de grande porte [KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994]. Considera-se que, em ambiente de microrrede, este controle suplementar deve ser implementado no Controlador Central da Microrrede (MGCC).

5.2 ESTRATÉGIA DE CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA (MODO ISOLADO)

Em sistemas de potência de grande porte, o controle primário de frequência de unidades geradoras é realizado por meio dos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras. Sua função é controlar o torque mecânico da turbina com o objetivo de limitar a variação de frequência quando há desequilíbrio entre carga e geração. A resposta ao controle primário ocorre nos primeiros segundos após a perturbação no sistema.

Na operação de sistemas de potência, e também no caso especial de microrredes, muitas cargas exigem a manutenção de variações de frequência dentro de limites estreitos. Visto que, a variação de frequência é uma medida do balanço de potência ativa do sistema, o propósito do controle primário é manter o equilíbrio entre ageração e a carga. As equações dinâmicas que representam o balanço de potência do sistema são apresentadas a seguir, na Subseção 5.2.1.

5.2.1 Balanço de Potência Geração-Carga de uma Microrrede

Para o cálculo do balanço de potência partimos do princípio físico segundo o qual desequilíbrios nos torques aplicados à inércia das máquinas geram desvios de frequência. Quanto menor a inércia das máquinas, maior será a excursão de frequência [FOUAD; VITTAL, 1991]:

$$J \frac{d}{dt}(\Delta\omega) = \sum \tau_{mec} - \tau_L \quad (5.1)$$

Na Equação (5.1), $\sum \tau_{mec}$ é o somatório dos torques das unidades geradoras do sistema, τ_L é o torque da carga, J o momento de inércia e ω a velocidade angular, todas expressas em unidades compatíveis. A variação $\Delta\omega$, em *rad/s*, é proporcional ao desvio de frequência em *Hertz*.

Definindo-se a potência P correspondente a ação de um torque (τ) sobre um corpo que gira com velocidade angular ω [FOUAD; VITTAL, 1991]:

$$P = \tau \cdot \omega \quad (5.2)$$

e supondo que as variações de velocidade em relação ao seu valor nominal são pequenas a ponto de poderem ser desprezadas na Equação (5.2), a Equação (5.1) pode ser expressa em termos das potências das unidades geradoras, P_{mec} , e da carga, P_L , multiplicando-a pela velocidade síncrona ω_s :

$$J\omega_s \frac{d}{dt}(\Delta\omega) = \sum P_{mec} - P_L \quad (5.3)$$

Dividindo pela potência base (P_{base}), as potências passam a ser expressas em *p.u.*:

$$\frac{J\omega_s}{P_{base}} \frac{d}{dt}(\Delta\omega) = \sum P_{mec,pu} - P_{L,pu} \quad (5.4)$$

Considerando adicionalmente que a constante de inércia H é definida como [FOUAD; VITTAL, 1991]:

$$H \doteq \frac{\frac{1}{2}J\omega_s^2}{P_{base}} \quad (5.5)$$

e que portanto:

$$\frac{J\omega_s}{P_{base}} = \frac{2H}{\omega_s} \quad (5.6)$$

a Equação (5.4), pode ser escrita como:

$$2H \frac{d}{dt} \frac{\Delta\omega}{\omega_s} = \sum P_{mec,pu} - P_{L,pu} \quad (5.7)$$

Definindo-se [FOUAD; VITTAL, 1991]:

$$\Delta\omega_{pu} \doteq \frac{\Delta\omega}{\omega_s} \quad (5.8)$$

e

$$M = 2H \quad (5.9)$$

a equação de balanço de potência da microrrede em p.u. é dada por:

$$M \frac{d}{dt} \Delta\omega_{pu} = \sum P_{mec,pu} - P_{L,pu} \quad (5.10)$$

Como já mencionado, supõe-se nesta dissertação que a microrrede é composta por uma geração convencional, prevalente no sistema e conectada sincronamente à rede; uma fonte renovável; um sistema de armazenamento em baterias; e uma carga variável no tempo. Para levar em conta esta multiplicidade de fontes geradoras, a Equação (5.10) pode ser generalizada como:

$$M \frac{d}{dt} \Delta\omega_{pu} = (P_{G,pu} + P_{bess,pu} + P_{PV,pu} - P_{L,pu}) \quad (5.11)$$

onde P_{mec} , P_{bess} , P_{PV} e P_L são as potências da fonte convencional, do BESS, da fonte renovável e da carga, respectivamente.

Aplicando-se a transformada de Laplace à Equação (5.11), sob a hipótese de condições iniciais nulas, é possível expressar a equação de balanço de potência da microrrede no domínio da frequência como:

$$\Delta\omega = \frac{1}{Ms} (P_{G,pu} + P_{bess,pu} + P_{PV,pu} - P_{L,pu}) \quad (5.12)$$

Na microrrede proposta apenas o gerador convencional e o BESS exercem algum tipo de controle no sistema. A participação destes componentes no controle primário de frequência depende do ajuste dos estatismos (*droops*) R_i associados às fontes controláveis, conforme explicado em maiores detalhes na próxima subseção.

5.2.2 Estatismos

Na operação isolada de microrredes, as fontes geradoras controláveis devem variar sua geração em resposta às variações de carga, para restabelecer o equilíbrio entre potência gerada e potência da demanda. Quando este controle local é implementado mediante ganhos de realimentação conhecidos como estatismos, utilizando a variação de frequência como variável indicadora de desequilíbrios, este objetivo é alcançado, embora resultando em erros de frequência ao fim das ações de controle. Caso a frequência sofra uma redução (aumento) em função de um aumento (redução) de carga, a fonte deverá aumentar (diminuir)

sua geração de potência ativa, como pode ser visto na Figura 19 [RESE, 2012].

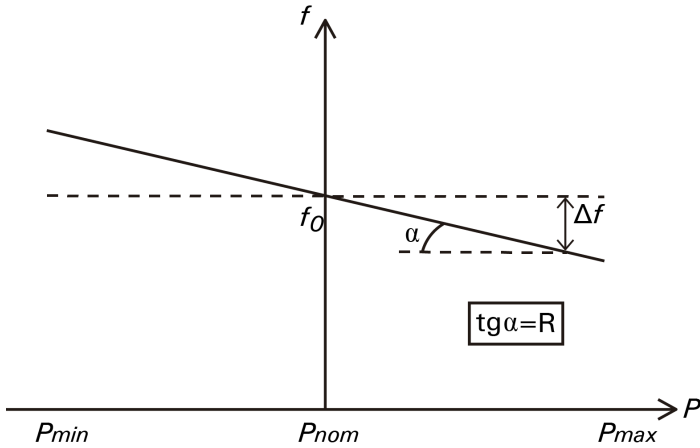


Figura 19 – Característica de Frequência × Potência Ativa Gerada,

Conforme indicado na Figura 19, o estatismo, representado como R , determina a inclinação da característica frequência × potência gerada.

A prática usual em sistemas de potência de grande porte é estabelecer um mesmo valor de estatismo em *p.u.* (ou %) para todas as fontes [MOON et al., 2017], [TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011]. Como a base de potência utilizada para cada fonte individual é usualmente a sua potência nominal, esta prática garante que cada gerador participará do suprimento de variações de carga na proporção de sua capacidade em relação à capacidade total de geração do sistema. O mesmo procedimento pode ser adotado em microrredes, no caso particular em que uma das fontes é um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS).

Para operacionalizar o procedimento, é necessário lembrar que, face a mudanças de base de potência, o valor do inverso do estatismo deve ser recalculado de acordo com a seguinte expressão [VIEIRA FILHO, 1984]:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{nova\ base} = \left(\frac{1}{R}\right)_{base\ orig} \times \frac{base\ orig}{nova\ base} \quad (5.13)$$

onde *base orig* é a potência nominal da fonte geradora específica e *nova base* é a base comum escolhida para o conjunto das fontes geradoras.

Sejam:

- R_0 o valor comum do estatismo em *p.u.* adotado para todas as fontes geradoras (que podem incluir BESS);
- R_G (R_{bess}) o valor do estatismo da geração convencional (do BESS) expressos na base de potência comum definida para o sistema elétrico;
- S_G capacidade em *kW* da geração convencional, composta por geradores síncronos;
- S_{bess} capacidade em *kW* do BESS.

Considere que a base comum de potência adotada para o sistema em questão é dada por

$$S_{base} = S_G + S_{bess} \quad (5.14)$$

Para implementação do controle primário, os estatismos (ou, equivalentemente, os seus inversos) devem ser todos expressos na base comum. Portanto, usando (5.13), teremos:

- Para a geração convencional:

$$\left(\frac{1}{R_G}\right) = \left(\frac{1}{R_0}\right) \times \frac{S_G}{S_G + S_{bess}} \quad (5.15)$$

- Para o BESS:

$$\left(\frac{1}{R_{bess}}\right) = \left(\frac{1}{R_0}\right) \times \frac{S_{bess}}{S_G + S_{bess}} \quad (5.16)$$

Analisando as Equações (5.15) e (5.16) vê-se claramente que os valores calculados para os ganhos $1/R$ são proporcionais às capacidades das respectivas fontes geradoras. Portanto, como na microrrede considerada nesta dissertação a capacidade do BESS é significativamente menor que a da geração convencional, temos que:

$$\frac{1}{R_{bess}} \ll \frac{1}{R_G} \quad (5.17)$$

5.2.3 Controle primário de frequência exercido pela geração convencional

Ao contrário do que ocorre no modo interligado, no modo isolado não há uma grande fonte geradora externa para absorver totalmente as variações de carga, sendo necessário que o controle de frequência seja realizado localmente, pelas fontes da microrrede. A microrrede proposta nesta dissertação possui um gerador convencional acionado por turbina a vapor de pequeno porte, sem reaquecimento, que pode ser representada por uma função de transferência de primeira ordem [KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994], [ELGERD, 1982]:

$$F_T(s) = \frac{K_T}{1 + sT_T} \quad (5.18)$$

onde T_T representa a constante de tempo da turbina, que será da ordem de segundos, e K_T é o ganho da malha de controle de frequência. Considera-se, sem perda de generalidade, que a resposta do regulador de velocidade da turbina é praticamente instantânea face ao valor de T_T .

Com base nos equacionamentos apresentados nas subseções anteriores e na Equação (5.18), que representa o modelo da turbina a vapor sem reaquecimento, a malha de controle primário de velocidade do gerador convencional da microrrede é representada na Figura 20, enquanto que a potência gerada pela turbina, P_G , é dada pela Equação (5.19).

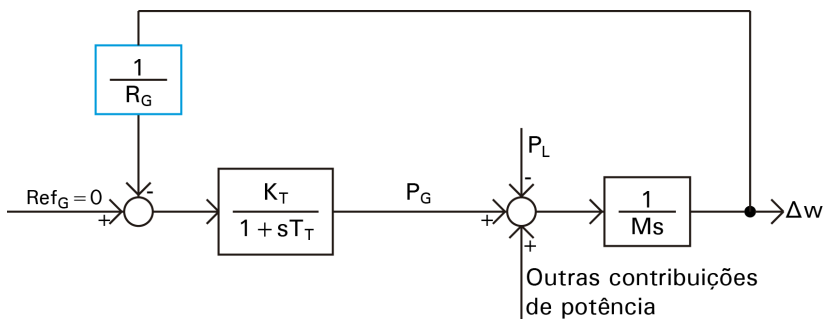


Figura 20 – Diagrama de Blocos do Controle Primário do Gerador Convencional da Microrrede.

$$P_G(s) = -\frac{1}{R_G} \frac{K_T}{1 + sT_T} \Delta\omega \quad (5.19)$$

Na Equação (5.19), P_G está expressa em p.u. na base de potência comum da microrrede e $\Delta\omega$ está expressa em p.u. da velocidade nominal do gerador convencional.

5.2.4 Controle primário do BESS

O objetivo do controle do BESS é complementar o controle de frequência exercido pela fonte de geração convencional, a fim de reduzir ainda mais o desvio de frequência. Seu foco é realizar um ajuste fino pois, devido à sua característica de resposta rápida, o BESS tem o potencial de eliminar as oscilações de frequência mais altas (*ripples*) da frequência elétrica da microrrede (em torno do valor de regime próximo a 60 Hz). De maneira análoga à fonte convencional apresentada na subseção anterior, a Equação (5.20) descreve a ação do controle primário do BESS, em concordância com o Diagrama da Figura 16:

$$P_A(s) = -\frac{1}{R_{bess}} \frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} \Delta\omega \quad (5.20)$$

onde:

$$\frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} \quad (5.21)$$

é o modelo dinâmico da resposta da bateria, conforme descrito no Capítulo 4.

A saída do controle primário do BESS ainda passa por mais um bloco antes de formar a potência de saída do BESS, P_{bess} . Isto ocorre uma vez que, além do controle primário de frequência, o BESS está sujeito a uma segunda estratégia de controle através do deslocamento (*offset*) de seu sinal de controle. Essa estratégia será apresentada em mais detalhes na Seção 5.3.

A Figura 21 representa todo o controle primário da microrrede, exercido pela geração convencional e pelo BESS.

5.3 CONTROLE DO OFFSET

Por seu baixo tempo de resposta, o BESS pode fornecer à microrrede uma rápida resposta para controle de frequência, como discutido na Seção 5.2.4. Todavia, por ser uma fonte com capacidade de energia

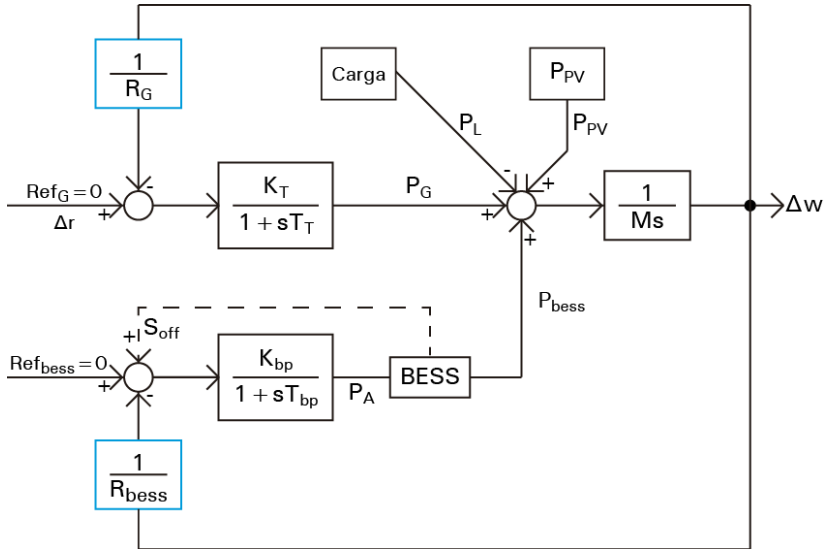


Figura 21 – Diagrama de Blocos do Controle Primário da Microrrede.

limitada, o BESS não consegue fornecer potência ininterruptamente. Para manter o estado de carga (SoC) da bateria tanto quanto possível dentro de sua faixa de variação ideal (Seção 4.7), e por conseguinte, melhorar a habilidade da bateria em fornecer controle rápido de frequência, um sinal de controle dependente do tempo, denominado sinal de *offset*, S_{off} , é inserido para influenciar a resposta da bateria [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013].

O objetivo da imposição do *offset* é aproveitar da melhor maneira possível a resposta rápida da bateria e ao mesmo tempo poupar o consumo de sua energia. Isto é conseguido alocando-a para responder principalmente às oscilações rápidas de frequência, deixando para as fontes convencionais a maior participação, em termos de potência fornecida, no seguimento das variações de carga. O efeito do S_{off} é portanto aliviar (intensificar) a participação da bateria, quando o estado de carga está próximo do seu limite mínimo (máximo). Este efeito é compensado pela ação da planta convencional mais lenta, que modifica seu ponto de operação na direção oposta [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013].

De forma implícita no bloco BESS dos diagramas de bloco das Figuras 16, 21 e 24, são realizados tanto a monitoração do SoC, de

acordo com o exposto na Seção 4.7, como o cálculo do sinal de *offset*, conforme apresentado no fluxograma da Figura 23.

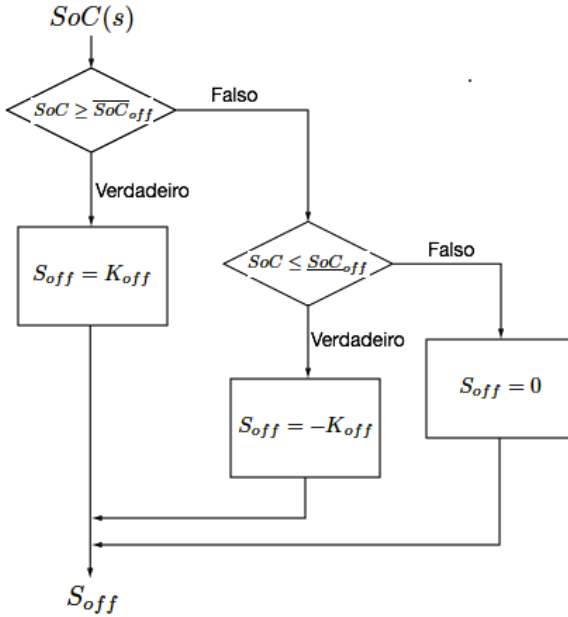


Figura 22 – Fluxograma Funcionamento do *Offset*.

Na Figura 22 podemos observar que o sinal S_{off} é formado por uma sucessão de degraus de amplitude $\pm K_{off}$. Estes degraus são ativados de acordo com a evolução temporal dos valores do SoC . Para operacionalizar a estratégia de imposição do *offset*, são estabelecidos valores limites superior e inferior adicionais para o SoC , \overline{SoC}_{off} e \underline{SoC}_{off} respectivamente, a partir dos quais o *offset* age sobre o sistema. Estes limites são definidos de tal modo a serem alcançados antes dos limites físicos reais, isto é, $\overline{SoC}_{off} < \overline{SoC}$ e $\underline{SoC}_{off} > \underline{SoC}$.

Quando o SoC evolui monotonicamente no sentido de atingir seu limite mínimo \underline{SoC} ou máximo \overline{SoC} (Seção 4.7), os respectivos valores de SoC_{off} são previamente atingidos, e o sinal do *offset* faz com que a potência entregue pela bateria à microrrede diminua ou aumente, respectivamente. Em consequência, a taxa de variação do SoC será reduzida quando $SoC < \underline{SoC}_{off}$ e acentuada quando $SoC > \overline{SoC}_{off}$. Considerando a ação do sinal de *offset*, a potência fornecida/consumida

mida pelo BESS, P_{bess} , pode então ser decomposta em dois termos: um deles corresponde à potência que seria fornecida em resposta apenas às variações da frequência da microrrede (isto é, sem *offset*), P_A , enquanto que o outro, P_{off} , se deve apenas ao efeito do sinal de *offset* S_{off} [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013]:

$$P_{bess}(s) = P_A(s) + P_{off}(s) \quad (5.22)$$

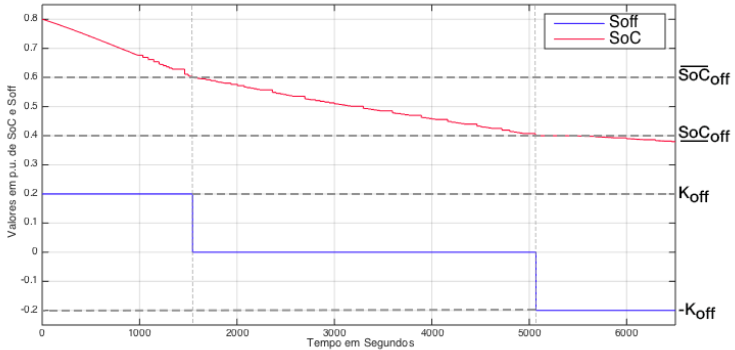


Figura 23 – Exemplo de Funcionamento do *Offset*, Valores em p.u. de SoC e de $S_{off} \times$ tempo em segundos.

A Figura 23 representa a evolução do estado de carga do BESS e do sinal do *offset* ao longo do tempo. Pode-se observar que, conforme demonstrado no fluxograma da Figura 22, quando o SoC está entre os limites $\underline{SoC}_{off} < SoC < \overline{SoC}_{off}$, o controle do *offset* não atua, isto é, $S_{off} = 0$. Quando o SoC está acima do \overline{SoC}_{off} , o sinal de *offset*, S_{off} , assume o valor $+K_{off}$. Por fim, nos momentos que o SoC está abaixo do \underline{SoC}_{off} , $S_{off} = -K_{off}$. Nesta simulação assume-se que: $\overline{SoC}_{off} = 0,6$; $\underline{SoC}_{off} = 0,4$ e $K_{off} = 0,2$. A influência do S_{off} na potência fornecida pelo BESS será analisada com mais detalhes nas simulações do Capítulo 6.

5.4 PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS

As fontes renováveis, e as fotovoltaicas em especial, apresentam geração intermitente, já que sua geração varia de acordo com a in-

cidência de radiação solar. Neste trabalho, considera-se que a geração fotovoltaica é não-controlável, sendo portanto integralmente aproveitada para participar do suprimento da carga. Os motivos que levaram a essa escolha são:

- Maior dificuldade de controle, por sua natureza intermitente;
- Existência do BESS, que pode armazenar parte da geração produzida pela fonte PV, no caso da geração PV ser maior que a carga total da microrrede.

O perfil de geração PV é baseado em curvas típicas de geração de painéis fotovoltaicos instalados no sul do Brasil [LENERGY, 05 de maio de 2017], seu dimensionamento foi realizado com base em microrredes reais já em funcionamento [DOE, 2017]. O período de simulação é de seis horas, das 15h às 21h, e os patamares de geração fotovoltaica de quinze minutos. Maiores detalhes sobre o perfil da geração fotovoltaica são exibidos na Seção 6.2 do Capítulo 6, na qual o sistema-teste é descrito.

5.5 PERFIL DE CARGA

O perfil de carga do sistema proposto é realístico, baseado em microrredes reais em funcionamento [DOE, 2017]. O período de simulação é o mesmo da geração PV, de seis horas, e os patamares de carga de quinze minutos.

Considera-se que a carga é insensível à frequência e não está sujeita a nenhum tipo de ação de controle em resposta às variações de frequência (isto é, não há atividade de gerenciamento de carga). Essas considerações não afetam a validade dos resultados apresentados no Capítulo 6, uma vez que o controle de carga certamente contribuiria para melhorar ainda mais o comportamento da frequência da microrrede.

O gráfico do perfil de carga é apresentado na Seção 6.2 do Capítulo 6, na qual o mesmo é descrito em detalhes.

5.6 CONTROLE SECUNDÁRIO

Como descrito na Seção 5.2, a regulação primária estabelece o balanço de potência ativa, compensando um aumento (decremento) de carga com um aumento (decremento) de geração. Entretanto, o balanço

de potência ocorre às custas de uma queda (aumento) da frequência do sistema. Dessa forma, é necessário um controle adicional que restaure a frequência ao seu valor nominal.

Em microrredes operando em modo isolado, o controle secundário é realizado pelo Controle Central da Microrrede, MGCC. As atribuições do MGCC foram detalhadas no Capítulo 3 Seção 3.4.1. Considera-se neste trabalho que, à semelhança de sistemas de potência de grande porte, o Controle Secundário é realizado através de um controle integral [ELGERD, 1982], Equação (5.23).

Em sistemas de potência de grande porte, o sinal injetado no bloco integrador é definido como Erro do Controle de Área (ECA) e corresponde ao conjunto de grandezas cujo desvio deve ser anulado em regime permanente. No caso particular de uma microrrede isolada, a entrada do controlador é o desvio de frequência resultante da atuação do controle primário, conforme explicitado na Equação (5.23).

$$\Delta r = -K_I \int_0^t \Delta \omega dt \quad (5.23)$$

No domínio da frequência:

$$\Delta r = -\frac{K_I}{s} \Delta \omega \quad (5.24)$$

O tempo de atuação do controle secundário depende do valor do ganho do integrador K_I , devendo ser entretanto significativamente maior do que o tempo de resposta do controle primário.

Neste trabalho, considera-se que o controle secundário é aplicado tanto ao gerador convencional quanto ao BESS, conforme representado no diagrama de blocos do sistema incluindo o controle secundário da Figura 24. Os respectivos deslocamentos das referências do controle secundário são portanto dados por:

$$\Delta r = -\frac{K_{I,G}}{s} \Delta \omega \quad (5.25)$$

$$\Delta r = -\frac{K_{I,bess}}{s} \Delta \omega \quad (5.26)$$

Apenas quando o sistema atinge o equilíbrio, isto é, $ECA = \Delta \omega = 0$, o controle secundário cessa. Na prática, como os degraus de carga são sucessivos, o sistema estará sempre em busca do regime permanente, sem contudo o alcançar.

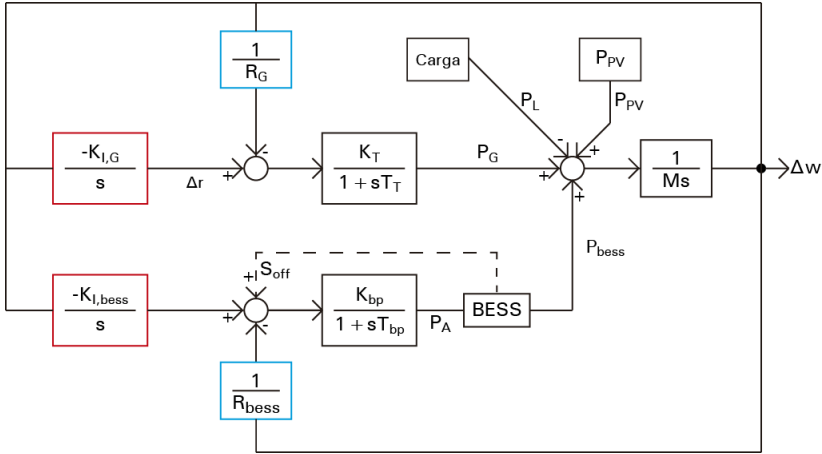


Figura 24 – Diagrama de Blocos do Controle Primário e Secundário da Microrrede.

5.7 CONCLUSÕES

Esse capítulo retrata as características dos controles de frequência para microrredes operando em modo isolado. Os controles primário e secundário, exercidos pela fonte de geração convencional e pelo BESS, são descritos detalhadamente. Para melhor entendimento da ação do controle primário, o cálculo do balanço de potência do sistema e dos estatismos são apresentados.

Têm-se a expectativa de que o BESS, por ter uma resposta a perturbações mais rápida que o gerador convencional, é responsável pela resposta rápida do sistema, reduzindo os *ripples* de frequência. Já a fonte de geração convencional, por ser prevalente no sistema, assume a maior parte do esforço de controle de frequência. Uma estratégia acessória de imposição do *Offset* busca assegurar que o estado de carga da bateria se mantenha dentro de níveis favoráveis ao seu funcionamento.

Em resumo, as ações de controle sobre o BESS propostas nesta dissertação apresentam dois objetivos distintos: o primeiro busca melhorar o aproveitamento da bateria, com base na monitoração do SoC, como exposto no Capítulo 4, e o segundo é o controle de frequência do sistema detalhado neste capítulo.

Por fim, o capítulo também descreve perfis típicos de potência gerada pela fonte PV e de carga consumida pela microrrede, a serem utilizados nas simulações do Capítulo 6.

6 SIMULAÇÕES/ESTUDOS DE CASO

6.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo visa avaliar o desempenho das estratégias de controle de frequência propostas, através de simulações realizadas na plataforma Simulink, e validar os conceitos abordados ao longo do trabalho. Para isto é adotado como sistema-teste uma microrrede realística, trifásica e operando em corrente alternada, sintetizada pela autora. Sua estrutura é baseada em microrredes reais em funcionamento em todo o mundo, apresentadas pelo *Global Energy Storage Database*(DOE) [DOE, 2017]. As fontes geradoras que a compõem são um conjunto de painéis fotovoltaicos, um sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio e um gerador síncrono, além dos inversores e controladores a elas associados. Considera-se também um perfil de carga da microrrede variável no tempo ao longo de seis horas, sendo tal perfil discretizado em patamares de carga constante de 15 minutos de duração.

O objetivo dos controladores propostos nesta dissertação é exclusivamente o controle de frequência. As estratégias de controle, conforme descritas no Capítulo 5, são os controles primário e secundário atuando tanto no gerador síncrono como no BESS, e o controle acessório via sinal de *Offset* exercido sobre o sistema de armazenamento.

Os estudos de caso propostos analisam a ação dos controladores, tanto individualmente, quanto na forma de diversas combinações de ações de controle de controle, com objetivo de mensurar a influência de cada umas das estratégias na microrrede-teste operando em modo isolado. Também são avaliados o comportamento do sistema e a eficiência dos controladores quando grandes perturbações ocorrem, tais como a desconexão não programada da microrrede em relação à rede de distribuição de energia.

6.2 SISTEMA-TESTE

A microrrede proposta é composta de um conjunto de painéis fotovoltaicos, um sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio e um gerador síncrono, como pode-se observar no diagrama unifilar do sistema teste representado na Figura 25. A frequência de referência é fixada em 60 Hz. Todos os valores das simulações estão em p.u.

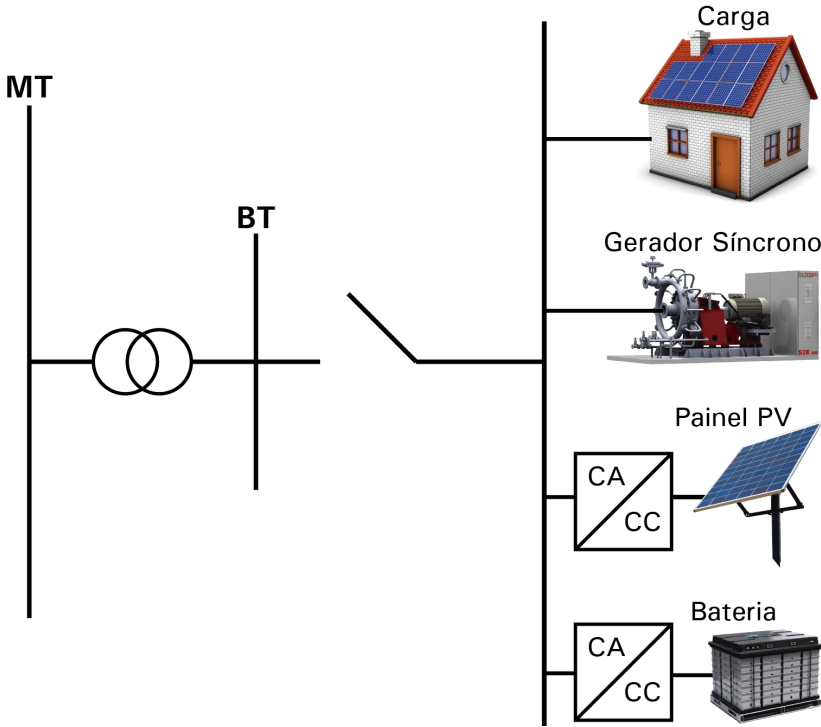


Figura 25 – Diagrama Unifilar da Microrrede Proposta.

A microrrede pode operar conectada ou isolada da rede de distribuição principal. Entretanto, uma vez que o objetivo do trabalho é o controle de frequência, as simulações serão realizadas considerando a microrrede operando em modo isolado. As exceções são as simulações das subseções 6.7.1 e 6.7.2, nas quais inicialmente a microrrede está conectada à rede de distribuição pois, nesses casos o objetivo é simular o comportamento do sistema no momento em que uma falta ocorre e temos uma desconexão abrupta da microrrede.

Dado que as modelagens dos elementos que compõe o sistema-teste estão descritas nos Capítulos 4 e 5, o objetivo das subseções seguintes é mostrar com mais detalhes as particularidades e os valores usados no sistema-teste. São apresentados valores dos parâmetros utilizados na modelagem do gerador convencional e do BESS, assim como nos seus controladores primário e secundário. O perfil de carga e de

geração PV são também descritos detalhadamente.

6.2.1 Parâmetros dos Modelos do Gerador Convencional e do BESS

O BESS, composto por um conjunto de baterias de íons de lítio, e o gerador convencional, acionado por motor a diesel ou turbina a vapor de pequeno porte sem reaquecimento, têm seus modelos representados por funções de transferência de primeira ordem. Estas funções são apresentadas nas Equações (4.24) e (5.18), respectivamente, e reescritas aqui com os valores adotados para cada uma de suas variáveis.

Para um gerador operando a uma velocidade constante, temos uma proporcionalidade direta entre a potência e a saída estática resultante [ELGERD, 1982]. Por praticidade, considera-se então, sem perda de generalidade que, os valores dos ganhos K_T e K_{bp} , do gerador convencional e da bateria, respectivamente, serão unitários, conforme pode ser visto nas Equações (6.1) e (6.2).

$$F_{bess}(s) = \frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} = \frac{1}{1 + 0,5s} \quad (6.1)$$

$$F_T(s) = \frac{K_T}{1 + sT_T} = \frac{1}{1 + 10s} \quad (6.2)$$

Pelas características dos sistemas armazenadores de energia, o valor da constante de tempo do BESS, T_{bp} , é significantemente menor que a constante de tempo da turbina a vapor, T_T . Com base em valores realísticos [KOTTICK; BLAU; EDELSTEIN, 1993], neste sistema-teste optou-se por utilizar $T_T = 10$ e $T_{bp} = 0,5$. Isto significa que o tempo de resposta da bateria é 20 vezes menor que o da turbina a vapor.

A capacidade do BESS e do gerador convencional foram dimensionadas de acordo com microrredes já existentes, que possuem a configuração semelhante ao sistema-teste sintetizado para esta dissertação [DOE, 2017]. Sendo assim a capacidade do BESS é de 320kW e do gerador convencional 1000 kW. A energia específica do BESS, que indica a quantidade de energia elétrica que uma célula ou bateria pode armazenar [FÁTIMA et al., 2012], é 800 kWh, o que significa que o BESS pode fornecer 320 kW de energia por 2 horas e 30 minutos.

Os dados utilizados no BESS são bem conservadores, uma vez que já há no mercado baterias com maior capacidade instaladas em microrredes de porte semelhante à apresentada nesta dissertação [DOE,

2017]. Entretanto, como consideramos um intervalo de tempo de 6 horas, as especificações escolhidas mostram-se mais adequadas à análise do funcionamento do BESS e dos controles aplicados.

6.2.2 Perfil da Geração Fotovoltaica

Considera-se que a geração fotovoltaica utilizada no sistema-teste deste trabalho não é controlável. O perfil de geração em p.u. de KW é baseado em curvas típicas de geração de painéis fotovoltaicos e pode ser observado na Figura 26.

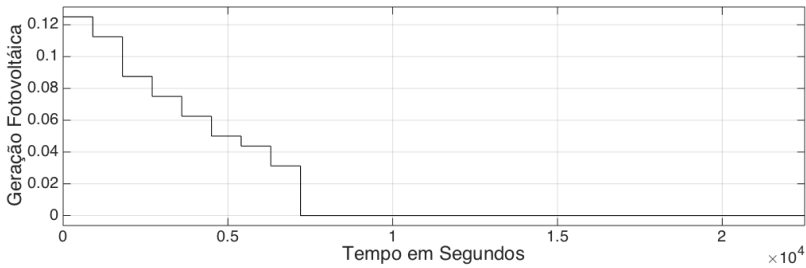


Figura 26 – Perfil da Geração Fotovoltaica no Outono, em p.u. (kW) \times tempo em segundos

Conforme indicado na Figura 26, o período de simulação é de seis horas, das 16h (correspondente a $t = 0$ no gráfico da Figura 26 e das figuras expostas neste capítulo) às 22h (correspondente a $t = 22.500$ segundos no gráfico), e os patamares de geração fotovoltaica de quinze minutos. Evidentemente há produção de energia solar apenas no período de insolação, e portanto após o sol se pôr, aproximadamente as 18h (correspondente a $t = 7.200$ segundos no gráfico), a geração PV torna-se nula.

6.2.3 Perfil de Carga

O perfil de carga do sistema-teste, baseado em microrredes reais em funcionamento [DOE, 2017], está representado na Figura 27.

Pode-se observar que, da mesma forma que a geração fotovoltaica, o período de simulação é de seis horas e os patamares de carga são de quinze minutos. Optou-se por simular o intervalo das 16h às 22h,

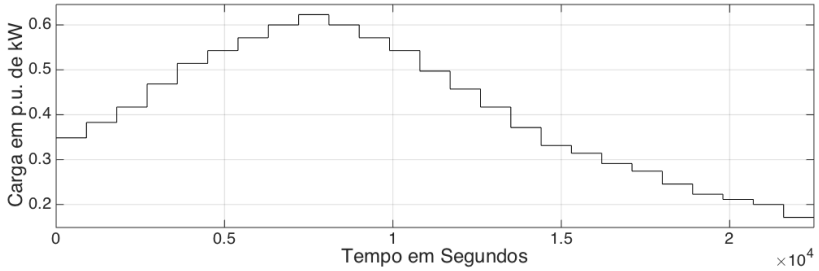


Figura 27 – Perfil de carga da microrrede, em p.u. (kW) \times tempo em segundos.

pois engloba um pico de carga às 18h e um período de baixo consumo a partir das 20h30.

6.3 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE FREQUÊNCIA

6.3.1 Controle Primário

Quanto menor a inércia das máquinas ($2H = M$), apresentada na Equação (5.10), deve-se esperar que maior seja a excursão de frequência. Na base da geração convencional, o valor da constante de inércia H das massas girantes do gerador convencional é considerado igual à 2 segundos [FOUAD; VITTAL, 1991]. Como este valor é referido à potência nominal do gerador convencional, é necessário realizar uma mudança de bases, já que a potência base para o sistema por unidade adotada neste trabalho é a capacidade total de geração da microrrede, isto é, o somatório das potências de todas as fontes da microrrede.

$$P_{sist} = P_G + P_{PV} + P_{bess} \quad (6.3)$$

onde P_G , P_{PV} e P_L são as potências nominais, da fonte convencional, da fonte renovável e do sistema de armazenamento por baterias, respectivamente. P_{sist} é a potência total da microrrede. Assim considerando a base da geração convencional igual a 1000 kW e $H_{conv} = 2$ segundos [FOUAD; VITTAL, 1991], o valor do coeficiente de inércia na base do sistema será:

$$H_{sist} = H_{conv} \frac{P_{conv}}{P_{sist}} = 2 \times \frac{1000}{1600} = 1,25 \quad (6.4)$$

Em consequência, o valor do coeficiente $M = 2H_{sist}$ utilizado nas análises deste capítulo é igual a 2,5 segundos.

Os valores típicos de estatismo variam normalmente de 3 à 5%, na base da máquina ou outro equipamento utilizado para o controle de frequência. Os valores dos estatismos do BESS e do gerador convencional foram escolhidos iguais a 5%. Por ser de maior porte, o gerador convencional possui maior influência no comportamento do sistema [ABREU, 2009]. Expressando os estatismo do BESS, R_{bess} , e do gerador convencional, R_G , na base do sistema, tem-se:

$$\frac{1}{R_{bess}} = \frac{1}{R} \frac{P_{bess}}{P_{sist}} = \frac{1}{0,05} \times \frac{320}{1600} = 4 \quad (6.5)$$

$$\frac{1}{R_G} = \frac{1}{R} \frac{P_{conv}}{P_{sist}} = \frac{1}{0,05} \times \frac{1000}{1600} = 12,5 \quad (6.6)$$

6.3.2 Controle Secundário

Como apresentado na Equação (5.24), o tempo de atuação do controle secundário depende do valor do ganho do integrador K_I . Em geral, espera-se que este tempo de resposta seja significativamente maior do que o tempo de resposta do controle primário [ELGERD, 1982]. Para a microrrede que constitui o sistema-teste, adota-se $K_{I,G} = 0,04$ para o ganho do integrador do gerador, e $K_{I,bess} = 0,02$ para o ganho do integrado do BESS, os quais mostram-se adequados para garantir um comportamento estável da malha de controle. Portanto:

$$-\frac{K_{I,G}}{s} = -\frac{0,04}{s} \quad (6.7)$$

$$-\frac{K_{I,bess}}{s} = -\frac{0,02}{s} \quad (6.8)$$

6.3.3 Avaliação Quantitativa da Eficácia do Controle de Frequência

Nas simulações das próximas seções o desvio de frequência é apresentado de duas maneiras distintas: o desvio de frequência momentâneo, que representa a diferença entre a frequência nominal e a

frequência atual do sistema, representado por $\Delta\omega$; e a integral do valor absoluto do desvio de frequência, INT_{DF} , adotado nesta dissertação como uma métrica de eficácia do controle de frequência e definido na Equação 6.9.

$$INT_{DF} = \int_0^T |\Delta\omega| dt \quad (6.9)$$

onde T é o tempo total da simulação.

6.4 MONITORAÇÃO DO ESTADO DE CARGA DO BESS

O sistema de carregamento/descarregamento do BESS tem como objetivo principal controlar o aporte de potência do BESS à microrrede em resposta às ações de controle de frequência, de modo a manter o desvio de frequência o menor possível, absorvendo (fornecendo) potência ativa quando a frequência está acima (abaixo) da frequência nominal. Por outro lado, o controle interno do BESS deve ainda cumprir dois propósitos complementares: regular sua taxa de carga/descarga e evitar que o SoC ultrapasse os limites ideais de operação.

As taxas de carga e descarga do BESS dependem de suas eficiências de carga, η_c , e descarga, η_d . Com base na eficiência das baterias de íons de lítio existentes [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2015] e [MÉGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013], utilizam-se neste trabalho os mesmos valores para η_d e η_c :

$$\eta_d = \eta_c = 0,9 \quad (6.10)$$

Deste modo, o estado de carga da bateria apresentado nas Equações (4.38) e (4.39) ficam:

$$SoC(t) = SoC(0) - \frac{1}{0,9E_B} E_B(t) \quad (6.11)$$

quando a bateria está descarregando, e:

$$SoC(t) = SoC(0) + \frac{0,9}{E_B} E_B(t) \quad (6.12)$$

quando a bateria está carregando.

Para evitar que o SoC ultrapasse seus limites ideais de operação, quando o SoC atinge seu limite mínimo, \underline{SoC} , o BESS deixa de fornecer

potência para o sistema. Começa então o processo de carregamento do BESS, no qual o mesmo passa a absorver potência de maneira constante até que o SoC atinja um valor pré-estabelecido, que garanta seu funcionamento de maneira eficiente. A potência necessária para o carregamento da bateria é proveniente das fontes existentes na microrrede, tanto do gerador convencional, quanto da geração PV.

6.5 ESTUDOS DE CASO CONSIDERANDO APENAS O CONTROLE PRIMÁRIO

Todos os estudos de caso realizados nesta seção levam em consideração apenas o controle primário de frequência, que atua no sentido de variar as gerações que compõe a microrrede. Diferentes situações operacionais são consideradas. O intuito é avaliar a influência de cada uma das fontes geradoras e seu respectivo controle primário no controle de frequência do sistema.

6.5.1 Caso 1 - Apenas Geração Convencional

Esta subseção mostra o sistema básico, apenas com a geração convencional, sem considerar a inserção do BESS e da fonte de energia renovável. O objetivo é obter-se um perfil do desvio de frequência para comparação com os demais casos.

O desvio de frequência apresentado, $\Delta\omega$, é a diferença, em p.u. de rad/s, entre a frequência nominal e a frequência da microrrede.

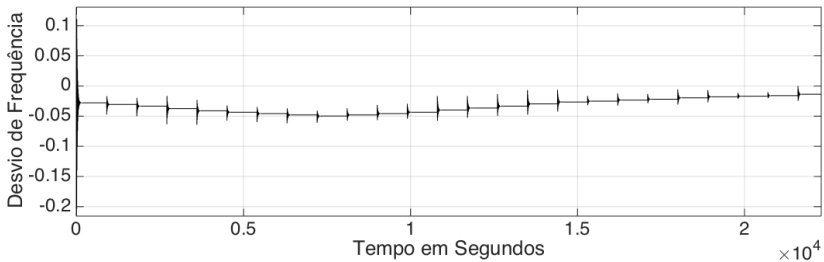


Figura 28 – Desvio de Frequência em p.u. (rad/s) \times tempo em segundos (Caso 1).

Pode-se observar um grande pico de oscilação nos segundos iniciais do sistema, na qual a amplitude pico a pico do desvio de frequência é 0,314 p.u. de rad/s. Neste primeiro caso a integral do desvio absoluto de frequência é $INT_{DF} = 734,7$.

6.5.2 Caso 2 - Geração Convencional e Geração Renovável Flutuante (PV)

As Figuras 29 e 30 a seguir, comparam os resultados do desvio de frequência quando adicionamos uma fonte fotovoltaica, cujo perfil de foi apresentado na Subseção 6.2.2, com o resultados obtidos apenas com a geração convencional, Caso 1.

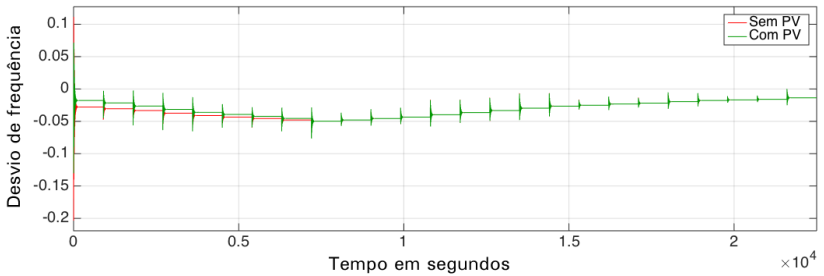


Figura 29 – Desvio de frequência em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 1 e 2).

A Figura 29 mostra a diminuição da variação do desvio de frequência durante o período em que a geração PV está atuando (parte da escala de tempo foi omitida uma vez que quando geração PV é nula o $\Delta\omega$ é igual para os casos 1 e 2).

Na Figura 30 são destacados os instantes iniciais, para melhor análise do desvio de frequência neste intervalo de tempo. Tem-se então que $\Delta\omega$ é menor que no Caso 1, e a amplitude pico a pico do desvio de frequência diminuiu para 0,201 p.u. de rad/s.

Pela Tabela 2 percebe-se que, devido a redução do desvio de frequência ao longo do período no qual a geração PV está atuando, a integral do desvio absoluto de frequência também diminuiu com a presença do PV. Isto é resultado da diminuição da carga na microrrede.

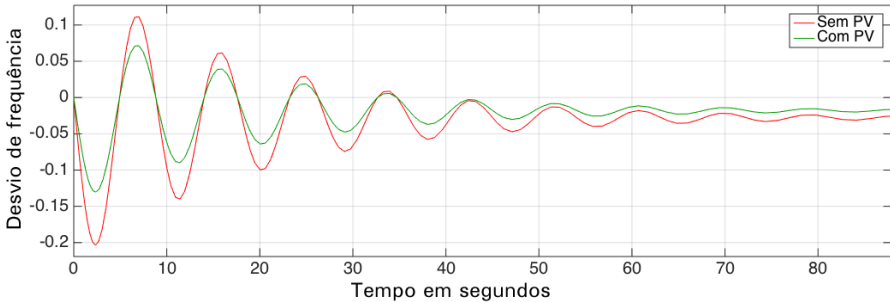


Figura 30 – Instantes Iniciais do Desvio de Frequência em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 1 e 2).

Tabela 1 – Eficácia do Controle de Frequência dos Casos 1 e 2

Caso	INT_{DF}
1- Apenas Geração Convencional	734,7
2 - Geração Convencional e PV	692,0

6.5.3 Caso 3 - Geração Convencional, Geração Renovável Flutuante (PV) e BESS

Nesta subseção estão presentes todos os elementos da microrrede. Para analisar as consequências do acréscimo do BESS no controle de frequência, primeiramente seu comportamento no sistema é apresentado.

Na Figura 31 estão representados o estado de carga do BESS (em azul) e a potência inserida no sistema pelo BESS (em laranja). O gerenciamento da carga e descarga do BESS é realizado através da análise do seu estado de carga. Quando o SoC atinge um valor muito baixo (aqui considerado igual a 0,2), o BESS deixa de fornecer potência para a microrrede e passa a atuar como uma carga, absorvendo potência da microrrede, até que atinja um SoC máximo pré-determinado (aqui considerado igual à 0,9). Podemos observar que entre o tempo $1,17 \times 10^4$ s (aproximadamente 19h15min) e $1,81 \times 10^4$ s (aproximadamente 21h), o BESS está em modo de carregamento, absorvendo potência da microrrede, o que influenciará nos resultados mostrados nos próximos gráficos.

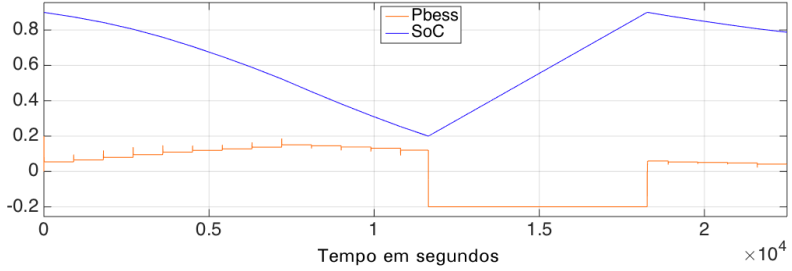


Figura 31 – SoC em p.u. e P_{bess} em p.u. de kW \times tempo em segundos (Caso 3).

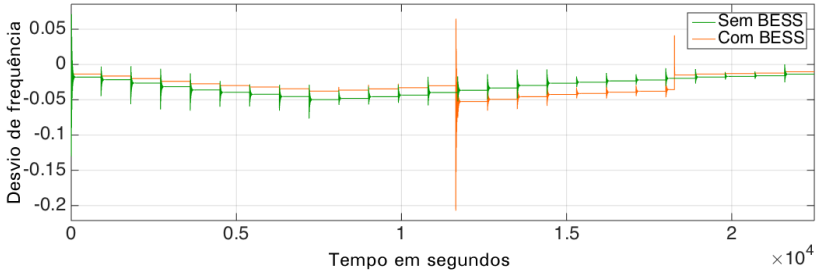


Figura 32 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 2 e 3).

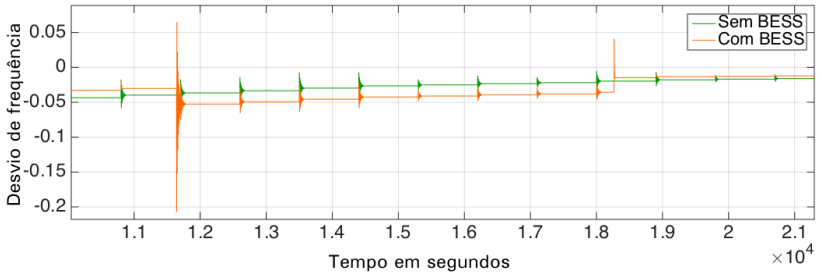


Figura 33 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos, no período o qual o BESS está sendo carregado (Casos 2 e 3).

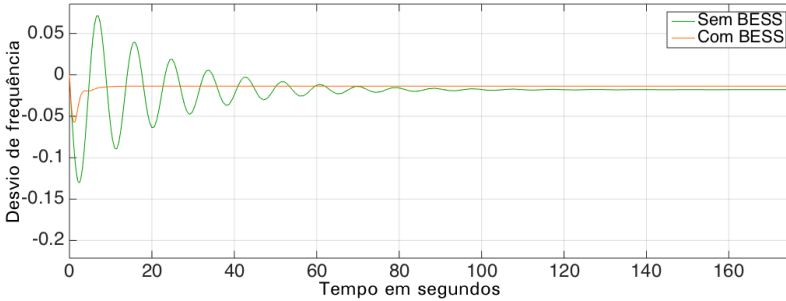


Figura 34 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s nos instantes iniciais \times tempo em segundos (Casos 2 e 3).

Os gráficos das Figuras 32, 33 e 34 comparam os resultados desta subseção, em laranja, com os resultados da seção anterior, em verde. Da Figura 32, nota-se que enquanto o BESS está atuando o desvio de frequência é menor ao longo da simulação. Entretanto no tempo $1,17 \times 10^4$ s (aproximadamente 19h15min), quando o BESS entra em modo de carregamento, foco da Figura 33, o desvio de frequência é bem alto. Como era de se esperar, enquanto o BESS está carregando o desvio de frequência piora em relação ao caso sem BESS, uma vez que a carga do sistema é maior. No instante em que o BESS retorna à operação temos outro pico de frequência mais acentuado antecedendo sua atuação amortecedora, a qual tem um evidente efeito benéfico na redução do desvio de frequência.

Na Figura 34 fica evidente que, devido à sua característica de resposta rápida, a maior contribuição do BESS para a microrrede é a diminuição da oscilação quando perturbações ocorrem, fazendo com que o sistema retorne mais rapidamente ao regime permanente. Outro aspecto importante a se observar nesta figura é a diminuição considerável do pico do desvio de frequência no início da simulação, que anteriormente atingia -0,13 p.u. de rad/s e com a presença do BESS, essa excursão reduz-se a -0,05 p.u. de rad/s.

Apesar da redução de $\Delta\omega$ na presença do BESS, observa-se pequena diminuição no índice INT_{DF} . Isto se deve às grandes oscilações geradas com as mudanças do modo de carga/descarga do BESS.

Tabela 2 – Eficácia do Controle de Frequência dos Casos 2 e 3

Caso	INT_{DF}
2 - Sem BESS	692,0
3 - Com BESS	674,8

6.5.4 Caso 4 - Microrrede com Controle Offset

Nesta seção a simulação corresponde à mesma situação do Caso 3, porém agora com a adição do controle *Offset*. Na Figura 35 foram sobrepostos os resultados das simulações dos Casos 3 e 4, com o intuito de observar a influência do *Offset*.

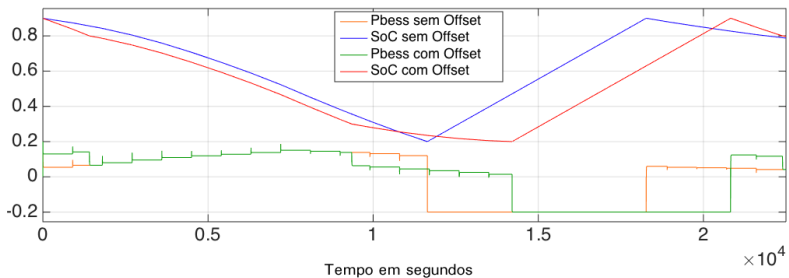


Figura 35 – SoC em % e P_{bess} em p.u. de kW \times tempo em segundos (Casos 3 e 4).

Conforme pode ser visto na Figura 35, o sinal de *Offset* influencia o comportamento do BESS, de modo que quando o SoC está alto (aqui considerado $SoC > 0.8$) o descarregamento da bateria é acelerado, aumentando o P_{bess} ; enquanto quando o SoC atinge valores baixos (aqui considerado $SoC < 0.3$) o descarregamento é atenuado, diminuindo o P_{bess} . Pode-se concluir também que a gestão do SoC através do sinal de *Offset* faz com que a autonomia do BESS melhore, postergando, neste exemplo, a necessidade de carregá-lo em 42 minutos, de $1,17 \times 10^4$ s (aproximadamente 19h15min) para $1,42 \times 10^4$ s (aproximadamente 19h57min). Isto equivale a um acréscimo de 21,37% no tempo total de descarregamento do BESS.

Como era de se esperar, pode-se observar na Figura 36, que nos períodos nos quais o SoC está entre o \underline{SoC}_{off} e o \overline{SoC}_{off} , os desvios de

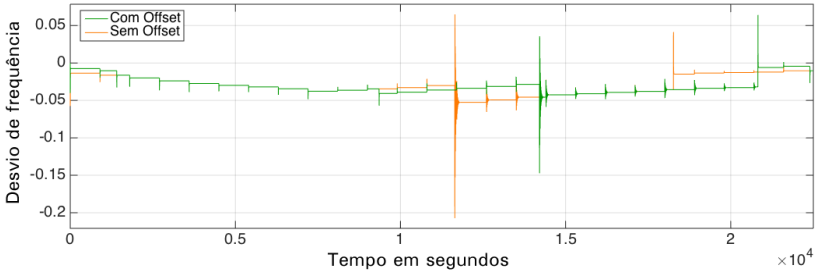


Figura 36 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 3 e 4).

frequência com e sem *Offset* são iguais, uma vez que o sinal de *Offset* é igual a zero. Quando o sinal de *Offset* está acelerando o descarregamento do BESS o desvio de frequência é menor, pois o BESS está contribuindo mais acentuadamente para o controle de frequência do sistema. De maneira análoga, quando o sinal de *Offset* atua no sentido de desacelerar a descarga, o desvio de frequência aumenta.

A ação do *Offset* também faz com que a mudança do modo de descarregamento para o de carregamento do BESS não seja tão abrupta quanto no Caso 3, devido ao decréscimo na potência fornecida à microrrede nos instantes anteriores à sua ocorrência.

Tabela 3 – Eficácia do Controle de Frequência no Controle Primário

Caso	INT_{DF}
1 - Apenas Geração Convencional	734,7
2 - Adição de PV	692
3 - Adição do BESS	674,8
4 - Adição do <i>Offset</i>	676,3

A integral do desvio absoluto de frequência aumentou um pouco, mas não de forma considerável.

6.6 CASO 5 - ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO O CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO

As simulações desta seção consideram todos os mecanismos de controle propostos para esta dissertação, ou seja, o controle primário, o sinal de *Offset* e o controle secundário. Além disso, todas as fontes estão atuando: geração convencional, geração renovável flutuante (PV) e BESS.

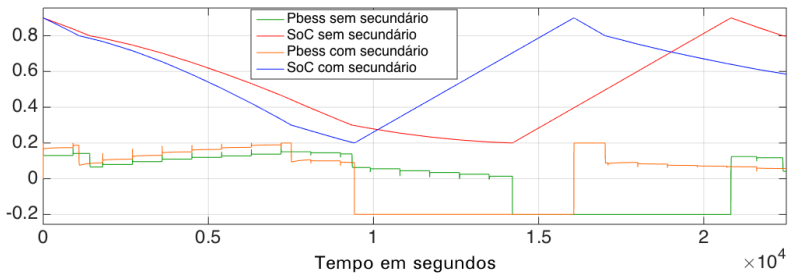


Figura 37 – SoC em % e P_{bess} em p.u. de kW \times tempo em segundos (Casos 3 e 4).

Na Figura 37 pode-se observar um maior consumo de potência do BESS quando o controle secundário está ativo, uma vez que para fazer a frequência tender ao valor nominal é necessário um aumento na geração do sistema. Esse aumento de contribuição do BESS faz seu SoC diminuir mais rapidamente, acelerando portanto seu descarregamento.

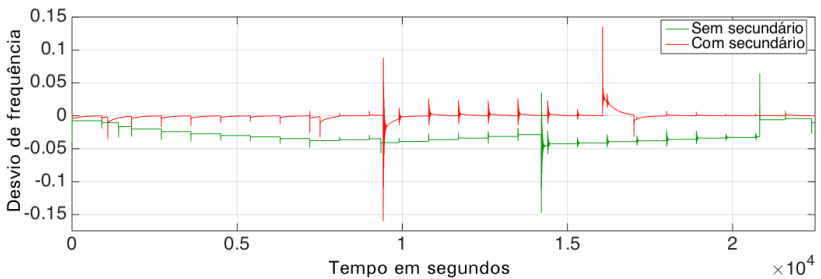


Figura 38 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Casos 4 e 5).

Enquanto o controle primário restabelece o balanço de potência ativa às custas de uma queda ou aumento da frequência do sistema, o controle secundário ocupa-se da restauração da frequência ao seu valor nominal. Na Figura 38 observa-se claramente a influência do controle secundário, sobre o desvio de frequência, fazendo com que a frequência varie em torno de seu valor nominal (desvio de frequência zero). Por outro lado, conforme observado nas seções anteriores apenas com o controle primário a frequência se estabiliza em valores distintos do valor nominal. Por essas características do controle secundário, como era esperado a integral do desvio absoluto de frequência é significativamente menor do que nas simulações nas quais ele não é considerado, como pode ser visto na Tabela 4.

Tabela 4 – Eficácia do Controle de Frequência dos Casos 1 ao 5

Caso	INT_{DF}
1 - Apenas Geração Convencional	734,7
2 - Adição de PV	692
3 - Adição do BESS	674,8
4 - Adição do <i>Offset</i>	676,3
5 - Com Controle Secundário	40,2

6.7 MICRORREDE CONECTADA À REDE DE MÉDIA TENSÃO, COM DESCONEXÃO ABRUPTA

O objetivo desta simulação é analisar o comportamento da microrrede, inicialmente operando em modo interligado, face a uma desconexão abrupta do sistema de distribuição, causando ilhamento. O somatório de potência da microrrede no modo interligado é dado na Equação (6.13):

$$P_{MT,pu} + P_{G,pu} + P_{PV,pu} = P_{L,pu} \quad (6.13)$$

onde $P_{MT,pu}$ é a potência injetada pelo sistema de distribuição. Deve-se observar que, enquanto a microrrede opera em modo interligado, esta parcela é a principal fonte geradora do sistema.

No momento da desconexão, $P_{MT,pu}$ é levada a zero instantaneamente, repassando para as demais fontes geradoras a responsabilidade de manter o balanço de potência. Neste caso, portanto:

$$P_{G,pu} + P_{PV,pu} = P_{L,pu} \quad (6.14)$$

A desconexão abrupta é simulada para a microrrede operando em quatro diferentes situações: na primeira o sistema atua sem o BESS; na segunda o BESS entra em ação; na terceira, além do BESS é adicionado o controle secundário. O tempo escolhido para que a desconexão ocorra foi de 8.000 segundos ou aproximadamente 18 horas e 13 minutos, coincidindo com o pico de carga.

6.7.1 Caso 6 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão, Com Desconexão Abrupta, sem BESS

O resultado da simulação realizada nesta subseção, obedece às Equações (6.13) e (6.14), antes e após a desconexão, respectivamente.

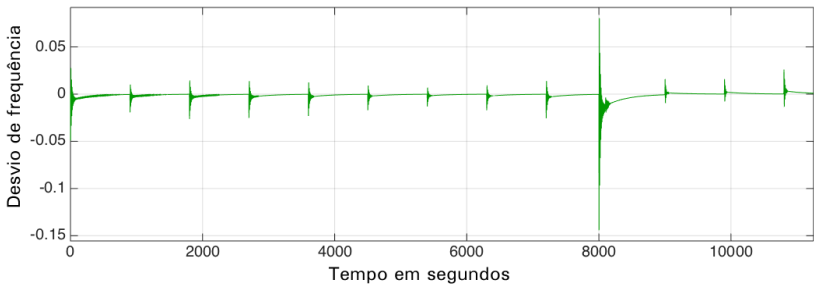


Figura 39 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Caso 6).



Figura 40 – Ampliação da curva de desvio de frequência da Figura 39 destacando o momento da desconexão.

Nas Figuras 39 e 40 observa-se no instante 8.000 s a grande

perturbação que a desconexão abrupta da rede de mede tensão causa na frequência do sistema.

6.7.2 Caso 7 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão, Com Desconexão Abrupta, com BESS

Com o objetivo de analisar a eficiência do BESS frente a uma desconexão abrupta, a simulação realizada na Seção anterior, é agora repetida conectando-se o BESS à microrrede. O novo somatório de potência da microrrede no modo interligado, incluindo o BESS, é dado na Equação (6.15):

$$P_{MT,pu} + P_{G,pu} + P_{bess,pu} + P_{PV,pu} = P_{L,pu} \quad (6.15)$$

onde, P_{bess} é a potência do BESS. Após a desconexão tem-se:

$$P_{G,pu} + P_{bess,pu} + P_{PV,pu} = P_{L,pu} \quad (6.16)$$

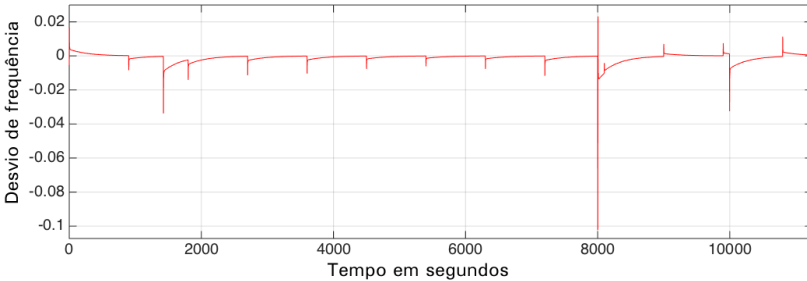


Figura 41 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Caso 7).

O desvio de frequência no momento da desconexão abrupta da média tensão quando há a presença do BESS está representado na Figura 41. Comparando com a Figura 39, que representa o desvio sem a presença do BESS na microrrede, vemos que o pico negativo de frequência no instante da desconexão (8.000 segundos) diminuiu consideravelmente, passando de -0,144 p.u. de rad/s sem o BESS, Figura 39, para -0,102 p.u. de rad/s com o BESS, Figura 41. Por possuir um tempo de resposta menor o BESS responde rapidamente, fazendo a microrrede se recuperar mais eficientemente da desconexão abrupta e diminuindo a oscilação do desvio de frequência quando perturbações

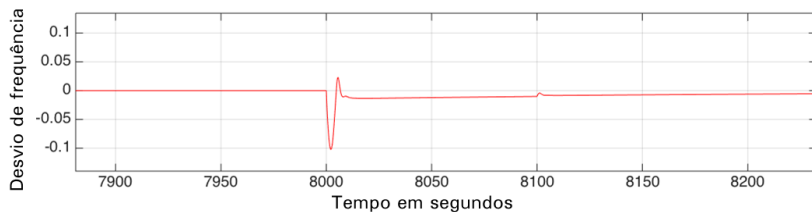


Figura 42 – Ampliação da curva de desvio de frequência da Figura 41 destacando o momento da desconexão.

ocorrem, como pode-se observar comparando-se as Figuras 40 e 42. A resposta da geração do BESS à perda da potência vinda da média tensão é mostrada na Figura 43.

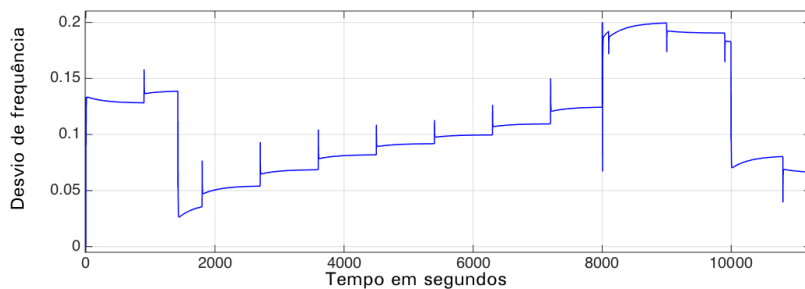


Figura 43 – Potência do BESS em p.u. de kW \times tempo em segundos (Caso 7).

6.8 CASO 8 - AUMENTO DA AUTONOMIA DO BESS

Microrredes hoje em funcionamento contam com baterias de íons de lítio com capacidade e autonomia em horas bem superiores às empregadas na simulações das seções anteriores [DOE, 2017]. Para explorar melhor o potencial das baterias, a autonomia do BESS é ampliada para 7 horas, sem contudo modificar sua capacidade, que continua de 320 kW.

Devido à maior autonomia agora considerada, o BESS não chega a se descarregar completamente durante todo o período de tempo con-

siderado, como pode ser observado na Figura 44, e sua potência pode ser mais amplamente aproveitada.

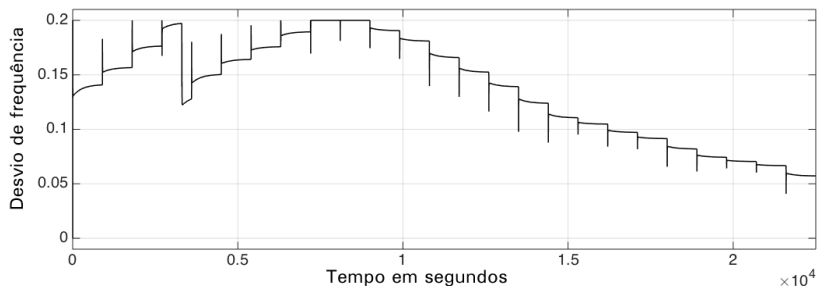


Figura 44 – Potência do BESS em p.u. de kW \times tempo em segundos (Caso 8).

Nesta configuração, o desvio máximo de frequência, apresentado na Figura 45 é significativamente menor que nas outras simulações, mostrando todo o potencial que as baterias possuem se sujeitas a estratégias de controle que as façam estarem sempre carregadas durante os períodos de carga máxima do sistema.

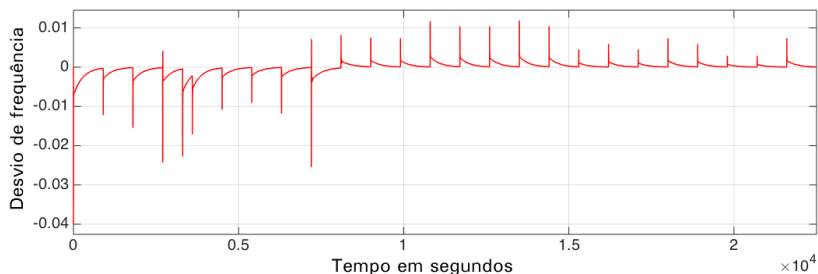


Figura 45 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s \times tempo em segundos (Caso 8).

Tendo sido observado na Figura 44 que durante o pico de carga a bateria esgotou toda sua capacidade de 0,2 p.u. de kW, optou-se por realizar outro estudo de caso no qual, além da autonomia adicional, a capacidade do BESS é também aumentada.

6.9 CASO 9 - AUMENTO DA CAPACIDADE DO BESS

De modo a observar todo o potencial que o BESS pode oferecer para as microrredes, nesta seção a capacidade do BESS foi aumentada para 450 kW e sua autonomia foi mantida alta como no Caso 8.

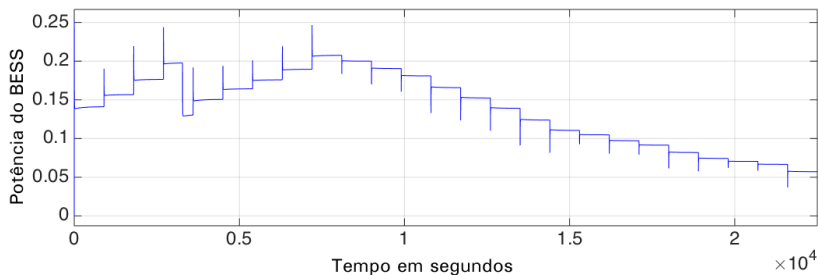


Figura 46 – Potência do BESS em p.u. de kW em p.u. de kW × tempo em segundos (Caso 9).

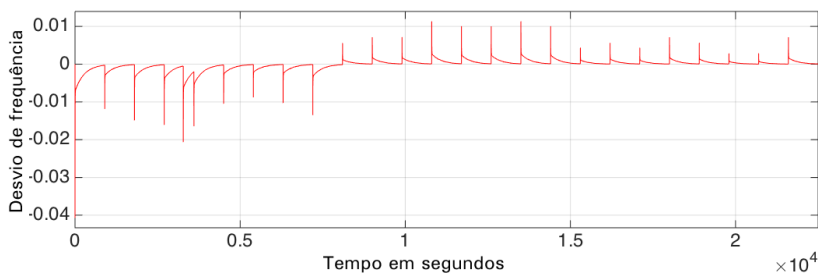


Figura 47 – $\Delta\omega$ em p.u. de rad/s × tempo em segundos (Caso 9).

Comparando-se o desvio de frequência dos casos 8, Figura 44, e 9, Figura 47, pode-se notar que houve uma diminuição do $\Delta\omega$ nos momentos de carga pesada, quando no Caso 8 o BESS estava operando em seu limite superior. Entretanto, essa diferença não foi tão grande, uma vez que são poucos os momentos nos quais o BESS opera em seu limite superior no Caso 8. Observa-se ainda que no Caso 9 a capacidade adicional de potência do BESS não é totalmente aproveitada, pois não ultrapassou 0,25 p.u. kW.

6.10 CASO 10 - BENEFÍCIOS DO CONTROLE SECUNDÁRIO APLICADO NA GERAÇÃO CONVENCIONAL E NO BESS

Para melhor avaliar os possíveis benefícios da aplicação do sinal de controle secundário simultaneamente na geração convencional e no BESS, analisa-se a seguir a resposta da microrrede a um simples degrau de carga de amplitude 0,5 p.u. As curvas de desvio de frequência são mostradas na Figura 48. Observa-se que não há melhorias significativas de comportamento da frequência propiciadas pela adição do sinal de controle secundário no BESS. Esta conclusão é confirmada pela ampliação das mesmas curvas durante o regime transitório, conforme indicado na Figura 49.

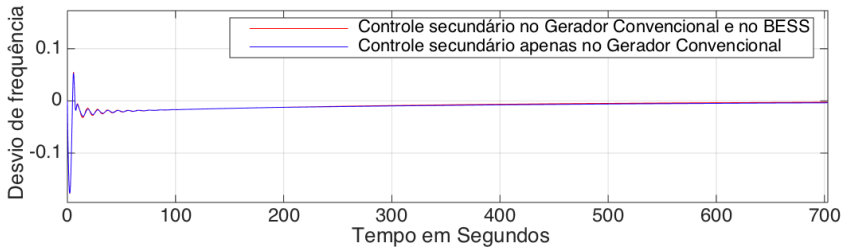


Figura 48 – Comparação da resposta da microrrede a um degrau de carga considerando controle secundário apenas na geração convencional (curva azul) e nesta e no BESS (curva vermelha).

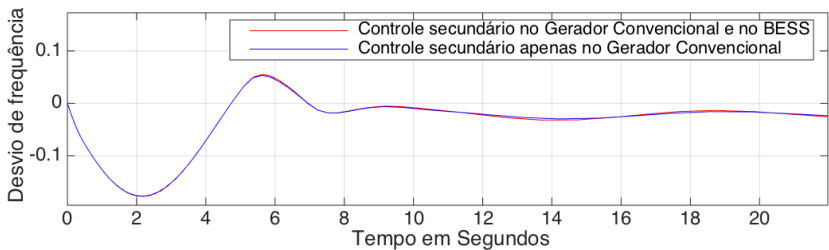


Figura 49 – Ampliação das curvas de desvio de frequência da Figura 48 destacando o período transitório da resposta.

As Figuras 48 e 49 parecem indicar uma baixa efetividade da participação do BESS no controle secundário de frequência. Isto contrasta com sua relevante contribuição à regulação primária de frequência, conforme os resultados apresentados na seção 6.5.3. Conclui-se portanto que, pelo fato de ser um recurso esgotável, é mais importante privilegiar a ação do BESS no controle primário, deixando de lado a possibilidade de sua atuação no controle secundário. Ademais, o principal atributo desejável do BESS neste tipo de aplicação, que é o seu tempo de resposta, não é relevante para o controle secundário, já que se espera que este seja na prática bem mais lento que a atuação do controle primário [KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994].

6.11 CONCLUSÕES

Neste capítulo são desenvolvidas as simulações para análise dos resultados desta dissertação. O sistema-teste é descrito detalhadamente antes da apresentação dos resultados. Dez diferentes casos são simulados, modificando-se os controles aplicados à microrrede e particularidades do BESS.

O Caso 1 é apresentado para obter-se a resposta do sistema-teste quando há apenas o controle primário. A partir dele pode-se observar os pontos positivos da inserção dos diferentes controles, da geração renovável e do BESS. No Caso 2, com geração PV, já podemos observar uma melhora do desvio de frequência no período que a fonte PV está gerando energia.

O Caso 3 ilustra a influência do BESS no sistema-teste e também apresenta em detalhes o funcionamento do sistema de armazenamento proposto, passando por seus diferentes modos de operação, carga e descarga. A melhora no comportamento do desvio de frequência fica evidente quando o BESS está entregando potência ao sistema. Entretanto, sua desconexão causa impacto considerável, além do fato de que, enquanto está sendo carregado, o BESS se comporta como uma carga constante para o sistema. Pode-se ainda notar a característica de resposta rápida do BESS, que faz o sistema de estabilizar mais rapidamente após perturbações.

O Caso 4 acrescenta ao sistema-teste o controle *Offset*. No presente trabalho, considera-se que, quando o SoC está acima de 80% o descarregamento da bateria é acelerado, o que resulta em maior participação do BESS e conseqüentemente em desvios de frequência menores. Já quando o SoC está abaixo de 30% o descarregamento do

BESS é atenuado, o que melhora significativamente o pico transitório de frequência no momento da desconexão do equipamento para subsequente passagem ao modo de carregamento.

No Caso 5 o controle secundário de frequência é adicionado, sendo a ele submetidos a geração convencional quanto o BESS. Conforme esperado, quando o controle secundário está ativo a eficácia do controle de frequência aumenta, reduzindo em mais de 90% o a integral do desvio absoluto de frequência, quando comparado aos casos sem controle secundário.

Os Casos 6 e 7 consideram a desconexão abrupta da microrrede em relação à rede de média tensão, respectivamente sem e com a presença do BESS. Comparando-se os respectivos resultados, observa-se que no momento da desconexão, a presença do BESS reduz os picos de frequência a quase a metade nos instantes posteriores a desconexão, o que evidencia a vantagem de se contar com o sistema de armazenamento em situações nas quais grandes perturbações ocorrem na microrrede.

Nos Casos 8 e 9 a capacidade do BESS é modificada: no Caso 8 sua autonomia em horas é aumentada, enquanto no Caso 9 sua capacidade de potência é também ampliada. Os resultados deixam claro que, sem ciclos frequentes de desconexão e conexão do BESS, o comportamento da frequência da microrrede é ainda mais beneficiado.

Por último, no Caso 10 analisa-se a resposta da microrrede a um simples degrau de carga de amplitude 0,5 p.u. Nesta situação, não há melhorias significativas de comportamento da frequência propiciadas pela adição do sinal de controle secundário no BESS.

7 CONCLUSÃO

7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As estruturas de controle de sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio propostas nesta dissertação têm como objetivo melhorar o comportamento transitório da frequência e a qualidade do fornecimento de energia elétrica de microrredes. Sem o auxílio da grande inércia das máquinas rotativas do sistema, microrredes operando em modo isolado necessitam de outras estratégias para manter a frequência dentro de estreitos limites em torno de seu valor nominal. No sistema-teste proposto, o BESS apóia os controles primário e secundário de frequência nesta tarefa, visto que apresenta resposta rápida e está apto a variar seu fornecimento de potência ativa em resposta a desvios de frequência observados na microrrede.

As características peculiares do BESS, sua estrutura, modelagem e seus modos de operação são abordados nesta dissertação, posto que além da preocupação com a estabilidade de frequência do sistema, é necessário assegurar que o estado de carga seja mantido dentro de uma faixa de operação pré-definida. Isto visa preservar as propriedades das baterias e assim garantir uma maior vida útil para o BESS.

Nesta dissertação foi implementado um mecanismo de monitoração e controle do estado de carga (SoC) do sistema de armazenamento de energia em baterias. Tal mecanismo mostrou-se eficaz, evitando que o estado de carga seja levado a níveis extremos, o que na prática poderia resultar em danos irreversíveis às baterias. A contrapartida à ação deste mecanismo é a redução da autonomia do BESS, causada pela não utilização de todo seu potencial (de 0 a 100%). Em que pese este fato, o desempenho do BESS nos casos considerados neste trabalho atingiu os objetivos desejados. Em situações extremas, entretanto, poder-se-ia relaxar os limites definidos para a atuação do mecanismo de modo a priorizar a ação do BESS no controle de frequência.

O sistema-teste proposto no Capítulo 6 contém as principais fontes de uma microrrede real e é sujeito a uma diversidade de estudos de caso, que variam em função da ação cumulativa de fontes convencionais, renováveis e de armazenamento de energia, de modo que a influência de cada uma delas possa ser avaliada. Os resultados obtidos mostram que a incorporação do BESS à microrrede faz com que desvios de frequência resultantes de variações de carga sejam reduzidos consideravelmente, comprovando a eficiência desta forma de armazenamento de

energia no cumprimento do objetivo proposto. Por outro lado, a desconexão do BESS em situações de carga pesada/média gera perturbações de frequência na microrrede. A redução da entrega de potência pelo BESS causada pela imposição de um sinal de *offset* no controle deste componente, nos momentos anteriores ao chaveamento, mostra-se eficiente para reduzir o transitório de frequência da microrrede no momento da desconexão.

Enquanto está sendo carregado, o BESS se comporta como uma carga, aumentando portanto a demanda total da microrrede. Apenas quando chega ao seu estado de carga máximo estipulado deixa de se comportar como uma carga e retoma sua participação no controle de frequência e assim volta a contribuir para a manutenção da estabilidade de frequência da microrrede.

A capacidade e autonomia do BESS foram escolhidos de modo que durante o período de tempo estudado fosse possível observar todo seu ciclo de carga e descarga e o funcionamento de cada um dos controles. Porém, para exemplificar melhor o potencial que os sistemas de armazenamento atuais possuem, estudos de caso foram também conduzidos nos quais a capacidade e a autonomia do BESS são ampliadas. Sem picos transitórios de frequência decorrentes da transição do modo de carga para o de descarga e vice-versa e, considerando que o BESS está sendo carregado durante os períodos de carga leve (em geral de madrugada), os resultados apresentam significativos avanços em relação aos anteriores em termos da qualidade do controle de frequência resultante.

A resposta rápida do BESS também se mostra eficaz quando grandes perturbações ocorrem, tais como a desconexão da microrrede do sistema de distribuição de média tensão. Nestes casos, a presença de componentes armazenadores de energia é capaz de reduzir consideravelmente as excursões de frequência nos instantes imediatamente posteriores à perturbação, garantindo assim um comportamento mais estável da frequência da microrrede. Nestas situações pode-se observar que, com todos os controles propostos em funcionamento, alcança-se um comportamento bastante estável e amortecido da frequência da microrrede, mesmo em situações adversas.

7.2 TRABALHOS FUTUROS

Algumas direções sugeridas para trabalhos futuros são sintetizadas a seguir:

- O estado de carga da bateria influencia a participação de sistemas BESS no controle de frequência de uma microrrede. Quando o estado de carga (SoC) das baterias está alto (baixo), sua capacidade de entregar potência à microrrede é ampliada (reduzida). Caso a bateria esteja com o SoC baixo em um momento de ocorrência de uma contingência significativa envolvendo a microrrede, ou no horário de pico de carga, o controle de frequência não conseguirá aproveitar ao máximo os benefícios que o BESS pode oferecer. Para evitar situações nas quais o BESS está se carregando durante o pico de carga, controles adicionais para permitir que a bateria seja carregada em horários de carga leve é necessário. Este problema é abordado em [LU; LIU; WU, 1995], onde os autores propõe carregar o BESS à noite para ser utilizada ao longo do dia. Outras estratégias mais aprimoradas, como a coordenação da ação do BESS em função do nível de carregamento do sistema para garantir que sua ação possa ser exercida nos períodos de carregamento mais crítico da microrrede podem também ser consideradas e ficam como sugestão para trabalhos futuros;
- Esta dissertação parte da hipótese que a geração fotovoltaica é complementar à geração convencional, sendo portanto insuficiente para, por si só, atender plenamente a carga da microrrede. Entretanto, a tecnologia disponível nos dias de hoje já permite que aquela hipótese seja revista. Para realizar o controle de frequência em microrredes na presença de geração fotovoltaica de grande porte, faz-se necessária a adição de um sistema de armazenamento de energia trabalhando em conjunto com a fonte PV, para absorver possíveis excessos de geração em períodos de grande insolação. Deste modo, quando a fonte renovável gerar momentaneamente mais energia do que a carga do sistema, o BESS se encarrega de absorver essa diferença de potência para utilizá-la em momentos de maior necessidade, tal como os horários de pico ou baixa insolação;
- Neste trabalho, considera-se que o controle de frequência é exercido essencialmente pelo lado do suprimento, isto é, mediante a ação das fontes geradoras ou armazenadoras de energia conectadas à microrrede. Entretanto, é igualmente viável incluir a participação da demanda da microrrede nos esforços de controlar a frequência. Sugere-se portanto, como tema de pesquisas futuras, a concepção de estratégias de controle coordenadas envolvendo tanto fontes geradoras/armazenadoras quanto cargas

gerenciáveis, no intuito de aumentar o grau de controlabilidade do sistema de controle de frequência. O controle de componentes da carga pode ser realizado, por exemplo, mediante estatismos ("droops") pré-definidos. Deve-se observar que variações de carga compartilham com os sistemas de armazenamento de energia propriedades de baixos tempo de resposta. Além disso, reduções estratégicas de carga poderiam contribuir para o carregamento das baterias antes de períodos críticos nos quais a ação destas últimas é relevante para a manutenção de níveis adequados de frequência.

REFERÊNCIAS

ABREU, N. J. de. **Identificação de condições de operação em modo isolado e procedimentos de controle de emergência para multi-micro-redes**. Tese (Doutorado) — Universidade do Porto, 2009.

ADITYA, S.; DAS, D. Application of battery energy storage system to load frequency control of an isolated power system. **International journal of energy research**, Wiley Online Library, v. 23, n. 3, p. 247–258, 1999.

ADITYA, S.; DAS, D. Battery energy storage for load frequency control of an interconnected power system. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 58, n. 3, p. 179–185, 2001.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-1>).

ANEEL. **Resolução Normativa Número 482**. 2012. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false).

ARORA, P.; WHITE, R. E.; DOYLE, M. Capacity fade mechanisms and side reactions in lithium-ion batteries. **Journal of the Electrochemical Society**, The Electrochemical Society, v. 145, n. 10, p. 3647–3667, 1998.

BAHRAMIPANAH, M.; TORREGROSSA, D.; CHERKAOU, R.; PAOLONE, M. Enhanced electrical model of lithium-based batteries accounting the charge redistribution effect. **Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014**, IEEE, p. 1–8, 2014.

BAHRAMIPANAH, M.; NICK, M.; CHERKAOU, R.; PAOLONE, M. Network clustering for voltage control in active distribution network including energy storage systems. **Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015 IEEE Power & Energy Society**, IEEE, p. 1–5, 2015.

BAHRAMIPANAH, M.; TORREGROSSA, D.; CHERKAOU, R.; PAOLONE, M. An adaptive model-based real-time voltage control

process for active distribution networks using battery energy storage systems. **Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016**, IEEE, p. 1–8, 2016.

BARBOSA FILHO, W. P.; AZEVEDO, A. C. S. de. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. **II Simposio de estudos e pesquisas em ciencias ambientais na Amazonia**, 2013.

BOCCHI, N.; FERRACIN, L. C.; BIAGGIO, S. R. Pilhas e baterias: funcionamento e impacto ambiental. **Química Nova na Escola**, n, v. 11, n. 3, 2000.

BORSCHKE, T.; ULBIG, A.; KOLLER, M.; ANDERSSON, G. Power and energy capacity requirements of storages providing frequency control reserves. **IEEE PES General Meeting, Vancouver**, 2013.

CASTRO, R. M. Introdução à energia eólica. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada**, 2007.

CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. Microgrids and active distribution networks. The Institution of Engineering and Technology, 2009.

DENG, A.-C.; SHIAU, Y.-C. Generic linear rc delay modeling for digital cmos circuits. **Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems**, IEEE, v. 9, n. 4, p. 367–376, 1990.

DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. d. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no brasil: oportunidades e barreiras. **CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético Brasília, 2006.

DOE. **Global Energy Storage Database - Sandia National Laboratories**. 2017. Disponível em: <https://www.energystorageexchange.org>).

ELECTROPAEDIA. **Battery and Energy Technologies - Lithium Battery Failures**. 2005. Disponível em: http://www.mpoweruk.com/lithium_failures.htm).

ELGERD, O. I. Electric energy systems theory: an introduction. McGraw-Hill Book Company, New York, NY, 1982.

ENERGREENCOL. **Hibridación eólica/solar/generación**. 2013. Disponível em: http://www.energrecol.com/energia_eolica/hibridacion_wind_solar/index.htm.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. *Fundamentals of power electronics*. Springer Science & Business Media, 2007.

FAGUNDES, M. C. *Otimização combinatória para alocação de fontes renováveis em microrredes de corrente contínua*. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2014.

FÁTIMA, N. M.; BECK, R. F.; SANTOS, G. R. dos; ARIOLI, V. T. Bateria de lítio-íon: conceitos básicos e potencialidades. **Cad. CPqD Tecnologia**, v. 8, n. 2, p. 59–72, 2012.

FOUAD, A.-A.; VITTAL, V. *Power system transient stability analysis using the transient energy function method*. Pearson Education, 1991.

GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F.; ZHELEV, T.; HEMMES, K.; MONMASSON, E.; JEMEI, S.; COMECH, M.P.; GRANADINO, R.; FRAU, J.I. Distributed generation: Toward a new energy paradigm. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, IEEE, v. 4, n. 1, p. 52–64, 2010.

HATZIARGYRIOU, N.; JENKINS, N.; STRBAC, G.; LOPES, JA P.; RUELA, J.; ENGLER, A.; OYARZABAL, J.; KARINIOTAKIS, G.; AMORIM, A. Microgrids—large scale integration of microgeneration to low voltage grids. **CIGRE C6-309**, 2006.

INEE. **Instituto Nacional de Eficiência Energética - Notas sobre geração Distribuída**. 2001. Disponível em: <http://www.inee.org.br/downloads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>.

KOTTICK, D.; BLAU, M.; EDELSTEIN, D. Battery energy storage for frequency regulation in an island power system. **Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 8, n. 3, p. 455–459, 1993.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, v. 7, 1994.

LASSETER, R. H. Microgrids. **Power Engineering Society Winter Meeting**, IEEE, p. 305–308, 2002.

LASSETER, R. H.; PAIGI, P. Microgrid: A conceptual solution. **Power Electronics Specialists Conference**, IEEE, p. 4285–4290, 2004.

LU, C.-F.; LIU, C.-C.; WU, C.-J. Effect of battery energy storage system on load frequency control considering governor deadband and generation rate constraint. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 10, n. 3, p. 555–561, 1995.

MADUREIRA, A. G. **Definição de estratégias de controlo e avaliação da estabilidade em redes de baixa tensão com micro-geração funcionando em rede isolada**. Tese (Doutorado) — Universidade do Porto, 2005.

MARIA, L.; OLIVEIRA, R. d.; FLORIANO, G. H. F. Análise da viabilidade técnica e econômica das baterias de lítio-ar. **Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1469–1477, 2009.

MATOS, M. R. S. Estudo e estimação de parâmetros de um modelo eléctrico de bateria. 2012.

MÉGEL, O.; MATHIEU, J. L.; ANDERSSON, G. Maximizing the potential of energy storage to provide fast frequency control. **Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT - EUROPE)**, IEEE, p. 1–5, 2013.

MÉGEL, O.; MATHIEU, J. L.; ANDERSSON, G. Scheduling distributed energy storage units to provide multiple services under forecast error. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, p. 48–57, 2015.

MERCIER, P.; CHERKAOU, R.; OUDALOV, A. Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. **Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1469–1477, 2009.

MEZARоба, M. Sistemas de armazenamento de energia npee núcleo de processamento de energia eléctrica. 2012.

MONGKOLTANATAS, J. **Energy storage for stability of microgrids**. Tese (Doutorado) — Université de Grenoble, 2014.

MOON, H.-J.; MOON, Yun, A.-Y.; KIM, E.-S.; MOON, S.-I. An analysis of energy storage systems for primary frequency control of power systems in south korea. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 107, p. 116–121, 2017.

NANOTECHNOLOGY, C. for S. **How do Lithium Ion Batteries Work? A Nanotechnology Explainer**. 2013. Disponível em:

(<http://sustainable-nano.com/2013/10/15/how-do-lithium-ion-batteries-work/>).

NAU, M. Monitoração em tempo real de microrredes. **Florianópolis**, 2014.

NAU, M.; Moreira, S.G.; Kalache, N.; Richter, A. Demand response and distributed generation: Scenarios and effects evaluation. ELECON project, 2016.

PILLER, S.; PERRIN, M.; JOSSEN, A. Methods for state-of-charge determination and their applications. **Journal of power sources**, Elsevier, v. 96, n. 1, p. 113–120, 2001.

PUTTGEN, H. B.; MACGREGOR, P. R.; LAMBERT, F. C. Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era. **IEEE power and energy magazine**, IEEE, v. 99, n. 1, p. 22–29, 2003.

RAHMOUN, A.; BIECHL, H. Parameters identification of equivalent circuit diagrams for li-ion batteries. **2012 11th International Symposium PÄRNU, PÄRNU, Estonia**, 2012.

REGO, E. H. C. **Fornecimento de energia para bateria através de supercapacitores a partir de diferentes níveis de carga**. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2011.

RESE, L.; COSTA, A. S.; SILVA, A. S. e. Small-signal modeling and analysis of microgrids including network and vsi dynamics. **Power and Energy Society General Meeting**, IEEE, p. 1–8, 2012.

RESE, L. Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica. **Florianópolis**, 2012.

RODRÍGUEZ, C. R. C. Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Universidade Estadual de Campinas, Campinas**, 2002.

SCARABELOT, L.T. Curvas típicas de geração de painéis fotovoltaicos instalados no sul do brasil. **Comunicação pessoal**, Recebida por correio eletrônico, 05 de maio de 2017.

SINDENERGIA. **Sistema de armazenamento de energia chega ao País neste ano**. 2016. Disponível em: <http://www.sindenergia.com.br/mostra.php?noticia=4739>.

TAHIM, A. P. N. et al. Controle de microrredes de distribuição de energia elétrica em corrente contínua. 2015.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. Grid converters for photovoltaic and wind power systems. John Wiley & Sons, v. 29, 2011.

VIEIRA FILHO, X. Operação de sistemas de potência com controle automático de geração. Campus, 1984.

WALTER, A.; BAJAY, S.; FERREIRA, A. Relatório técnico da fase 6: Proposição de eliminação de barreiras e formulação de políticas de fomento, com os instrumentos regulatórios associados, à geração distribuída de energia elétrica no Brasil, sobretudo com fontes renováveis e plantas de cogeração. **Convênio ANEEL/FUNCAMP, Regulação de Mercados de Energia Elétrica. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético-NIPE, UNICAMP**, 2000.

ZHENG, Y.; ZHAOYANG, D.; HUANG, S.; KE, M.; FENGJI, L.; HUANG, J.; HILL, D.; Optimal integration of mobile battery energy storage in distribution system with renewables. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Springer, v. 3, n. 4, p. 589–596, 2015.

APÊNDICE A - Efeito de Mudanças de Base de Potência

Para especificar um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS), deve-se declarar tanto a sua capacidade nominal de potência (em kW) quanto a capacidade nominal de energia (em kWh). Isto é importante entre outras razões porque permite que se estime o tempo de carga e descarga de um BESS.

Portanto, a potência e a energia nominais de um BESS não são quantidades independentes, já que estão vinculadas pelo tempo de carga/descarga. Em outras palavras:

$$E_B = P_{bess} \times T \quad (A.1)$$

onde T é o tempo de carga/descarga do BESS.

Como consequência deste fato, ao se estabelecer as bases de um sistema $p.u.$ para um dado BESS, a relação (A.1) tem que ser considerada. Em outras palavras:

$$E_{B,base} = P_{bess,base} \times T \quad (A.2)$$

Será convencionado que, quando o BESS entrega energia para uma dada carga, $P_{bess} > 0$. Da mesma forma, $P_{bess} < 0$ quando o BESS está sendo carregado. Em ambos os casos, a relação básica entre estas duas variáveis em unidades físicas é:

$$\frac{dE_{B,kWh}(t)}{dt} = -P_{bess,kW}(t) \quad (A.3)$$

Usando a relação entre bases (A.2), a equação (A.3) com as quantidades expressas em $p.u.$ torna-se:

$$T \frac{dE_{B,pu}(t)}{dt} = -P_{bess,pu}(t) \quad (A.4)$$

Em aplicações de BESSs para controle de frequência, frequentemente torna-se necessário efetuar uma mudança de base para contemplar outros componentes do sistema ao qual pertence o BESS (por exemplo, uma fonte geradora convencional). Considerando-se que a Equação (A.4) está expressa na base de potência do BESS, denotada $P_{bess,base}^{(0)}$, o efeito de uma mudança para uma nova base $P_{bess,base}^{(1)}$ é dado por :

$$\frac{P_{bess,base}^{(0)}}{P_{bess,base}^{(1)}} \times T \frac{dE_{B,pu}^{(0)}}{dt} = -P_{B,pu}^{(0)} \times \frac{P_{bess,base}^{(0)}}{P_{bess,base}^{(1)}} \quad (A.5)$$

ou

$$\frac{P_{bess,base}^{(0)}}{P_{bess,base}^{(1)}} \times T \frac{dE_{B,pu^{(0)}}}{dt} = -P_{B,pu^{(1)}} \quad (A.6)$$

Adicionalmente, deve-se definir uma nova base para a energia em *MWh*. Para preservar as características físicas do problema, a relação entre as novas bases de potência e energia deve ser:

$$P_{bess,base}^{(1)} \times T = E_{B,base}^{(1)} \quad (A.7)$$

Portanto, utilizando (A.2) e (A.7) a equação (A.6) pode ser re-escrita como

$$T \times \frac{E_{B,base}^{(0)}}{E_{B,base}^{(1)}} \times \frac{dE_{B,pu^{(0)}}}{dt} = -P_{B,pu^{(1)}} \quad (A.8)$$

ou simplesmente

$$T \frac{dE_{B,pu^{(1)}}}{dt} = -P_{B,pu^{(1)}} \quad (A.9)$$

Conclui-se portanto que a forma da equação que relaciona potência e energia em *p.u.* permanece invariante à mudança de bases, desde que ambas bases de energia e potência respeitem as relações físicas (A.2) e (A.7).