

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Giovanni Avila Marcolin

**Modelagem de Bancos de Baterias para Utilização em
Dispositivos de Armazenamento de Energia em
Sistemas Elétricos**

Porto Alegre

2021

Giovanni Avila Marcolin

Modelagem de Bancos de Baterias para Utilização em Dispositivos de Armazenamento de Energia em Sistemas Elétricos

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2021

Giovanni Avila Marcolin

Modelagem de Bancos de Baterias para Utilização em Dispositivos de Armazenamento de Energia em Sistemas Elétricos

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Porto Alegre, 21 de maio de 2021.

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Orientador

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann - UFSC

Prof. Dr. Maicon Jaderson Ramos - UFRGS

Porto Alegre

2021

Agradecimentos

Agradeço a Deus, pelo dom da vida e por me dar saúde e forças todos os dias, para superar todas as dificuldades;

Aos meus pais, Elio e Gislayne, que nunca mediram esforços para que tivéssemos uma boa qualidade de vida e que sempre me incentivaram e me motivaram a estudar e aprimorar meus conhecimentos;

Ao meu irmão Eduardo, por além de irmão, ser meu amigo e companheiro ao longo de minha trajetória;

A minha família e amigos que estiveram ao meu lado, me auxiliando e entendendo minhas preocupações ao longo desses anos de graduação;

Ao meu orientador, o Prof. Dr. Flávio Antônio Lemos Becon, por todo o conhecimento compartilhado ao longo desse trabalho e por estar sempre disposto a me auxiliar, da melhor forma possível;

A Universidade Federal do Rio Grande do Sul, por oferecer educação pública, gratuita e de qualidade, sendo referência em diversas áreas, além de possuir vários projetos para a comunidade em geral.

Resumo

O grande crescimento da conexão de geração baseada em recursos renováveis, especialmente as fontes eólica e solar, em sistemas elétricos traz grandes desafios para o estudo da estabilidade. A intermitência desse tipo de fonte pode causar oscilações de frequência e tensão na rede acessada, comprometendo a operação do sistema elétrico. Neste sentido, a utilização de armazenadores de energia baseados em banco de baterias, devido as suas características, tem sido proposto como uma alternativa de assegurar uma operação segura. Neste trabalho é desenvolvido e modelado um sistema de banco de baterias baseado no modelo de Shepherd, utilizando o Matlab-Simulink®. Esse modelo é validado com modelos *built-in* do Matlab-Simulink® e com modelos da literatura. Para ilustrar as potencialidades do modelo para aplicação em sistemas elétricos, o modelo é inserido em um programa de simulação dinâmica disponível em Matlab-Simulink®. O sistema teste IEEE 14 barras é modelado incluindo um sistema de armazenamento de energia com o modelo de bateria Ion Lítio desenvolvido, sendo realizadas simulações de eventos para demonstrar a sua efetividade para contribuir na melhoria da estabilidade.

Abstract

The huge increasing of the generation connection based on renewables resources, especially wind and solar sources, on power systems bring big challenges for the stability study. The intermittence of this kind of source can cause frequency and voltage oscillations on the accessed grid, compromising the operation of the power system. In this way, the use of energy accumulators based on batteries bank, due its characteristics, have been proposed as an alternative to ensure a safe operation of the system. In this essay is developed and modelled a battery bank based on the Shepherd's model, using Matlab-Simulink®. This model is validated through built-in Matlab-Simulink® models and models presented on general literatures. Aiming to illustrate the model potentialities for power systems applications, the model is inserted on a dynamic simulation program available on Matlab-Simulink®. The IEEE 14 bus system test is modelled including an energy storage system, using the lithium-ion battery model developed, and events simulations are done to demonstrate its effectivity to contribute on the stability improvement.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Capacidade de Geração do Brasil.....	1
Figura 2.1 - Características do sistema elétrico de potência: presente x futuro..	7
Figura 2.2 – Representação dos tipos de estabilidade.....	10
Figura 2.3 – Comportamento de um sistema com regulação de frequência após uma perturbação.....	12
Figura 2.4 – Regulação primária de frequência.....	14
Figura 2.5 - Característica de divisão de carga entre duas unidades geradoras.	14
Figura 2.6 - Regulação secundária de frequência.....	15
Figura 3.1 - Classificação das tecnologias de armazenamento de energia elétrica.....	17
Figura 3.2 - Representação de uma bateria convencional.....	19
Figura 3.3 - Representação de uma bateria de fluxo.....	26
Figura 3.4 - Representação dos componentes de um flywheel.....	27
Figura 3.5 - Representação do funcionamento de um supercapacitor.....	29
Figura 3.6 - Representação do funcionamento de um supercondutor.....	31
Figura 3.7 - Representação do funcionamento de uma central hidrelétrica reversível.....	32
Figura 3.8 - Representação do funcionamento do sistema de armazenamento de energia em ar comprimido.....	33
Figura 3.9 - Representação do funcionamento do sistema de armazenamento de energia baseado em energia térmica.....	35
Figura 3.10 - Divisão dos sistemas de armazenamento de energia em categorias de utilização.....	38
Figura 4.1 - Relação entre vida útil e profundidade de descarga para alguns tipos de bateria.....	43

Figura 4.2 - Relação entre potência específica, energia específica e taxa de descarga em alguns tipos de bateria.	43
Figura 4.3 - Método de Carga CC/CV.....	46
Figura 4.4 - Representação do modelo de Shepherd para descarga de baterias.	47
Figura 4.5 - Curva típica de descarga de uma bateria.....	49
Figura 4.6 - Representação do sistema de armazenamento de energia.	50
Figura 4.7 - Representação do controle das baterias.	51
Figura 4.8 - Representação da modelagem do sistema elétrico de potência. ..	52
Figura 4.9 - Representação do sistema teste.	53
Figura 5.1 - Circuito elaborado no Simulink, com o componente padrão do software.	54
Figura 5.2 - Curva de descarga da bateria padrão Simulink (Tensão x Tempo).	55
Figura 5.3 - Curva de descarga da bateria padrão Simulink (Tensão x Capacidade).	55
Figura 5.4 - Circuito elaborado no Simulink, simulando o método de Shepherd (Parâmetros).....	56
Figura 5.5 - Circuito elaborado no Simulink, simulando o método de Shepherd.	57
Figura 5.6 - Curva de descarga da bateria modelada.....	58
Figura 5.7 - Modelo final da bateria.	59
Figura 5.8 – Sistema teste dos modos carga e descarga.....	61
Figura 5.9 – Curvas obtidas no teste de carga e descarga da bateria – Irradiância, tensão na carga e SOC da bateria.	62
Figura 5.10 – Curvas obtidas no teste de carga e descarga da bateria – Corrente, tensão e potência da bateria e potência do painel fotovoltaico.....	63

Figura 5.11 – Frequência do centro de inércia do sistema, sem banco de baterias.	66
Figura 5.12 - Frequência do centro de inércia do sistema, com banco de baterias.	66
Figura 5.13 – Potências das máquinas síncronas, sem banco de baterias.	67
Figura 5.14 – Potências das máquinas síncronas com banco de baterias.	67
Figura 5.15 – Módulo das tensões das barras, sem banco de baterias.....	69
Figura 5.16 – Módulo das tensões das barras, com banco de baterias.....	69

Lista de Quadros

Quadro 3.1 - Comparativo entre formulações de baterias de lítio-íon.	23
Quadro 3.2 – Características importantes dos sistemas de armazenamento de energia 1.....	37
Quadro 3.3 - Características importantes dos sistemas de armazenamento de energia 2.....	37
Quadro 5.1 - Fluxo de potência do sistema IEEE 14 barras.....	65

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	3
2	O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	5
2.1	Configuração do Sistema Elétrico de Potência	5
2.2	Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência	8
2.2.1	Estabilidade de Ângulo do Rotor	10
2.2.2	Estabilidade de Tensão.....	10
2.2.3	Estabilidade de Frequência	11
3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	17
3.1	Características dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica ..	18
3.2	Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica	19
3.2.1	Baterias Convencionais (BESS).....	19
3.2.2	Baterias de Fluxo (FBES).....	25
3.2.3	Flywheels (FES).....	27
3.2.4	Capacitores e Supercapacitores.....	29
3.2.5	Supercondutores Magnéticos (SMES).....	30
3.2.6	Central Hidrelétrica Reversível (PHS).....	32
3.2.7	Armazenamento de Energia em Ar Comprimido (CAES)	33
3.2.8	Armazenamento Baseado em Energia Térmica (TES).....	34
3.2.9	Células Combustíveis - Hidrogênio (FC-HES)	35
3.2.10	Combustíveis Solares	36
3.3	Considerações Sobre os Dispositivos de Armazenamento.....	36
4	METODOLOGIA	40
4.1	Modelagem da Bateria de Lítio-Íon	41
4.2	Modelagem do Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica	50
4.3	Modelagem do Sistema Elétrico de Potência.....	52

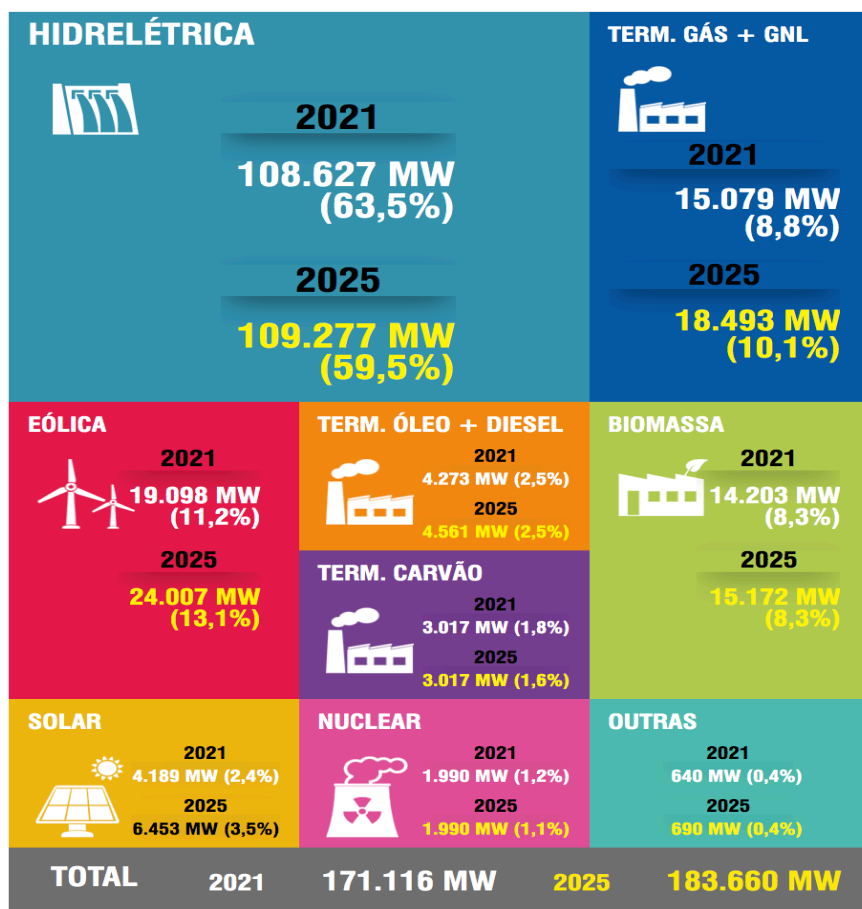
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	54
5.1	Simulação do Modelo de Bateria Proposto.....	54
5.2	Simulação com Variação de Carga no Sistema Elétrico	60
5.3	Simulação no Sistema IEEE 14 Barras	64
6	CONCLUSÃO	70
7	BIBLIOGRAFIA.....	72
8	APÊNDICES	78

1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento populacional, é natural o aumento do consumo de energia por parte das unidades consumidoras. Somado a esse fato, tem-se o aumento, a nível mundial, de problemas climáticos e de saúde da população em geral, relacionados às crescentes taxas de concentração de gases como CO₂, CH₄ e NO_x na atmosfera do planeta. (Dapper et al., 2016). Pesquisadores tem buscado alternativas para substituir usinas de geração de energia elétrica que utilizem combustíveis fósseis por outras não tão poluentes. Dentro as alternativas podem ser destacadas a geração de eletricidade fotovoltaica e a eólica.

Nas últimas décadas, a produção de energia elétrica no Brasil, que era majoritariamente centralizada em grandes usinas térmicas (gás, óleo, carvão e nuclear) e hidráulicas, está passando por mudanças. É possível observar que a geração de energia utilizando fontes intermitentes (solar e eólica) já representa 13,6% da geração total do país, como pode-se observar na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Capacidade de Geração do Brasil



Fonte: ONS, 2021.

Em nível mundial, a Alemanha bateu um novo recorde de geração de energia renovável em 2020, com 52,2% de toda a energia produzida originada em fontes renováveis (solar, eólica, biomassa hidrelétrica). Nesta composição, a geração através de energia eólica foi responsável por 23,9% e a energia solar por 12,4% do total da matriz energética no país. (European Commission, 2021; DOE, 2021).

De acordo com Júnior e Souza, 2020, a Alemanha recebe 40% menos irradiação do que o lugar menos ensolarado do Brasil. Tal fato demonstra a grande capacidade que o Brasil tem de geração fotovoltaica, tanto a nível de consumo local (geração distribuída), quando em geração de grande escala, em usinas fotovoltaicas. Capacidade similar no país, é encontrada na produção de energia eólica.

Outro país com expressiva geração a partir de recursos renováveis é a China. De acordo com a Administração Nacional de Energia (NEA) da China, no final do ano de 2020, a capacidade de geração eólica instalada era de 281,5 GW, e a geração fotovoltaica apresentava uma capacidade instalada de 253,4 GW (Xu; Stanway, 2021).

O problema dessas fontes de energia é que elas possuem comportamento intermitente, variando de acordo com fatores climáticos, o que muitas vezes torna difícil uma previsão assertiva da geração. Tampouco a produção está relacionada com a demanda de energia existente na rede, o que torna cada vez mais necessário o estudo e utilização de acumuladores de energia para o bom funcionamento, confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico de potência. (Divya; Østergaard, 2009; Ibrahim et al., 2008).

Os sistemas de armazenamento possuem diversas funções para auxiliar a operação da rede como por exemplo: ajudar a atender às demandas de pico de energia elétrica; auxiliar no gerenciamento da geração de energia por determinado tempo; aliviar a intermitência de fontes de geração de energia renováveis; melhorar a qualidade/confiabilidade do sistema; apoiar a implementação de redes elétricas inteligentes (smartgrids); ajudar no gerenciamento da geração de energia distribuída e reduzir a importação de energia elétrica durante períodos de pico de demanda. (Luo et al., 2015).

Para um funcionamento com segurança, qualidade e confiabilidade do sistema elétrico de potência, é essencial que a demanda e a geração estejam balanceadas, evitando instabilidades na rede. Algumas das causas que podem levar a instabilidades no sistema elétrico são a inserção ou perda repentina de carga, conectada às barras, ou a variação repentina de geração. Esta última condição pode ser particularmente frequente em regiões que possuem grande penetração de geração fotovoltaica, por exemplo, devido a variações de insolação, ou ainda, devido a variação de ventos em regiões com grande penetração eólica.

Visando manter a estabilidade do sistema, considerando um cenário de intermitência e grande penetração de energias renováveis, tem sido recomendado o estudo de impacto e implantação de sistemas de armazenamento de energia. Estudos mostram que esses sistemas auxiliam na rápida injeção de energia na rede no período transitório que se segue a um distúrbio, auxiliando na diminuição da oscilação da frequência e das tensões do sistema e contribuindo para uma estabilização mais rápida do sistema elétrico. Além disso, dependendo da sua potência, poderá fornecer energia durante um determinado período, permitindo que outras fontes de geração tenham tempo suficiente para assumir a carga do sistema após cessar a sua injeção. Após sua contribuição e a fase de estabilização, o sistema de armazenamento de energia passa a absorver potência da rede e inicia a etapa de carregamento.

1.1 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo principal modelar um sistema de banco de baterias, para fazer parte de um sistema de armazenamento de energia, e estudar de que forma o modelo desenvolvido contribui para a estabilidade transitória e de frequência de um sistema de energia elétrica.

Outros objetivos específicos são:

- apresentar conceitos sobre o Sistema Elétrico de Potência geral e noções de Estabilidade;
- apresentar tipos de armazenamentos de energia, com um aprofundamento sobre banco de baterias de Lítio-Íon;

- desenvolver e validar modelo de banco de baterias para aplicação em sistemas de energia elétrica;
- adaptar o modelo desenvolvido a um programa de simulação dinâmica para avaliação da estabilidade no sistema teste IEEE 14 barras.

Para a realização desses objetivos, este trabalho foi dividido nas seguintes etapas:

- estudo sobre tipos de armazenamentos de energia, com um aprofundamento sobre banco de baterias de Ion Lítio;
- desenvolvimento e validação de modelos de banco de baterias para aplicação em sistemas de energia elétrica;
- adaptação do modelo desenvolvido a um programa de simulação dinâmica para avaliação da estabilidade no sistema teste IEEE 14 barras;
- análise do comportamento dinâmico do sistema teste IEEE 14 barras quando é conectado um armazenador de energia baseado em banco de baterias de ion Lítio.

2 O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

2.1 Configuração do Sistema Elétrico de Potência

Os sistemas elétricos têm evoluído e mudado algumas características ao longo dos últimos anos. De acordo com Kundur, 1994, “Os sistemas de energia elétrica variam em tamanho e componentes estruturais. No entanto, todos eles possuem um conjunto de características básicas”. A seguir apresenta-se essas características:

- os sistemas de energia elétrica são, em sua maioria, sistemas de corrente alternada (CA) trifásicos operando em tensão dentro de intervalos seguros, determinado pelos órgãos reguladores;
- as instalações de geração centralizada e transmissão usam equipamentos trifásicos;
- as cargas industriais são em sua maioria trifásicas;
- as cargas monofásicas residenciais e comerciais são distribuídas igualmente entre as fases de modo a formar um sistema trifásico equilibrado;
- a maioria da geração de energia elétrica é realizada por geradores síncronos;
- a energia elétrica é transmitida por distâncias significativamente longas, para consumidores espalhados por uma ampla área, o que requer um sistema de transmissão que possua subsistemas operando em diferentes níveis de tensão.

A rede de energia elétrica que interliga geradores e consumidores constitui o chamado sistema de transmissão. Esse sistema é subdividido, em função do nível de tensão, em sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição.

O sistema de transmissão interconecta todas as grandes unidades geradoras e os principais centros de carga do sistema, sendo considerado a “espinha dorsal” do sistema de energia interligado, operando nos níveis de tensão mais altos (por exemplo 230, 500 e 750kV). O sistema de subtransmissão opera em níveis de tensões inferiores (por exemplo 138 e 69kV) e transmite energia em quantidades menores das subestações de transmissão para as subestações de distribuição. Grandes clientes industriais são comumente abastecidos

diretamente do sistema de subtransmissão. Em alguns sistemas, não há uma demarcação clara entre os circuitos de subtransmissão e transmissão. Por fim está o sistema de distribuição, o qual opera com os menores níveis de tensão (por exemplo 34,5, 23 e 13,8kV) e distribui a energia para consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias. (Kundur, 1994).

Nas últimas décadas além das características apresentadas nos parágrafos anteriores, algumas transformações têm marcado fortemente a estrutura tradicional dos sistemas elétricos. Entre as maiores mudanças pode-se citar o incremento da geração de grande porte utilizando fontes de energia renovável, com destaque para a solar e eólica, e a geração distribuída de energia, onde as fontes de geração são alocadas próximas aos consumidores. Além disso, os sistemas de distribuição de energia estão sofrendo uma transição de uma operação radial e passiva para os chamados sistemas ativos de distribuição, caracterizados pela presença de geração distribuída, fluxo bidirecional e automação de redes.

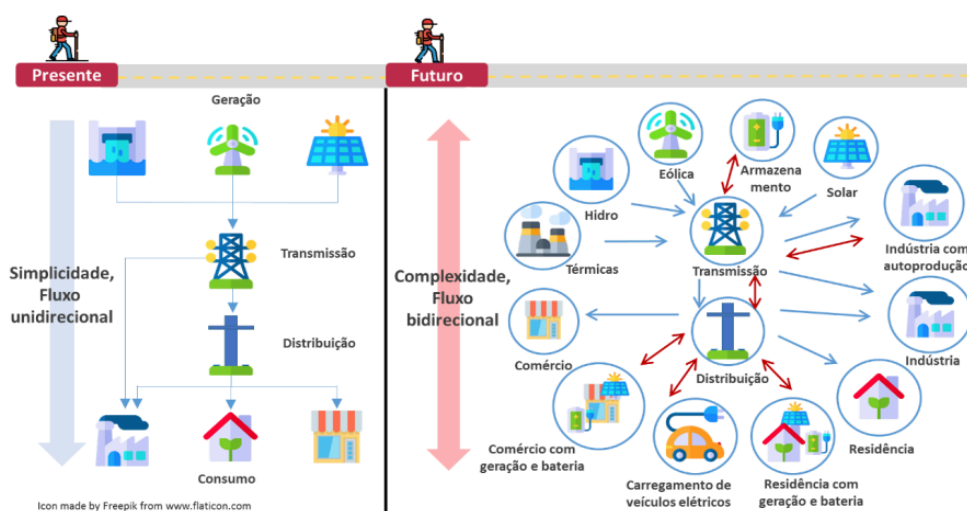
O sistema elétrico brasileiro continua apresentando a característica de centralização da produção de energia elétrica em grandes unidades geradoras baseadas em hidrelétricas e termoeletricas, as quais utilizam geradores síncronos. Com a adoção de políticas ambientais e queda nos preços de equipamentos, nos últimos anos está aumentando a participação de fontes solares e eólicas, as quais utilizam inversores para acessar as redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. A geração de energia eólica e solar representam 13,6% da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN), com uma previsão de aumento para 16,6% de geração instalada no SIN em 2025 (ONS, 2021). Cabe ressaltar aqui a tendência de aumento da inserção de usinas solar, que são usinas de grande porte baseadas em energia fotovoltaica. Como forma ilustrativa, pode-se citar as Usinas Solares São Gonçalo (475 MW, Nova Olinda (292 MW), Ituverava (292 MW) e Pirapora (321 MW)), as três primeiras localizadas na região nordeste e a última na região sudeste.

Além destas mudanças na matriz energética, nos últimos anos o sistema elétrico vem sofrendo grandes mudanças a nível global, com destaque para o setor de distribuição, com a inserção de unidades geradoras de energia elétrica

descentralizadas e distribuídas. Uma característica é a possibilidade dos consumidores poderem ser também produtores e assim ter uma participação muito mais importante no sistema elétrico de potência.

Na Figura 2.1 é mostrada a diferença entre o sistema de fluxo unidirecional e de fluxo bidirecional. É utilizado o termo “*prosumers*”, para referir-se a consumidores que também possuem sua própria geração de energia elétrica, tal termo deriva do inglês, da junção das palavras “*producer*” e “*consumer*”, que significam produtor e consumidor, respectivamente.

Figura 2.1 - Características do sistema elétrico de potência: presente x futuro.



Fonte: EPE, 2019

Com a geração distribuída, começam a ser criadas as chamadas microrredes, que de acordo com ANEEL, 2015, são definidas como “rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.”. Mesmo que o conceito de microrrede pareça algo novo, ele já é utilizado há muito tempo, inclusive no Brasil, em regiões de difícil acesso, onde a interligação com a rede do SIN não seria vantajoso. Com o aumento da instalação de painéis fotovoltaicos residenciais e outras fontes de energia que não grandes centrais hidrelétricas e/ou usinas termoelétricas, o assunto microrrede ganhou uma maior visibilidade.

Ademais, dentro do escopo de microrredes, devem ser levados em conta os ditos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), do inglês *Distributed Energy*

Resources (DER), que tem um papel muito importante na nova configuração do sistema elétrico de potência. Os REDs podem ser definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras. (EPE, 2019).

Dentro dos componentes considerados como REDs estão: geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento de energia elétrica e veículos elétricos. Nos últimos anos tem aumentado significativamente a inserção de REDs no sistema elétrico brasileiro, justificado principalmente pela redução nos custos de investimentos e pela maior disseminação de tecnologias de telecomunicação e controle. (EPE, 2019).

A inserção dessas novas tecnologias no sistema elétrico de potência traz alguns desafios para o operador do sistema, pois torna o sistema muito mais complexo, com mais incertezas sobre demanda e produção de energia e exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição. Ainda assim, a inserção de RED em locais adequados e operados nos momentos certos é capaz de prover flexibilidade ao sistema, além de contribuir para a redução de perdas e melhoria no uso da capacidade disponível das redes. (EPE, 2019).

2.2 Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência

Com esse novo patamar de sistema distribuição ativo, incluindo recursos energéticos distribuídos, o uso de energias renováveis terá um papel muito mais importante que o atual, em conjunto, é claro, com o avanço de novos parques eólicos e fotovoltaicos. O problema, quando isso ocorrer, é que esse tipo de energia mais limpa possui comportamento intermitente, muitas vezes não acompanhando as necessidades de suprimento da demanda requerida pela rede. Dessa forma, poderão ocorrer problemas de instabilidades no sistema, devido ao desbalanço de carga-geração, ocasionando sub ou sobre frequência de acordo com a falta ou excesso de geração, o que pode afetar os consumidores.

O sistema elétrico opera em ambiente dinâmico, com mudanças de demanda nas cargas ao longo do dia e/ou eventuais perdas de geração (incluindo geração intermitente) ou falhas no sistema de transmissão ou distribuição durante a operação diária.

Quando sujeito a uma perturbação, a estabilidade do sistema depende da condição inicial de operação, também chamado de ponto de equilíbrio, bem como da natureza da perturbação. Em um conjunto de equilíbrio, um sistema de energia pode ser estável para um determinado (grande) distúrbio físico e instável para outro. É impraticável e economicamente inviável projetar sistemas de energia que sejam estáveis para todos os distúrbios possíveis. (IEEE/CIGRE, 2004).

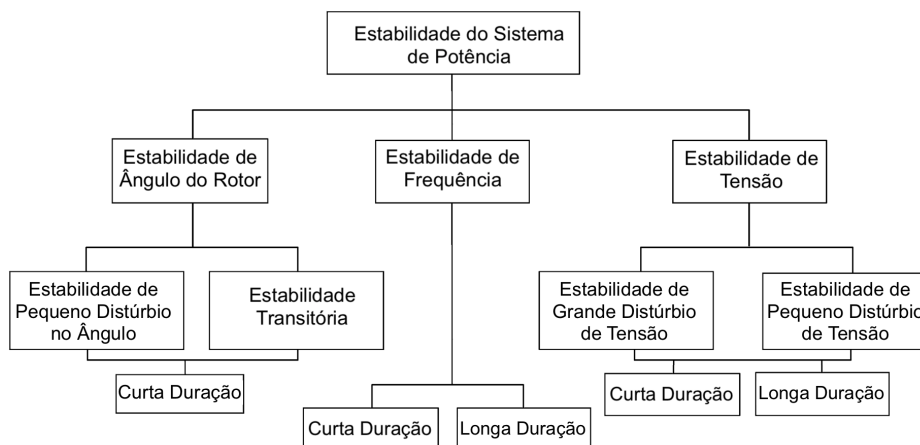
A resposta do sistema de energia a uma perturbação pode envolver grande partes dos equipamentos. Por exemplo, uma falha em um elemento crítico seguida por seu isolamento por relés de proteção causará variações nos fluxos de energia, tensões das barras e velocidades do rotor das máquinas síncronas; as variações de tensão irão acionar os reguladores automáticos de tensão do gerador e da rede de transmissão; as variações de velocidade do gerador irão acionar os reguladores de velocidade das turbinas; e as variações de tensão e frequência afetarão as cargas do sistema em vários graus, dependendo de suas características individuais. (IEEE/CIGRE, 2004).

Em IEEE/CIGRE, 2004, é proposto uma definição para a estabilidade: “Estabilidade do sistema de potência é a capacidade de um sistema de potência elétrica, para uma determinada condição operacional inicial, recuperar um estado de equilíbrio operacional após ser submetido a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de forma que praticamente todo o sistema permaneça intacto”.

Não é desejável que o sistema elétrico opere com instabilidades, dessa forma o estudo no campo da estabilidade cresceu muito ao longo dos anos e é uma área muito importante no que se refere a sistemas elétricos de potência. Dessa forma, podem-se destacar alguns tipos de estabilidade, são eles: estabilidade de ângulo do rotor, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência.

Dentre os tipos de estabilidades citados, a estabilidade de frequência e a estabilidade de tensão são as mais impactadas em redes com alta penetração de geração distribuída e acumuladores de energia. A Figura 2.2 apresenta a classificação da estabilidade, como proposta em (Kundur, 1994).

Figura 2.2 – Representação dos tipos de estabilidade.



Fonte: Adaptado de IEEE/CIGRE, 2004.

2.2.1 Estabilidade de Ângulo do Rotor

A estabilidade de ângulo do rotor refere-se à capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência interconectado de permanecer em sincronismo após serem sujeitas a uma perturbação. Depende da capacidade do sistema de manter/restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico de cada máquina síncrona inserida nele. Tal instabilidade resulta em oscilações angulares crescentes de alguns geradores, o que pode leva-los a perder o sincronismo com outros geradores. (IEEE/CIGRE, 2004). Este tipo de estabilidade foi o primeiro a ser estudado.

2.2.2 Estabilidade de Tensão

A estabilidade da tensão refere-se à capacidade de um sistema de energia de manter tensões seguras e constantes em todas as barras do sistema após ser sujeito a uma perturbação de uma determinada condição operacional inicial. Tal instabilidade pode ocasionar queda ou aumento progressivo das tensões de

algumas barras. Sua principal causa é o esgotamento, ou limitação das fontes de reativo do sistema (IEEE/CIGRE, 2004)

Um possível resultado da instabilidade da tensão é a perda de carga em uma área ou o desligamento de linhas de transmissão e outros elementos por seus sistemas de proteção, levando a interrupções em cascata. A regulação dos níveis de tensão no sistema é comumente feita através da regulação da potência reativa.

2.2.3 Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um sistema de energia de manter a frequência constante após uma perturbação no sistema, resultando em um desequilíbrio significativo entre a geração e a carga. Tal instabilidade resulta em oscilações de frequência, que pode levar ao desligamento de unidades geradoras e/ou cargas. (IEEE/CIGRE, 2004)

Para a operação satisfatória de um sistema de potência, a frequência deve permanecer quase constante. O controle relativamente próximo da frequência garante a constância da velocidade dos motores de indução e síncronos. Em uma rede, uma queda considerável na frequência pode resultar em altas correntes de magnetização em motores de indução e transformadores. (Kundur, 1994)

A frequência de um sistema depende do equilíbrio de potência ativa. Como frequência é um fator comum em todo o sistema, uma mudança na demanda de energia ativa num ponto é refletida em todo o sistema por uma mudança na frequência. É evidente que as cargas do sistema elétrico possuem parcelas ativas e reativas e que o equilíbrio entre carga e geração deve ser mantido para ambos, porém a frequência do sistema é mais sensível às variações de potência ativa.

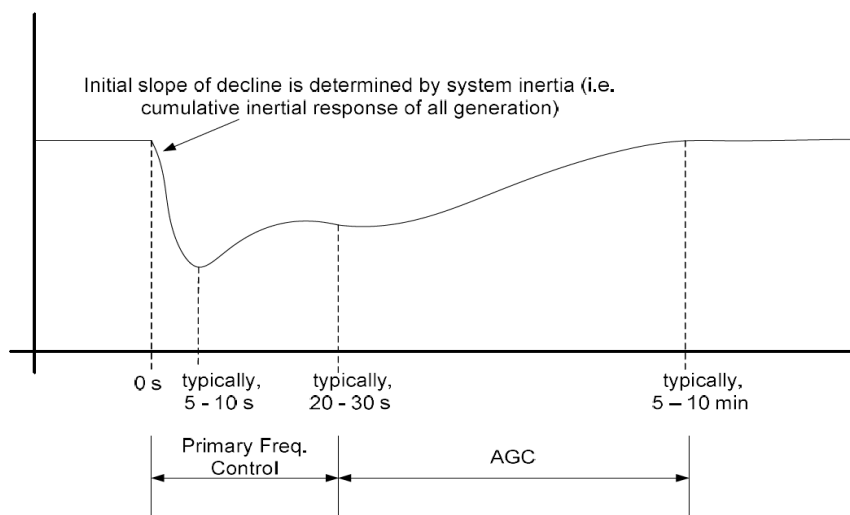
A equação fundamental da estabilidade, mostrada na equação (2.1) (Kundur, 1994), descreve o comportamento eletromecânico da oscilação da máquina síncrona. Observa-se que para a frequência se manter constante (derivada nula) a geração deve ser igual a carga do sistema, somado às perdas do mesmo.

$$2. H_i \cdot \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (2.1)$$

Sendo H_i a constante de inércia da máquina i , em s; $\frac{d\omega}{dt}$ a taxa de variação da velocidade da máquina i , em pu/s; P_{mi} a potência mecânica da máquina i , em pu e P_{ei} a potência elétrica da máquina i , em pu.

Para manter a estabilidade de frequência do sistema, são implementados mecanismos de controle, chamados de regulação de frequência primário e secundário. Na Figura 2.3 é possível analisar o comportamento do sistema, quando ocorre alguma oscilação no equilíbrio carga-geração, com tempos típicos para cada etapa da regulação de frequência, apresentados em IEEE, 2020.

Figura 2.3 – Comportamento de um sistema com regulação de frequência após uma perturbação.



Fonte: IEEE, 2020.

Antes que ocorra qualquer tipo de controle na regulação de frequência, quando ocorre alguma instabilidade no sistema, primeiramente ocorre a regulação própria do sistema (também chamada de resposta inercial), que se refere à capacidade deste sistema de autorregular o equilíbrio carga-geração. Este fato deve-se a inércia do conjunto turbina-gerador e da dependência da carga com a frequência, em que se observa uma tendência natural de diminuição da potência ativa da carga com o decaimento da frequência. (Kundur, 1994).

Quando há, por exemplo, a interrupção repentina de um grande gerador, no instante seguinte à perda de geração, a carga não muda instantaneamente. Como resultado, devido aos princípios físicos básicos e não aos controles, todos os geradores síncronos restantes responderão, na proporção de sua proximidade elétrica, inércia e potência nominal, para fornecer uma parte da energia total perdida para continuar fornecendo a carga. (IEEE, 2020).

Em (2.2) apresenta-se a relação da variação da potência elétrica da carga e a sua dependência da frequência.

$$P_{ei} = P_{Li} + D \cdot \Delta f \quad (2.2)$$

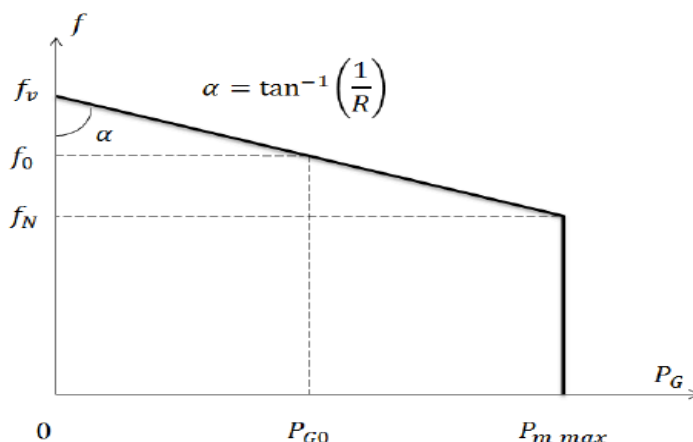
Sendo P_{Li} a parcela invariante com a frequência, em pu; D a constante de amortecimento de carga, em %, e Δf a variação de frequência, em pu. Valores típicos para a constante de amortecimento estão na faixa de 1% a 2%. Um valor de 2% significa que, para cada 1% de mudança na frequência, a carga do sistema irá sofrer uma variação de 2%. Portanto, caso o sistema não possua um controle de velocidade ativo, sua resposta a uma mudança no carregamento dependerá apenas de sua constante de inércia e de sua constante de amortecimento, limitando a manutenção da estabilidade de frequência às pequenas variações de carga. (Júnior, 2017)

A Regulação de frequência primária (PFR, do inglês *Primary Frequency Regulation*) tem como objetivo manter a frequência do sistema dentro de um intervalo predefinido após um evento de perturbação ou desequilíbrio significativo entre a geração e as cargas. (Benini, 2016). Para os estudos de estabilidade de frequência, pode-se assumir que a taxa de variação da frequência é diretamente proporcional ao desbalanço de potência e inversamente proporcional à constante de inércia da máquina. Dessa forma, para um mesmo valor de desbalanço, a taxa de variação da frequência será menor quanto maior a constante de inércia da máquina. (Júnior, 2017)

Tal comportamento pode ser observado na Figura 2.4 e na equação (2.3). Na Figura 2.4, f_N é a frequência em plena carga, em pu; f_v a frequência em vazio, em pu e P_{m_max} o despacho de carga máximo, em pu. Em (2.3), P_{G0} é o despacho de carga inicial, em pu; f_0 a frequência inicial, em pu; R o estatismo, em %.

$$P_G - P_{G0} + \frac{1}{R}(f - f_0) = 0 \tag{2.3}$$

Figura 2.4 – Regulação primária de frequência.



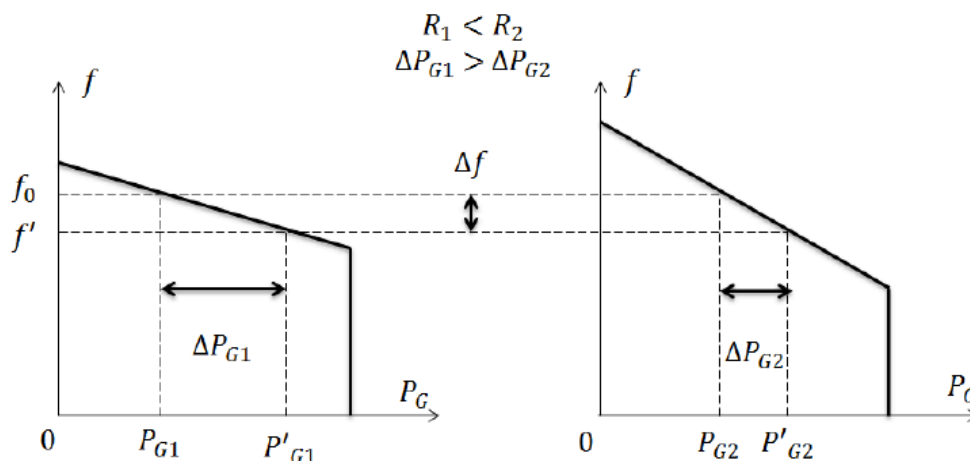
Fonte: Júnior, 2017.

Na Figura 2.5 é apresentada a característica de divisão de carga entre duas unidades geradoras, em resposta a um acréscimo de carga. As relações estabelecidas levam em conta valores por unidade das grandezas. O estatismo normalmente é estabelecido em relação à potência nominal da máquina associada ao regulador. (Júnior, 2017).

Cada uma das unidades geradoras reage de uma forma diferente a variação de frequência, dependendo de suas características de estatismo. Reescrevendo (2.3), obtém-se:

$$\Delta P_G = -\frac{\Delta f}{R} \tag{2.4}$$

Figura 2.5 - Característica de divisão de carga entre duas unidades geradoras.



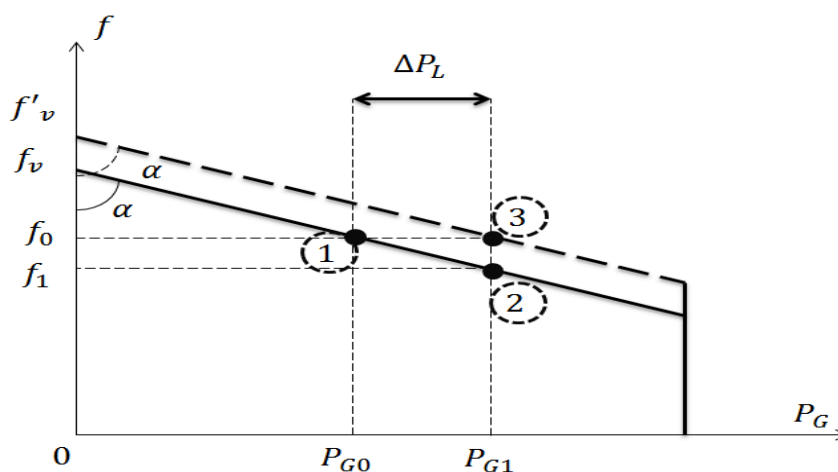
Fonte: Júnior, 2017.

Considerando-se dois geradores, pode-se assumir que a demanda total requerida será distribuída a partir do ΔP_G fornecido por cada um. Pode-se observar que o incremento de potência é inversamente proporcional ao estatismo do gerador.

A Regulação de Frequência Secundária (SFR, do inglês *Secondary Frequency Regulation*), também chamada de Controle Automático de Geração (AGC, do inglês *Automatic Generation Control*), visa restaurar a frequência do sistema ao seu valor de operação nominal e os intercâmbios de energia com áreas de controle adjacentes aos seus valores programados. (Benini, 2016). Devido à necessidade de anular o erro de frequência, um controlador com caráter integrador é utilizado para adicionar o sinal de referência na malha de controle primário de frequência (Júnior, 2017).

Na Figura 2.6 o sistema inicialmente opera em equilíbrio no ponto 1. Com o evento de desequilíbrio no sistema, a regulação primária de frequência atua, levando o sistema para o ponto 2. Após o sistema estabilizar, entra em operação a regulação secundária de frequência, que leva o sistema novamente para a condição de frequência nominal, caracterizada pelo ponto 3. Observa-se que a regulação secundária não altera as características de estatismo do gerador (inclinação da reta).

Figura 2.6 - Regulação secundária de frequência.



Fonte: Júnior, 2017.

Visto que o sistema elétrico deve operar de forma a atender com qualidade e segurança todos os usuários, uma alternativa para compensar as variações de geração de energia elétrica em sistemas com alta penetração de geração distribuída é utilizar dispositivos de armazenamento para injetar energia no sistema, em períodos transitórios de intermitência de geração baseada em fontes renováveis, tipicamente eólicas e solares. Esses dispositivos de armazenamento de energia podem ser alocados tanto dentro das propriedades onde há geração modular ou em grandes bancos acumuladores nas subestações, ou mesmo ao longo da rede.

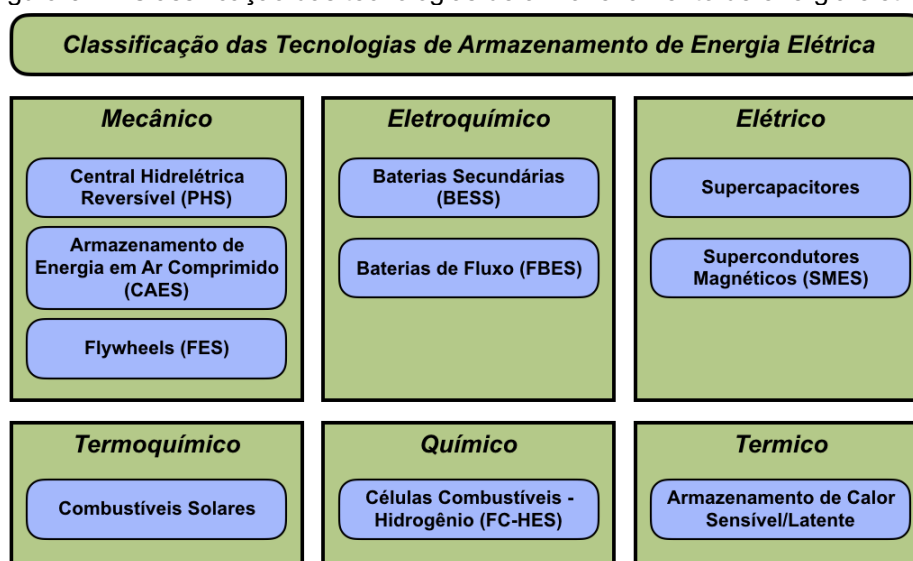
De acordo com ANEEL, 2012, uma fonte de energia intermitente é caracterizada como “recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original”. Assim, dependendo o nível de penetração de geração distribuída em um sistema, ou o nível de distúrbio causado na rede (por própria intermitência de geração, ou por eventos como curtos-circuitos na rede), o sistema pode perder sua condição de estabilidade, e os sistemas de armazenamento de energia entram como reguladores e/ou agentes que ajudam o sistema a voltar a operar em sua condição de estabilidade.

3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com EPE, 2018, as tecnologias de armazenamento de energia servem para preencher as lacunas temporais e geográficas (quando acopladas a outros componentes da infraestrutura energética) entre a oferta e a demanda de energia. Estes, podem ser implementadas de grandes a pequenas escalas, de maneira distribuída e centralizada, em todo o sistema de energia.

O armazenamento de energia consiste no processo de conversão de energia elétrica, que não pode ser armazenada, para outro tipo de energia, como energia química, mecânica e/ou térmica, as quais permitem o armazenamento. Dessa forma, a energia armazenada pode ser convertida novamente em energia elétrica quando for necessário. (Ibrahim et al., 2008). Os métodos mais usuais de armazenamento de energia estão representados e classificados na Figura 3.1, de acordo com o tipo de energia utilizado para este processo.

Figura 3.1 - Classificação das tecnologias de armazenamento de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de Luo et al., 2015.

O armazenamento de energia pelos seres humanos é mais antigo do que parece, sendo que na Idade Antiga já eram utilizados dispositivos conhecidos como moinhos de água, operando em conjunto com reservatórios de água. Ou seja, a energia potencial da água no reservatório, se transformava em energia cinética, (ao percorrer os canais) que, ao passar pelo moinho, fazia esse girar e assim eram triturados grãos de forma automática.

Em relação a energia elétrica, a Pilha de Volta, ou pilha voltaica, foi a primeira bateria com capacidade de prover uma corrente elétrica a um circuito de forma contínua. Essa bateria foi desenvolvida por Alessandro Volta, que publicou seus experimentos em 1799. Com o passar dos anos, inúmeros experimentos foram realizados, até que em 1859, foi desenvolvida pelo físico francês Gaston Planté a primeira bateria secundária (que possui capacidade de ser recarregável). Essa é conhecida pelo nome de bateria de Chumbo-Ácido. (Jung et al., 2015).

Com o desenvolvimento tecnológico, ao longo dos séculos XIX e XX, a bateria de chumbo-ácido foi largamente utilizada por diversos setores, sendo algumas das aplicações o fornecimento de energia reserva e o uso como bateria de partida em automóveis. (Jung et al., 2015). Além disso, muitas outras topologias de baterias foram sendo desenvolvidas, como as de Níquel-Cádmio (NiCd) e Lítio-Íon (Li-ion).

3.1 Características dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica

De acordo com Ibrahim et al., 2008; Luo et al., 2015, alguns pontos que são importantes para se escolher um sistema de armazenamento para determinado uso são: a sua capacidade de armazenamento de energia, as faixas de potência que o sistema pode operar; as densidades de energia e de potência; a potência e a energia específica; a profundidade de descarga, o tempo e a eficiência de descarga; a vida útil, que normalmente leva em conta o número de ciclos; os custos de aquisição, operação e manutenção; a taxa de autodescarga e a confiabilidade. A energia e potência específica são características importantes que representam a energia e a potência total por unidade de massa, enquanto as densidades relacionam as grandezas com o volume ocupado.

Para a escolha do sistema de armazenamento de energia que será utilizado em um sistema elétrico, é necessário o conhecimento dos métodos existentes de armazenamento. Como o foco deste trabalho é a modelagem de um banco de baterias que compõe um sistema de armazenamento, na próxima seção serão exploradas as tecnologias atualmente empregadas.

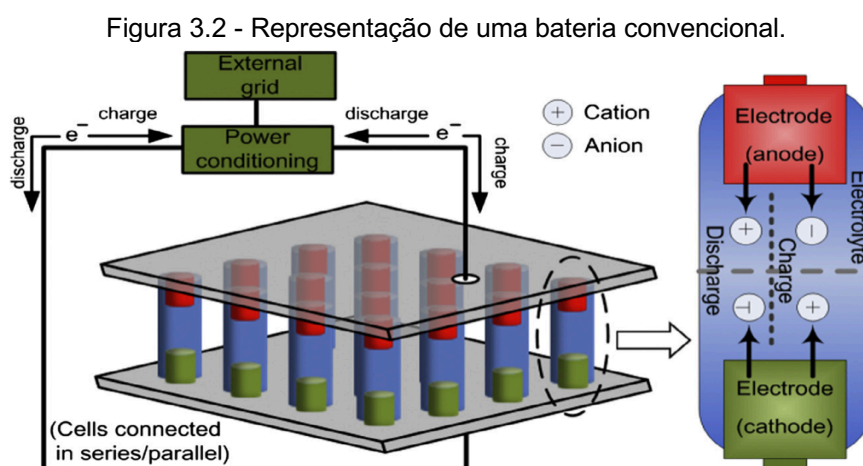
3.2 Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica

Algumas das tecnologias já são amplamente utilizadas, enquanto outras ainda estão na fase de desenvolvimento e testes.

3.2.1 Baterias Convencionais (BESS)

As baterias são um dos dispositivos de armazenamento de energia mais comuns utilizados atualmente, tanto na indústria, quanto na vida cotidiana. As baterias eletroquímicas podem ser divididas em dois grupos: baterias primárias ou secundárias. As baterias primárias são geradoras não recarregáveis, ou seja, após o esgotamento da capacidade de geração de energia não podem mais ser reutilizadas para o armazenamento de energia elétrica. As secundárias, por sua vez, suportam várias recargas, através do recarregamento de energia no dispositivo.

Estes dispositivos são constituídos por conjuntos de células, em que a energia química é convertida em energia elétrica e vice-versa. A tensão desejada da bateria e os níveis de corrente são obtidos conectando eletricamente as células em série e paralelo. (Divya; Østergaard, 2009). Na Figura 3.2 é possível observar a representação do funcionamento de uma bateria, sendo destacado o processo de carga e descarga.



Fonte: Luo et al., 2015.

Atualmente, as baterias convencionais são os tipos de armazenadores de energia mais utilizados. Seus tempos de ciclo relativamente baixos e altos custos

de manutenção são considerados como os principais problemas para a implementação de instalações de grande escala de acumuladores de baterias, visando o sistema de potência. (Divya; Østergaard, 2009). O descarte e/ou a reciclagem das baterias descarregadas também é considerado um fator importante, pois se em sua constituição forem utilizados materiais químicos tóxicos, existe um grande perigo em potencial para o meio ambiente e também para a vida e saúde das pessoas.

3.2.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

Atualmente, a bateria recarregável de chumbo-ácido é a tecnologia eletroquímica mais popular, madura, confiável, segura e econômica em utilização, com aplicações muito mais amplas do que outros dispositivos eletroquímicos. A bateria de chumbo-ácido consiste em um eletrodo positivo de dióxido de chumbo (PbO_2), um eletrodo negativo de Chumbo (Pb) e um eletrólito composto por ácido sulfúrico (H_2SO_4), daí o nome chumbo-ácido. No estágio de descarga da bateria, o eletrodo positivo de dióxido de chumbo e o eletrodo negativo de chumbo são convertidos em sulfato de chumbo ($PbSO_4$) e consomem os íons sulfato, reduzindo a densidade específica do eletrólito, e ficando mais próximo da água. O eletrodo positivo é o principal fator no desempenho e na vida útil de uma bateria de chumbo-ácido. (Brasil; Melo, 2017; Jung et al., 2015; Luo et al., 2015).

De um modo geral, as baterias se enquadram em duas categorias: Baterias de Tipo Inundado e Baterias de Tipo Regulado por Válvula (VRLA). Na bateria do tipo inundado é utilizada uma solução aquosa de ácido sulfúrico. Esse tipo de bateria de chumbo-ácido é a mais barata que a VRLA, mas geralmente requer pelo menos manutenção mensal para verificar e adicionar água destilada. Além disso, sua operação precisa ser realizada em locais ventilados, porque produz gases inflamáveis. (Hu et al., 2017).

As baterias VRLA utilizam a mesma tecnologia eletroquímica básica que as baterias de chumbo-ácido inundadas, a diferença está no fato de que essas baterias, ao invés de submergir as placas em um líquido, possuem um eletrólito em um separador umedecido, o que permite a bateria operar em qualquer

orientação física, sem vazamentos. Além disso as baterias VRLA são fechadas com uma válvula de segurança, que tem a função de regular a pressão interna e é utilizada quando há uma quantidade excessiva de hidrogênio no interior da bateria. (Battery University, 2019; Divya; Østergaard, 2009).

As baterias de chumbo-ácido requerem procedimentos de manutenção cuidadosos para impedir a formação de grandes cristais de sulfato, que reduzem a capacidade geral da bateria, e tampouco devem ser descarregadas em excesso ou mantida em estado descarregado. Todos os tipos de baterias de chumbo-ácido falham prematuramente se não estiverem totalmente carregadas após cada ciclo. (Brasil; Melo, 2017).

De acordo com Jung et al., 2015 a bateria de chumbo-ácido geralmente pode ser carregada com várias taxas de carga, sem que haja excesso de gás, sobrecarga ou aumento de temperatura. O carregamento deve ser controlado de modo que pouco gás seja carregado sob carga, minimizando a necessidade de adição de água, ou seja, reduzindo os custos de manutenção.

Em Jung et al., 2015 são dadas sugestões para o melhor uso das baterias de chumbo-ácido, visando que o tempo de vida útil seja otimizado. Para tanto, devem ser tomados alguns cuidados, como por exemplo:

- Carregar a bateria com um carregador adequado que atenda aos requisitos de carregamento;
- Não descarregar a bateria além da tensão de corte;
- Não superaquecer a bateria;
- Não sobrecarregar a bateria;
- Manter a bateria limpa.

É comentado em Hu et al., 2017 que, mesmo com desvantagens em relações a outras baterias, a bateria de chumbo-ácido segue sendo a mais utilizada mundialmente. Este tipo de bateria ainda segue sendo muito empregada, principalmente nos casos em que a relação custo-benefício, a confiabilidade e a tolerância são críticas, mas a densidade de energia e a vida útil não são tão importantes.

3.2.1.2 Baterias de Lítio-Íon (Li-ion)

As baterias de lítio-íon possuem um eletrodo positivo formado por um óxido ou fosfato metálico de lítio (Li), um eletrodo negativo composto de carbono grafite (normalmente em camadas) e o eletrólito, que tipicamente é formado por um sal condutor em uma solução líquida orgânica ou um polímero condutor. Na descarga, os íons de lítio fluem entre as camadas de carbono no eletrodo negativo e as camadas de óxido no eletrodo positivo através do eletrólito. Durante carga, esse processo é revertido. (Divya; Østergaard, 2009; IEEE, 2017).

Atualmente, existem principalmente dois tipos de baterias de lítio-íon, baseadas em eletrólitos líquidos e eletrólitos de polímeros em gel. O primeiro é chamado de bateria de lítio-íon e o segundo, bateria de polímero de lítio-íon. Há também algumas pesquisas recentes sobre baterias de lítio-íon de estado sólido. (Wu, 2015).

As baterias de lítio-íon possuem alta densidade de potência e energia, e alta potência e energia específica se comparado aos outros sistemas de armazenamento. Possuem rápido tempo de resposta, baixas taxas de autodescarga e alta eficiência de ciclo. Como desvantagens desta tecnologia que há degradação das células em altas temperaturas, bem como a possibilidade de explosões quando submetidas a sobrecargas. (Filho, 2017; Luo et al., 2015). Essas características fazem necessário o uso de dispositivos de controle para assegurar as condições seguras de operação, o que acaba elevando mais os custos, que já são inicialmente maiores em relação a outros tipos de bateria. (Santos, 2018).

Baseado no conteúdo contido em Battery University, 2019 foi confeccionado o Quadro 3.1. Nesse quadro é possível observar algumas informações de interesse, referentes às formulações químicas das baterias de lítio-íon mais usuais atualmente.

As baterias de polímero de lítio (Li-Po) são uma variação do íon de lítio, mas usam um polímero como meio eletrolítico, que também liga as camadas de ânodo e cátodo, permitindo maior flexibilidade na geometria da célula. As baterias Li-Po possuem características são muito semelhantes às de Li-ion, com

a vantagem de permitirem uma densidade maior de energia; melhor segurança e confiabilidade, visto que o eletrólito não é líquido e assim não havendo possibilidade de vazamentos. (IEEE, 2017).

Quadro 3.1 - Comparativo entre formulações de baterias de lítio-íon.

Formulação Química	Energia Específica (Wh/kg)	Tensão Nominal (V)	Taxa de Carga	Taxa de Descarga	Ciclo de vida (ciclos)
<i>LiCoO₂ (LCO)</i>	150-200	3,7	0,7-1C	1C	500-1000
<i>LiFePO₄ (LFP)</i>	90-120	3,2	1C	1C (25C)	1000-2000
<i>LiMn₂O₄ (LMO)</i>	100-150	3,9	0,7-1C	1-10C	300-700
<i>LiNiCoAlO₂ (LNCA)</i>	200-260	3,6	1C	1C	500
<i>LiNiMnCoO₂ (LNMC)</i>	150-220	3,6	0,7-1C	1-2C	1000-2000

Fonte: Adaptado de Battery University, 2019.

3.2.1.3 Baterias de Sódio-Enxofre (NaS)

A bateria de sódio-enxofre consiste em um eletrodo positivo de enxofre (S) e um eletrodo negativo de sódio (Na), separados por um eletrólito cerâmico sólido de beta-alumina (beta-Al₂O₃). O eletrólito permite que apenas os íons positivos de sódio passem por ele e se combinem com o enxofre para formar polissulfetos de sódio.

Durante a descarga, íons positivos de sódio fluem através do eletrólito e elétrons fluem no circuito externo da bateria produzindo cerca de 2V. A bateria é mantida em uma temperatura em torno de 300°C, para que esse processo possa ocorrer. (Divya; Østergaard, 2009).

A configuração tubular dessas baterias permite a alteração do estado dos eletrodos durante os ciclos de carga e descarga e minimiza a área de vedação, favorecendo o design geral da célula. Esse tipo de bateria não apresenta problemas de autodescarga se mantidas à temperatura nominal de operação, resultando em uma alta eficiência. (Sarasua et al., 2013). É interessante destacar que a bateria NaS é confeccionada com materiais não tóxicos, sendo facilmente recicláveis e não agredindo o meio ambiente. (Luo et al., 2015).

As vantagens do uso desta bateria em relação às outras existentes estão no fato desta possuir densidade de energia elevada; taxa de autodescarga diária praticamente nula. (Luo et al., 2015). A capacidade de fornecer pulsos de

energia de até cinco vezes a sua capacidade nominal durante um período de tempo de até 30 segundos continuamente é a razão fundamental do porquê essas baterias são consideradas economicamente viáveis para aplicações de qualidade e gerenciamento de energia. Essa função é possível mesmo que a bateria esteja no meio de um processo de descarga. Na prática, a descarga da bateria de sódio é limitada a menos de 100% de sua capacidade teórica, devido às propriedades corrosivas do polissulfeto de sódio (Na_2S_3). (Sarasua et al., 2013).

Como desvantagem, deve-se citar que estas baterias possuem alto custo de produção e de manutenção, e que necessitam um sistema externo para suprir a temperatura operacional. (Luo et al., 2015). Ademais, existe um grande risco operacional devido ao uso de sódio metálico, que é altamente reativo se exposto à água, liberando hidrogênio, que pode entrar em combustão. (Aneke; Wang, 2016).

3.2.1.4 Baterias de Níquel-Cádmio (NiCd)

As baterias de níquel-cádmio possuem um eletrodo positivo de hidróxido de óxido de níquel ($\text{NiO}(\text{OH})$), um eletrodo negativo de cádmio (Cd) e um eletrólito alcalino que, normalmente, é composto por hidróxido de potássio (KOH). Normalmente, possui confiabilidade relativamente alta, baixos requisitos de manutenção e vida útil longa. Cada célula de NiCd pode fornecer uma tensão de 1,2 V e ter uma capacidade entre 0,5 e 2,3 Ah. (Luo et al., 2015; Sarasua et al., 2013).

Como desvantagens do uso deste tipo de bateria, podem ser destacados que a bateria de NiCd sofre com o efeito de memória, ou seja, a capacidade máxima pode ser reduzida drasticamente se a bateria for recarregada repetidamente após ser descarregada apenas parcialmente; alto custo; dificuldade de determinação do estado de carga. Além do potencial ambiental causado pela toxicidade do cádmio. (Sarasua et al., 2013).

3.2.1.5 Baterias de Níquel-Hidreto Metálico (NiMH)

A bateria de níquel-hidreto metálico (NiMH) é semelhante à bateria de NiCd, porém possui como eletrodo uma liga de hidreto de metal (níquel-oxi-hidróxido) ao invés de cádmio. Possui energia específica moderada e densidade de energia relativamente alta, melhores que as da bateria NiCd. (Luo et al., 2015). Cada célula NiMH também pode fornecer uma tensão de 1,2 V e ter uma capacidade entre 0,8 e 2,7 Ah. (Sarasua et al., 2013).

As baterias de NiMH possuem menor efeito de memória e agredem menos o meio ambiente, visto que o cádmio foi substituído por outro material não tóxico. Em contrapartida, possuem alta taxa de autodescarga, menor vida útil e são mais sensíveis ao descarregamento profundo, diminuindo consideravelmente o desempenho com algumas centenas de ciclos completos. Além disso, também são mais suscetíveis a danos por sobrecarga e tem menor capacidade de liberar picos de potência. (Luo et al., 2015; Sarasua et al., 2013).

3.2.2 Baterias de Fluxo (FBES)

A bateria de fluxo consiste em dois reservatórios de eletrólitos dos quais os eletrólitos circulam (por bombas) através de uma célula eletroquímica compreendendo um cátodo, um ânodo e um separador de membrana. A energia química é convertida em eletricidade na célula eletroquímica, quando os dois eletrólitos fluem. Com esse tipo de bateria é possível projetar um sistema de entrega de potência otimizada, sem precisar maximizar a densidade de energia. (Aneke; Wang, 2016).

A operação é baseada em reações de redução-oxidação das soluções eletrolíticas. Durante a fase de carregamento, um eletrólito é oxidado no ânodo e outro eletrólito é reduzido no cátodo, e a energia química é convertida em eletricidade na célula eletroquímica, quando os dois eletrólitos fluem. O processo acima é revertido durante a fase de descarga. (Luo et al., 2015). O processo da carga e descarga de uma bateria de fluxo pode ser observado na Figura 3.3.

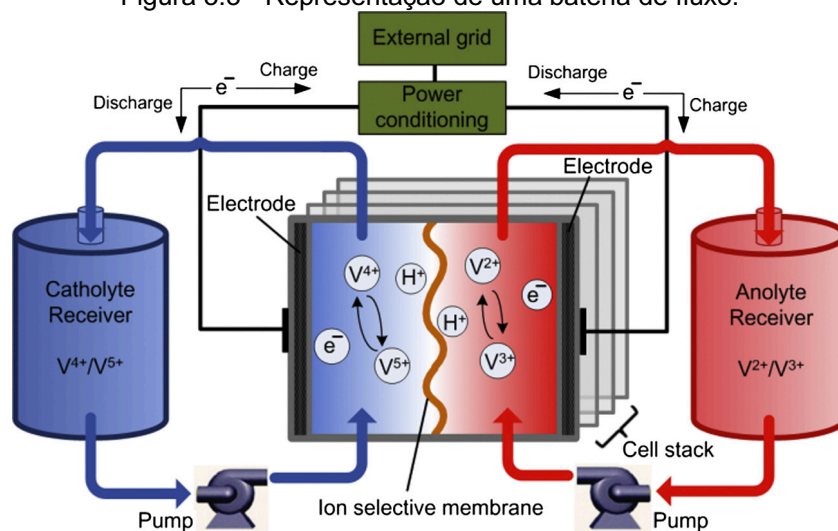
Ambos os eletrólitos são armazenados separadamente em grandes tanques de armazenamento fora da célula eletroquímica. O tamanho dos tanques e a quantidade de eletrólitos determina a densidade de energia dessas baterias. A

densidade de potencia nas baterias de fluxo por sua vez, depende das taxas de reações dos eletrodos que ocorrem no ânodo e no cátodo. (Divya; Østergaard, 2009). As baterias de fluxo podem ser classificadas nas categorias de baterias de fluxo redox e baterias de fluxo híbridas, dependendo se os componentes eletroativos podem ser dissolvidos ou não no eletrólito. (Luo et al., 2015).

De acordo com Divya; Østergaard, 2009, algumas das principais características das baterias de fluxo são: a alta potência; a longa duração; o fato da potência ser independente da capacidade de armazenamento; os eletrólitos podem ser substituídos facilmente; a rápida resposta e a possibilidade de troca entre modos de carga e descarga em aproximadamente 1ms. Esse tipo de bateria também possui baixa eficiência, devido à energia necessária para circular o eletrólito e perdas devido a reações químicas.

Outra característica interessante das baterias de fluxo é que o sistema não possui autodescarga, visto que os eletrólitos são armazenados separadamente e não podem reagir. (Divya; Østergaard, 2009). Dentre as baterias de fluxo, podem se destacar a bateria de redox de vanádio (VRB), que é a que está melhor desenvolvida até o momento, a bateria de brometo de zinco (ZnBr) e a bateria de brometo polissulfúrico (PSB).

Figura 3.3 - Representação de uma bateria de fluxo.

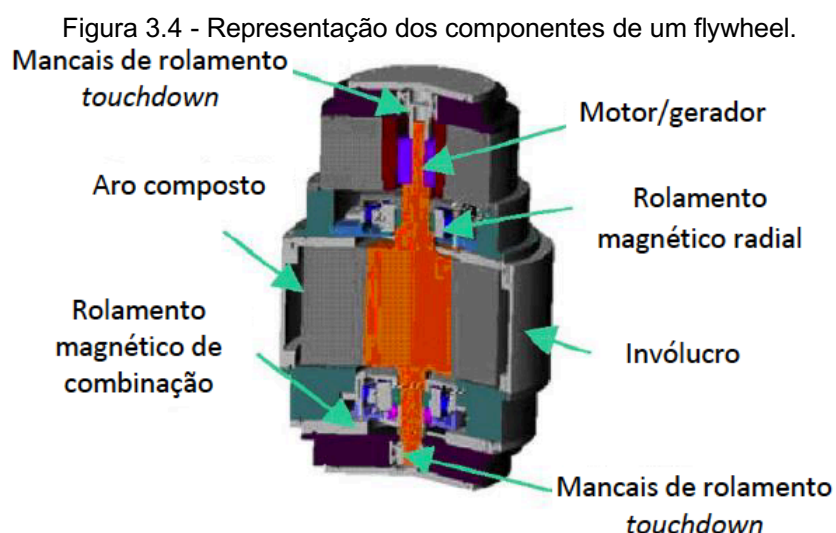


Fonte: Luo et al., 2015.

3.2.3 Flywheels (FES)

Os Flywheels são dispositivos mecânicos utilizados para armazenamento de energia na forma de energia cinética. O flywheel é acoplado a uma máquina elétrica de indução, que pode atuar como motor ou gerador. A estrutura do sistema é montada em uma câmara de baixa pressão a fim de reduzir as perdas. (Luo et al., 2015). A representação de um flywheel é mostrada na Figura 3.4.

Além disso, no sistema de armazenamento por flywheels é composto por elementos de eletrônica de potência, ou seja, conjunto de inversores e retificadores que têm a função de controlar o modo de operação motor/gerador e prover o fornecimento da tensão e frequência em níveis adequados. Também são necessários sistemas de instrumentação e controle que monitoram e asseguram o funcionamento dentro dos parâmetros requeridos. (Carmo; Tatizawa, 2019).



Fonte: Carmo; Tatizawa, 2019.

Durante a operação de carga, a eletricidade é transferida da rede para o sistema de armazenamento de energia cinética através do motor. Quando necessário, a energia cinética armazenada é convertida novamente no gerador elétrico. (Dvorsky et al., 2018). Os sistemas FES usam eletricidade para acelerar ou desacelerar o flywheel, ou seja, a energia armazenada é transferida para ou do flywheel através da mesma máquina elétrica. (Luo et al., 2015).

A rotação do eixo transfere um momento angular para o rotor, que atua como componente de armazenamento de energia. Durante a fase de descarga, a

massa rotativa transfere a energia cinética à medida que desacelera e transforma de volta à energia elétrica acumulada usando o gerador conectado ao mesmo eixo. (Aneke; Wang, 2016).

Flywheels armazenam energia sob a forma de energia cinética de uma massa girando a uma velocidade ω . Ao aumentar a velocidade angular do sistema, aumenta-se também a energia armazenada no flywheel, e a densidade de energia do sistema. O momento de inércia depende da massa e da geometria do objeto em rotação. As geometrias mais usuais são em forma de disco ou cilindros. (Carmo; Tatizawa, 2019).

Em relação aos outros métodos de armazenamento, os flywheels apresentam baixo custo de manutenção; longos ciclos de vida; operação em ampla faixa de temperatura; grande densidade de potência e baixo impacto ambiental. Além disso, possuem rápido tempo de resposta e não possuem efeitos de profundidade de descarga. (Aneke; Wang, 2016; Carmo; Tatizawa, 2019; Ibrahim et al., 2008).

As perdas no sistema são devido ao atrito viscoso com o ar e ao atrito nos mancais. Como resultado de perdas por atrito, os flywheels não são bons para armazenamento de energia a longo prazo. A presença de forças de atrito reduz a eficiência do flywheel durante a operação. Por exemplo, um flywheel pode atingir uma eficiência instantânea de 85% após o carregamento, isso pode cair para cerca de 78% após 5h e 45% após um dia. (Carmo; Tatizawa, 2019; Ibrahim et al., 2008).

De acordo com Filho, 2017 o uso dos flywheels continua sendo custoso, sendo implantados em situações em que há variação de demanda de curta duração e necessidade de rápida resposta. Para essas utilizações, esta é uma forma de armazenamento competitiva em relação as soluções tradicionais com baterias chumbo-ácidas. (Carmo; Tatizawa, 2019).

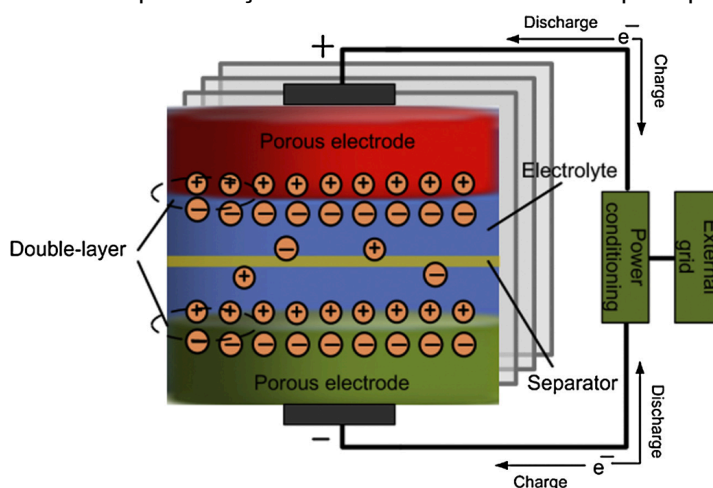
Mesmo que inicialmente os flywheels tenham sido projetados para lidar com distúrbios de curta duração, a fim de melhorar a qualidade de energia, Luo et al., 2015 afirma que as áreas de atuação destes dispositivos estão em constante evolução e expansão. Atualmente estão sendo estudadas e testadas em operação relativamente de longa duração de descarga (até várias horas), para

uso em veículos elétricos e usinas de energia. Ainda, de acordo com Luo et al., 2015, flywheels já são usados em sistemas de distribuição de energia elétrica, trabalhando integrados com a geração de energia renovável intermitente.

3.2.4 Capacitores e Supercapacitores

Um capacitor é um dispositivo elétrico composto por pelo menos dois condutores elétricos separados por uma fina camada isolante (normalmente feito de cerâmica, vidro ou filme plástico). Quando um capacitor é carregado, a energia é armazenada no material dielétrico em um campo eletrostático. Sua tensão máxima de operação depende das características de quebra do material dielétrico. A Representação do funcionamento de um supercapacitor é mostrada na Figura 3.5.

Figura 3.5 - Representação do funcionamento de um supercapacitor.



Fonte: Luo et al., 2015.

Os capacitores são adequados para armazenar pequenas quantidades de energia elétrica e conduzir uma tensão variável, além de possuir maior densidade de potência e menor tempo de carregamento em comparação com as baterias convencionais. No entanto, eles possuem alta dissipação de energia devido às taxas de autodescarga. De acordo com essas características, os capacitores podem ser usados para aplicações de qualidade de energia, como correção de alta tensão, suavização da saída de fontes de alimentação e atenuação de efeitos transitórios em bancos de baterias. (Luo et al., 2015).

Além dos capacitores convencionais, existe um outro tipo de capacitor, chamado de supercapacitor, também denominado capacitor elétrico de camada dupla ou ultracapacitor. Esses componentes possuem características de capacitores e baterias eletroquímicas, exceto que não há reação química, o que aumenta muito a capacidade de ciclagem. Diferentemente dos capacitores eletrostáticos tradicionais, estes capacitores usam um eletrólito carregando íons entre dois eletrodos de forma semelhante às baterias, ou seja, eles possuem dois eletrodos condutores, um eletrólito e um separador de membrana porosa. (Filho, 2017; Ibrahim et al., 2008; Luo et al., 2015).

Supercapacitores possuem densidades de potência muito altas, mas densidades de energia baixas, além disso, supercapacitores possuem grande vida útil, alta eficiência de ciclo e estão entre os dispositivos que possuem o tempo de resposta mais rápido. No entanto, a taxa diária de autodescarga destes dispositivos é considerada alta e o custo para a utilização também é alto, se comparado a outras tecnologias. (Luo et al., 2015).

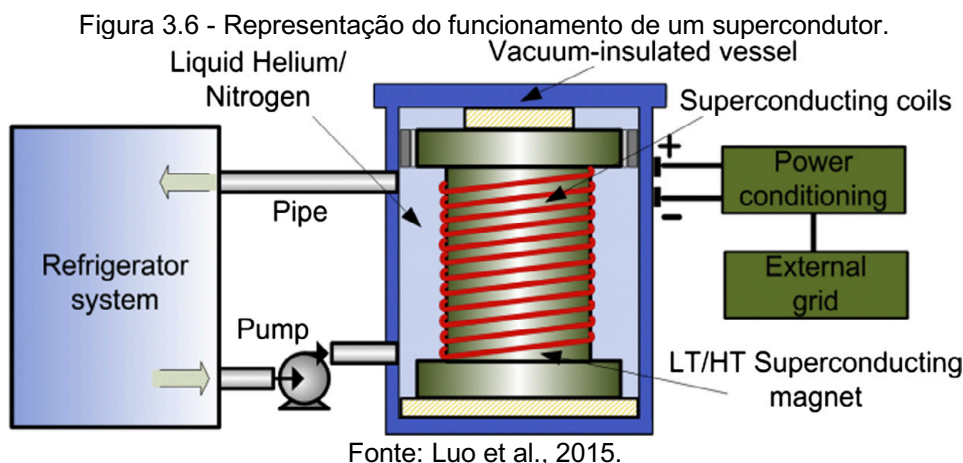
3.2.5 Supercondutores Magnéticos (SMES)

O sistema formado por supercondutores magnético é composto por três componentes principais, sendo eles: uma bobina supercondutora, um subsistema de condicionamento de energia e um subsistema de refrigeração criogênica e vácuo. O sistema SMES armazena energia elétrica no campo magnético gerado pela corrente contínua (CC) na bobina supercondutora, que foi resfriada até uma temperatura abaixo da temperatura crítica supercondutora (cerca de -270°C , dependendo o uso).

Embora o sistema exija uma quantidade considerável de energia para atingir a condição criogênica e que a corrente flua através de materiais não supercondutores e comutadores de estado sólido que causam perdas resistivas, a eficiência geral em aplicações comerciais na faixa de MW é muito alta. (Aneke; Wang, 2016).

Em geral, quando a corrente passa através de uma bobina, a energia elétrica é dissipada como calor devido à resistência do fio, porém, se a bobina é feita de um material supercondutor (nióbio-titano (NbTi)), e opera em seu estado

supercondutor (em temperaturas muito baixas), ocorre o fenômeno de resistência “zero” e a energia elétrica pode ser armazenada quase sem perdas. A magnitude da energia armazenada é determinada pela auto-indutância da bobina e pela corrente que flui através dela. A corrente aumenta durante o carregamento e diminui durante a descarga e deve ser convertida para aplicações de tensão CA ou CC. (Luo et al., 2015). Na Figura 3.6 é possível se observar o funcionamento de um supercondutor.



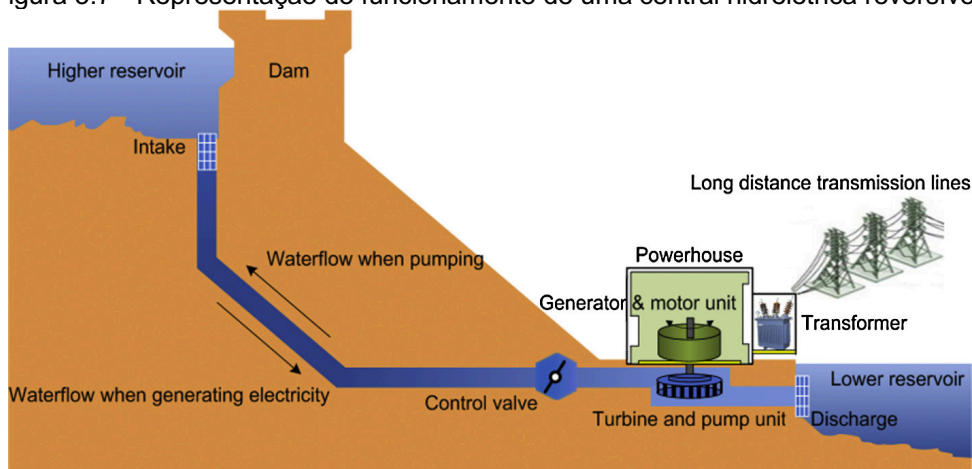
Dentre as vantagens desse tipo de sistema acumulador de energia elétrica estão a alta densidade de potência, tempo de resposta rápido, tempo de descarga completo muito rápido (menos de 1min), alta eficiência do ciclo e vida útil longa. Ao contrário das baterias recarregáveis, os dispositivos SMES são capazes de descarregar praticamente toda a energia armazenada sem praticamente danificar o material, mesmo após milhares de ciclos completos. (Luo et al., 2015).

Os supercondutores são muito úteis para aplicações que requerem operação contínua com um grande número de ciclos completos de carga e descarga. O rápido tempo de resposta desses sistemas os torna ideais para regular a estabilidade da rede. Sobre as desvantagens, podem-se considerar a alta taxa de autodescarga diária e o alto custo para a utilização, influenciado bastante pelo sistema de refrigeração. (Ibrahim et al., 2008; Luo et al., 2015).

3.2.6 Central Hidrelétrica Reversível (PHS)

Como é possível observar na Figura 3.7, uma central hidrelétrica reversível é uma instalação que utiliza dois reservatórios de água em potenciais gravitacionais distintos. A quantidade de energia armazenada depende da diferença do potencial gravitacional entre os dois reservatórios e o volume total de água armazenada. A potência nominal das plantas PHS depende da pressão da água, da taxa de fluxo através das turbinas e da potência nominal das unidades de bomba/turbina e gerador/motor.

Figura 3.7 - Representação do funcionamento de uma central hidrelétrica reversível.



Fonte: Luo et al., 2015.

O intuito deste método é que durante o horário de menor demanda de eletricidade, a água seja bombeada para o reservatório de nível mais alto e durante o horário de pico, quando maior demanda for solicitada, a água possa ser liberada de volta para o reservatório de nível inferior. No caminho, entre os dois reservatórios, a água alimenta as unidades de turbinas que acionam as máquinas elétricas para gerar eletricidade. (Luo et al., 2015).

As centrais hidrelétricas reversíveis são um dos sistemas de armazenamento de energia que podem fornecer maior potência por longos períodos de tempo (1 a 24h). Além disso, o tempo de vida útil é na ordem de 40 a 60 anos, o que possibilita produzir energia elétrica a baixo custo. (Luo et al., 2015).

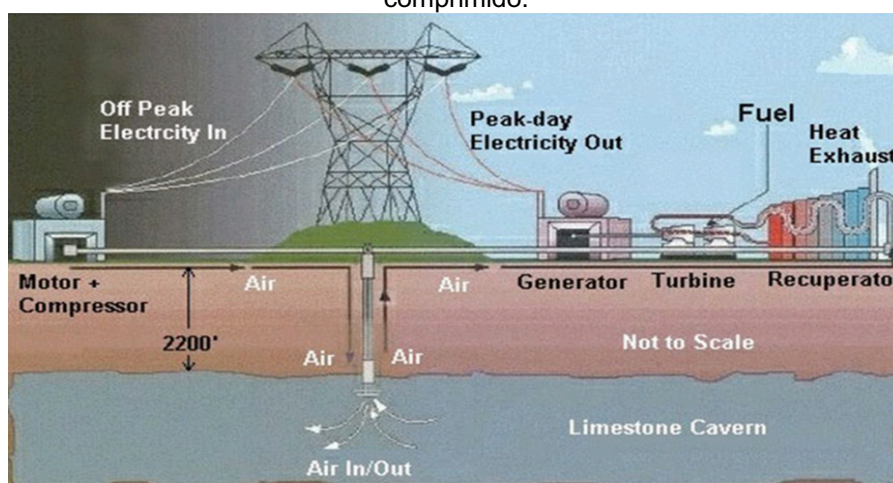
A vantagem deste método é que ele gera energia a partir de uma fonte renovável altamente concentrada. Dentre as desvantagens estão as restrições do local de operação, pois há necessidade de locais com diferentes elevações

de massas de água, além do fato de necessitar alto investimento e tempo para a construção das centrais hidrelétricas. Também deve-se considerar que o tempo de resposta deste sistema de armazenamento está na ordem de minutos, o que é considerado longo, comparado a outras tecnologias. (Ibrahim et al., 2008).

3.2.7 Armazenamento de Energia em Ar Comprimido (CAES)

O armazenamento de energia em ar comprimido possui uma das maiores potências comparado a outros métodos de armazenamento, e tempos de descarga relativamente longos. Essa forma de armazenamento de energia pode armazenar uma grande quantidade de energia através de uma tecnologia que utiliza reservatórios de ar comprimido. (Filho, 2017). Na Figura 3.8 pode-se observar o funcionamento do sistema de armazenamento de energia em ar comprimido.

Figura 3.8 - Representação do funcionamento do sistema de armazenamento de energia em ar comprimido.



Fonte: Luo et al., 2015.

Quando a demanda é baixa, a energia excedente põe em funcionamento uma unidade reversível de motor/gerador, que aciona uma cadeia de compressores para injetar ar nos tanques de armazenamento/cavernas. Quando a geração de energia é insuficiente para atender à demanda de carga, o ar comprimido armazenado é liberado e aquecido. Esse gás comprimido passa por turbinas, que geram então energia elétrica. A geração de energia é até três vezes maior do que a consumida durante os períodos de compressão. (Ibrahim et al., 2008).

Os usos práticos das plantas CAES em larga escala envolvem aplicações de grade para deslocamento de carga, corte de pico e controle de frequência e tensão. O CAES pode trabalhar com aplicações intermitentes de energia renovável, especialmente em energia eólica, para suavizar a produção de energia. (Luo et al., 2015).

O sistema CAES pode ser construído para ter pequena ou grande escala de capacidades. O armazenamento de ar comprimido sob alta pressão em cilindros, com estruturas de fibra de carbono), geralmente subterrâneos, é uma boa solução para aplicações de pequena e média escala. (Ibrahim et al., 2008).

3.2.8 Armazenamento Baseado em Energia Térmica (TES)

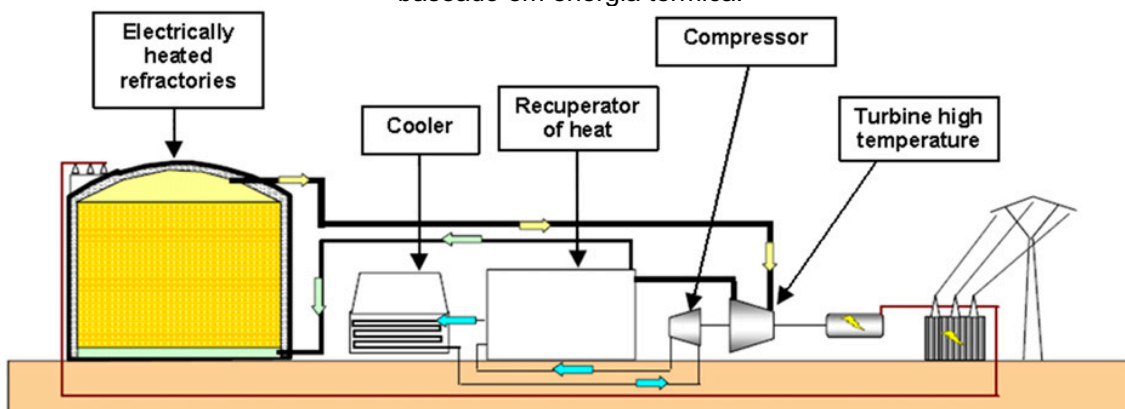
O sistema de energia elétrica baseado em energia térmica consiste em um reservatório/tanque, sistema de refrigeração, tubulação, bomba(s) e controles. Com base na faixa de temperatura operacional, o TES pode ser classificado em dois grupos: TES de baixa temperatura (aquíferos e armazenamento de energia criogênica) e TES de alta temperatura (TES de calor latente, TES de calor sensível). (Luo et al., 2015).

O TES de calor latente utiliza a transição líquido-sólido de um material a temperatura constante. No processo de acumulação de energia, o material passa do estado sólido para o líquido e, durante o processo de descarga, acontece o processo inverso. O TES de calor sensível utiliza a energia de mudança na temperatura de um material. (Aneke; Wang, 2016).

As transferências de calor entre o acumulador térmico e o ambiente externo são feitas através de um fluido de transferência de calor. O funcionamento do sistema de armazenamento de energia baseado em energia térmica pode ser observado na Figura 3.9.

Os sistemas TES de alta temperatura são geralmente usados em tecnologias de energias renováveis, recuperação de calor residual e sistemas de energia térmica. (Aneke; Wang, 2016). O sistema TES pode armazenar grandes quantidades de energia sem grandes riscos e não está sujeito a restrições geológicas.

Figura 3.9 - Representação do funcionamento do sistema de armazenamento de energia baseado em energia térmica.



Fonte: Luo et al., 2015.

3.2.9 Células Combustíveis - Hidrogênio (FC-HES)

O sistema de armazenamento de energia elétrica utilizando células combustíveis ainda está em desenvolvimento, de acordo com Luo et al., 2015. O sistema de armazenamento proposto inclui três componentes principais: eletrólise que consome eletricidade fora do pico para produzir hidrogênio, a célula de combustível que usa esse hidrogênio e oxigênio do ar para gerar eletricidade no horário de pico e um tanque de hidrogênio para garantir recursos adequados quando for preciso.

Durante a fase de descarga, o hidrogênio armazenado é usado em células de combustível ou queimado diretamente para produzir eletricidade. Uma vantagem deste sistema de armazenamento é que o produto da reação de queima do hidrogênio é água.

Uma grande desvantagem no uso de hidrogênio para armazenamento de eletricidade é baixa eficiência durante um ciclo, pois atualmente a eletrólise tem uma eficiência de 60%, o transporte e a compressão para armazenamento podem levar a outra perda de eficiência de cerca de 10% enquanto a reconversão à eletricidade tem uma eficiência de cerca de 50% para aplicação de célula de combustível. Ainda que haja uma grande perda de energia, isso é compensado pela alta densidade de energia que hidrogênio possui. (Aneke; Wang, 2016).

3.2.10 Combustíveis Solares

O combustível solar usado para armazenamento de energia elétrica é uma tecnologia relativamente nova e segue na fase de desenvolvimento. (Luo et al., 2015). As formas para produção de combustíveis solares incluem: fotossíntese natural; fotossíntese artificial; formas termoquímicas. Vários combustíveis podem ser produzidos por energia solar, como hidrogênio solar, combustíveis à base de carbono e tubos de calor químicos solares. Esses combustíveis podem ser armazenados e subsequentemente fornecem a base para a geração posterior de eletricidade.

Nos dois primeiros processos de produção de combustíveis solares, a energia solar é capturada por fotossíntese e, em seguida, armazenada em ligações químicas, ou seja, a luz solar é usada para converter água e / ou dióxido de carbono em oxigênio e outros materiais. O processo termoquímico utiliza processos térmicos para a produção de combustíveis solares, que envolvem a geração de temperaturas muito altas em um ambiente fechado para dividir a água em suas partes constituintes. (Luo et al., 2015).

3.3 Considerações Sobre os Dispositivos de Armazenamento

Como observado, todos os sistemas de armazenamento possuem os seus prós e contras, por exemplo as centrais hidrelétricas ou de gás comprimido, possuem uma grande capacidade de armazenamento, porém necessitam de grandes áreas para a sua instalação e possuem tempos de resposta considerados demasiadamente longos dependendo da aplicação. Os supercapacitores e dispositivos magnéticos por sua vez, possuem grande densidades de potência, porém baixas densidades de energia, o que limita o seu uso.

Um compilado das características consideradas mais importantes dos sistemas de armazenamento é mostrado no Quadro 3.2 e no Quadro 3.3. Essas informações estão contidas em Luo et al., 2015 e guiaram a escolha do sistema de armazenamento de energia para as simulações no sistema de distribuição de energia elétrica.

Quadro 3.2 – Características importantes dos sistemas de armazenamento de energia 1.

Tecnologia	Densidade de Energia (Wh/L)	Energia Específica (Wh/kg)	Densidade de Potência (W/L)	Potência Específica (W/kg)	Taxa diária de autodescarga (%)	Eficiência do Ciclo (%)
Bateria Chumbo-Ácido	50-80	30-50	10-400	75-300	0,1-0,3	70-80
Bateria Li-Ion	200-500	75-200	1.500-10.000	150-315	0,1-0,3	90-97
Bateria NaS	150-250	150-240	140-180	150-230	=0	75-90
Bateria NiCd	60-150	50-75	80-600	150-300	0,2-0,6	60-70
Bateria VRB	16-33	10-30	2	166	Baixa	75-85
Bateria ZnBr	30-65	30-50	25	100	Baixa	65-75
Flywheel	20-80	10-30	1.000-2.000	400-1.500	100	90-95
Capacitor	2-10	0,05-5	100.000	100.000	40	60-70
Supercapacitor	10-30	2,5-15	100.000	500-5.000	20-40	90-97
SMES	0,2-2,5	0,5-5	1.000-4000	500-2.000	10-15	95-97
FC-HES	500-3.000	800-10.000	500	500	=0	20-30
Combustível Solar	500-10.000	800-100.000			=0	20-30
TES	80-500	80-250		10-30	0,05-1	30-60
PHS	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5		Muito baixa	70-85
CAES	3-6	30-60	0,5-2		Baixa	42-54

Fonte: Adaptado de Luo et al., 2015.

Quadro 3.3 - Características importantes dos sistemas de armazenamento de energia 2.

Tecnologia	Ciclo de vida (ciclos)	Tempo de Vida (anos)	Capacidade de Energia (MWh)	Capacidade de Potência (MW)	Tempo de resposta	Duração do Armazenamento	Tempo de Descarga de Potência
Bateria Chumbo-Ácido	500-1.000	5-15	0,001-40	0-20	Milissegundos	Minutos - Dias	Segundos - Horas
Bateria Li-Ion	1.000-10.000	5-15	0,004-10	0,005-100	Milissegundos	Minutos - Dias	Minutos - Horas
Bateria NaS	2.500	10-20	0,4-244,8	8		Longa duração	Segundos - Horas
Bateria NiCd	2.000-2.500	10-20	6,75	0-40	Milissegundos	Minutos - Dias	Segundos - Horas
Bateria VRB	12.000	5-20	60	0,03-3	1/4 ciclo	Horas - Meses	Segundos - Horas
Bateria ZnBr	2.000	5-10	0,1-3	0,05-2	1/4 ciclo	Horas - Meses	Segundos - Horas
Flywheel	20.000	15-20	0,0052-5	0,25-20	Milissegundos	Segundos - Minutos	Segundos - Minutos
Capacitor	50.000	5		0-0,05	Milissegundos	Segundos - Horas	Milissegundos - Minutos
Supercapacitor	100.000	10-30	0,0005	0,1-10	Milissegundos	Segundos - Horas	Milissegundos - Minutos
SMES	100.000	20	0,0008-0,015	0-0,3	Milissegundos	Minutos - Horas	Milissegundos - Segundos
FC-HES	1000	5-15	0,312	50	Segundos	Horas - Meses	Segundos - Horas
Combustível Solar				0-10		Horas - Meses	Horas
TES				0,1-300	Minutos	Minutos - Dias	Horas
PHS	10.000-30.000	40-60	500-8.000	100-5000	Minutos	Horas - Meses	Horas
CAES	8.000-12.000	20-40	1.000	300	Minutos	Horas - Meses	Horas

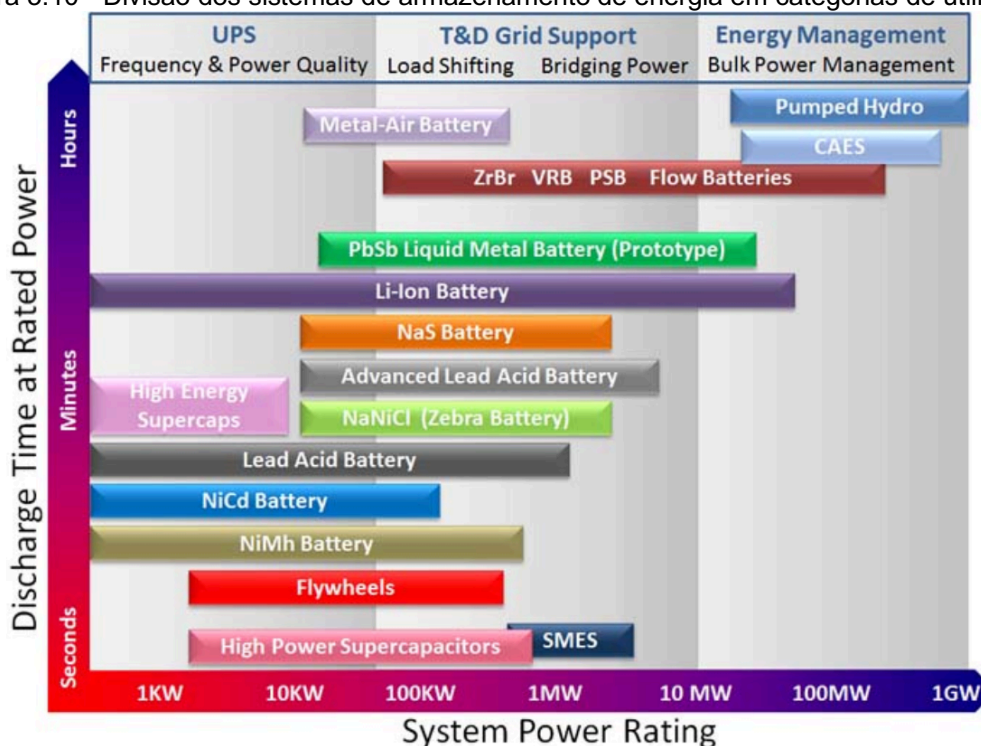
Fonte: Adaptado de Luo et al., 2015.

O tamanho dos dispositivos é um fator importante para a sua utilização, pois diversas vezes o espaço disponível é um fator limitante, sendo importante a avaliação da densidade de potência e de energia dos dispositivos, visto que quanto maiores as densidades, menores serão os volumes por eles ocupados. Além disso, de acordo com Ibrahim et al., 2008; Luo et al., 2015, dependendo da

capacidade de potência fornecida e o tempo de descarga os sistemas de armazenamento podem ser divididos em três grandes categorias, levando em conta a aplicação em sistemas de energia: qualidade de energia, *bridging power* e gerenciamento de energia.

Uma divisão dos sistemas de armazenamento entre essas categorias pode ser observada na Figura 3.10.

Figura 3.10 - Divisão dos sistemas de armazenamento de energia em categorias de utilização.



Fonte: Electropaedia, 2019

Uma classificação geral de aplicação por área, e considerando a potência, dos armazenadores de energia é apresentada a seguir:

- **Qualidade de Energia:** Nessa categoria a potência é menor que 1MW e a energia armazenada é utilizada por no máximo alguns segundos, visando garantir a qualidade da energia fornecida. O tempo de resposta deve ser rápido, na ordem de milissegundos.
- **Bridging Power:** Esse termo proveniente do inglês refere-se ao processo de transferência de potência de uma carga que apresenta um defeito momentâneo, a outra que opera normalmente. Nessa categoria a potência é moderada, na ordem de 100kW a 10MW, e a

energia armazenada é utilizada no período de segundos a alguns minutos, visando garantir a continuidade do serviço ao alternar de uma fonte de energia a outra. O tempo de resposta deve ser de até 1s. Para realizar esta função, atualmente são utilizadas baterias convencionais e de fluxo. Os flywheels, supercapacitores e células combustíveis possuem potencial de utilização no futuro.

- Gerenciamento de Energia: Uma aplicação típica é o nivelamento de carga, que consiste em armazenar energia fora do horário de pico (baixo custo de energia) e usar a energia armazenada durante o horário de pico (alto custo de energia). O tempo de resposta está na ordem de minutos.

Além dessas categorias, em Luo et al., 2015 são apresentadas algumas outras aplicações mais específicas, como nivelamento de carga, suavização do pico de demanda e suavização da intermitência de geração de energia produzida a partir de fontes renováveis, que é o enfoque deste trabalho. Para realizar esta última função, atualmente são utilizados bancos de baterias, com potenciais aplicações de flywheels e supercapacitores.

Como o presente trabalho tem como objetivo a análise do comportamento de um sistema de energia com uso de sistemas de armazenamento, em regime transitório e permanente, avaliando a intermitência de energia gerada por fontes renováveis de energia, foi optado pela simulação do sistema com o uso de baterias convencionais de lítio-íon, visto que as condições necessárias são satisfeitas. Este sistema possui tempo de resposta rápido, bom tempo de vida útil, altas densidades de energia, potência e eficiência, baixa taxa diária de autodescarga e tempo de descarga na faixa de algumas horas, sendo uma opção adequada para a utilização desejada.

De acordo com Eletrobras, 2018, dentre as baterias de li-íon, as formulações LiNiCoAlO_2 , LiMn_2O_4 , LiNiMnCoO_2 e LiFePO_4 são consideradas atualmente os principais tipos de baterias de li-íon para a aplicação em sistemas estacionários.

4 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia que foi implementada. Todas as etapas para a modelagem dos componentes e simulação do sistema foram feitas utilizando o software Simulink/MATLAB®.

Pode-se dividir o processo de desenvolvimento deste trabalho nas seguintes etapas:

- estudo dos recursos energéticos distribuídos e escolha do dispositivo para implementação;
- modelagem do sistema de armazenamento de energia;
- modelagem estática e dinâmica do sistema teste para inserção do sistema de armazenamento de energia;
- simulação e análise do sistema teste com armazenamento de energia.

Após o estudo sobre diferentes tecnologias de armazenamento de energia, optou-se pelo uso de baterias de lítio-íon. Foi criado um circuito no Simulink/MATLAB® para representar o comportamento de uma célula de lítio-íon, de acordo com o modelo de Shepherd (Shepherd, 1965) e implementado em Tremblay e Dessaint, 2009.

Para realizar a validação, o modelo de bateria implementado foi comparado com o modelo de bateria de mesma formatação que é padrão do software Simulink/MATLAB®.

O próximo passo foi a criação de um sistema em que o banco de bateria estava em paralelo com um painel fotovoltaico, alimentando uma carga. A regulação é realizada através do nível de tensão presente na carga, tal que quando a tensão é maior do que o pré-estabelecido, a bateria carrega, caso contrário ela descarrega para fornecer energia para alimentar a carga.

Um sistema completo, incluindo rede, máquinas síncronas e o sistema de controle do armazenador de energia foi desenvolvido na referência (Pieron, 2018). Esse sistema foi utilizado como base para desenvolver o simulador desta monografia. Foi substituído o modelo do sistema de armazenamento de Pieroni, 2018, pelo que foi desenvolvido pelo autor. Foram obtidos resultados similares,

de acordo com o comportamento do sistema, após uma variação de carga no sistema.

Para a solução do problema de fluxo de potência foi utilizado o algoritmo da referência (Pieroni, 2018), o qual fornece as condições iniciais para a solução do conjunto de equações algébrico-diferenciais que representam o sistema completo. Por último, foi modelado o sistema exemplo IEEE 14 barras (Kodsi; Cañizares, 2003.) sendo que os resultados obtidos da solução da rede foram comparados com a solução apresentada pelo software ANAREDE® (CEPEL, 2020).

Após esses passos, é possível então simular o comportamento dinâmico do sistema com a inserção do modelo de bateria implementado no sistema de armazenamento de energia e verificar o comportamento desse frente a perturbações na rede (perda de geração, aumento de carga e curto-circuito), utilizando a interface do Simulink®. Nesta etapa são obtidos gráficos para posterior análise e conclusões.

A próxima seção apresenta a conceituação teórica dos tópicos envolvidos neste trabalho.

4.1 Modelagem da Bateria de Lítio-Íon

Antes de entrar na modelagem em si do sistema, é necessário entender um pouco melhor como as baterias funcionam. De acordo com Filho, 2017, as baterias possuem diversas características, tanto elétricas, quanto químicas, e é importante entender em detalhe o seu funcionamento.

Dessa forma, algumas das características das baterias que devem ser observadas para um possível projeto em sistemas elétricos de potência são:

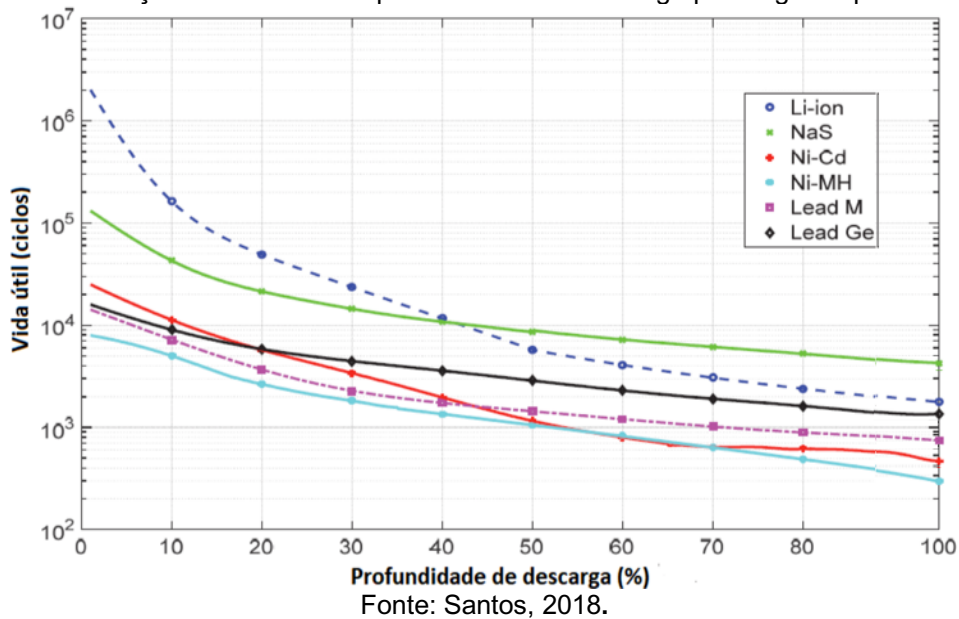
- **Capacidade da bateria:** é a medida da capacidade que uma bateria possui para armazenar energia elétrica, dada por Ah.
- **Taxa de carga/descarga:** é a corrente de carga/descarga utilizada. Está relacionada com a razão entre a capacidade máxima da bateria e o período de carga/descarga em horas.

- **Estado de carga (SOC - State of Charge):** é o percentual de energia armazenada na bateria em relação à bateria completamente carregada.
- **Profundidade de descarga (DOD - Depth of Discharge):** é o percentual de energia da bateria que foi utilizada, em relação à bateria completamente carregada.
- **Tensão de corte:** é a menor tensão que a bateria pode operar. Caso a bateria seja submetida a níveis de tensão menores que a tensão de corte, pode ocorrer a degradação das células, reduzindo o tempo de vida útil.
- **Vida útil:** O tempo de vida útil de uma bateria é o tempo em que a capacidade efetiva da bateria atinge 80% de sua capacidade nominal.
- **Resistência interna:** é a resistência elétrica encontrada pela corrente através da bateria. Vários fatores provocam o aumento da resistência interna da bateria, dentre eles estão a sulfatação, a temperatura, a descarga profunda e o tempo de uso.
- **Tensão de circuito aberto (VOC):** é definida como a tensão medida nos terminais da bateria quando não há carga conectada a mesma.
- **Autodescarga:** A Autodescarga é o fenômeno no qual a bateria se descarrega, mesmo sem que haja conexão à mesma.

Outros dois fatores importantes para a escolha do banco de baterias é o custo de aquisição e de operação.

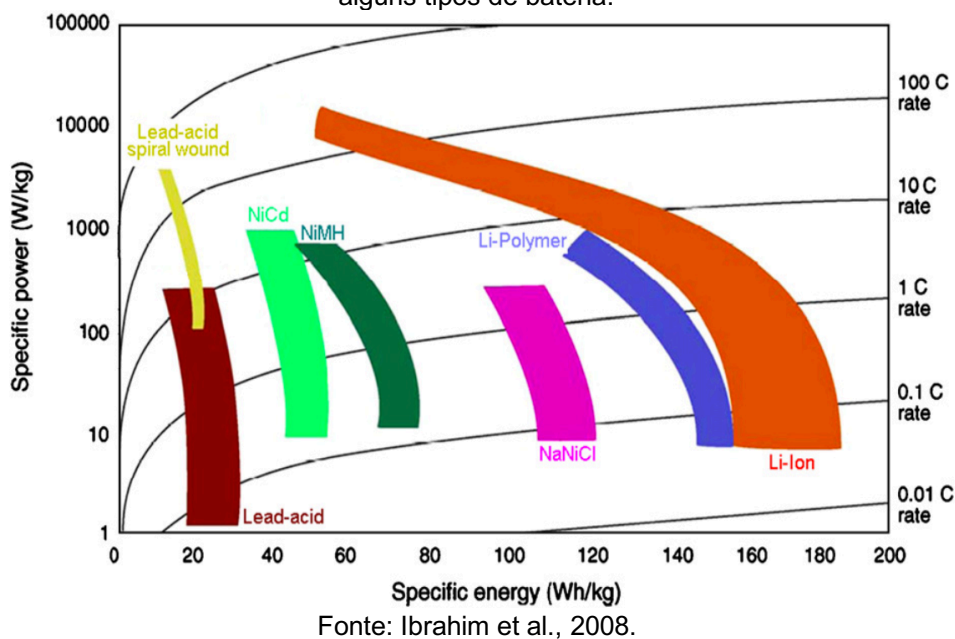
Na Figura 4.1 há uma representação gráfica entre o tempo de vida útil de alguns tipos de baterias em relação à profundidade de descarga. Nessa figura é possível observar que há uma diferença considerável, em relação ao tempo de vida útil, ao operar a bateria com um DOD de 50% ou 100%. Ainda que alguns tipos de baterias sofram mais que outros, devido a perdas de vida útil ao operar com grandes porcentagens de DOD, todos os tipos são negativamente afetados.

Figura 4.1 - Relação entre vida útil e profundidade de descarga para alguns tipos de bateria.



Uma relação entre potência específica, energia específica e taxa de descarga é mostrada na Figura 4.2. Essas características são muito importantes para determinar as áreas de atuação das baterias. As baterias de lítio-íon, por exemplo, que possuem grande energia e potência específica, são ótimas para serem utilizadas em dispositivos móveis, onde o peso e o volume ocupado são de extrema importância.

Figura 4.2 - Relação entre potência específica, energia específica e taxa de descarga em alguns tipos de bateria.



De acordo com Sarasua et al., 2013, ao visar a melhor aplicação e otimização no sistema elétrico de potência, deve-se buscar um banco de baterias capaz de suprir a demanda de potência, que possua alta confiabilidade, ciclo de vida longo, alta eficiência elétrica, tempo de resposta menor que um segundo e alta taxa de carga e descarga. Também deve ser analisada a viabilidade comercial e a disponibilidade do tipo de bateria escolhida e se sua composição agride ou não o meio ambiente.

Para entender o funcionamento das células eletrolíticas, normalmente é utilizada a curva de carga e descarga, em que informações como tensão, corrente e estado de carga são relacionadas com o tempo de carga/descarga ou a capacidade da bateria. A tensão real que aparece nos terminais em qualquer momento específico, como em qualquer célula, depende da corrente de carga e da impedância interna da célula e isso varia com a temperatura, o estado da carga e com a idade da célula. (Electropaedia, 2019).

Para o projeto de dimensionamento do sistema de armazenamento com baterias, o primeiro passo é verificar qual a capacidade necessária que o sistema deve possuir, para isso é utilizada a equação (4.1)

$$Q_{bat} = \frac{W_{dem}}{V_{bat} \cdot DOD \cdot \eta_{bat}} \cdot n \quad (4.1)$$

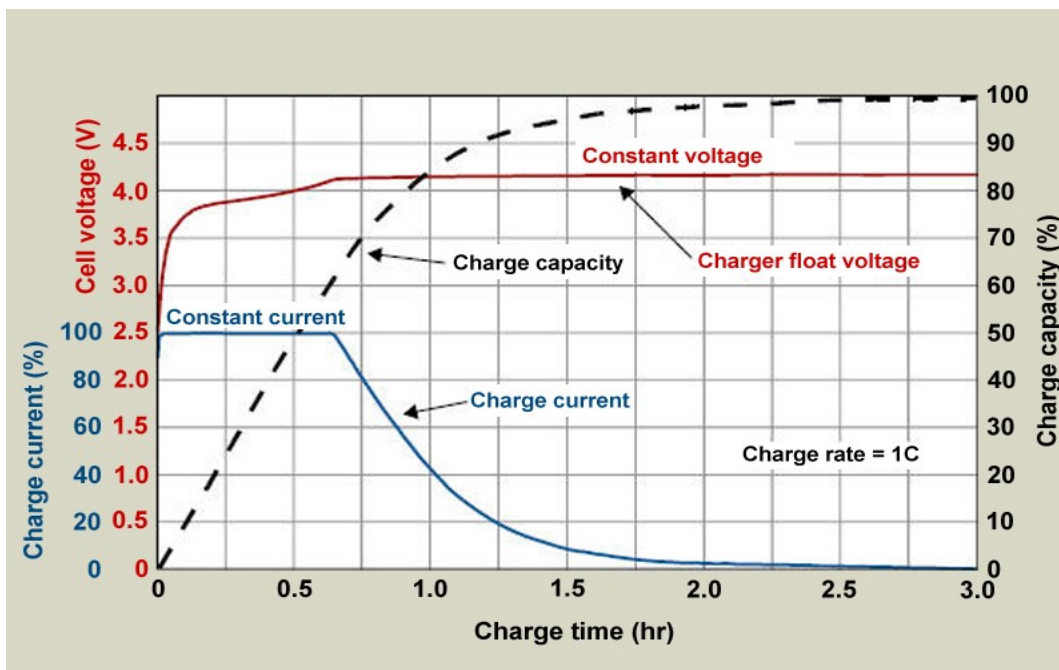
Sendo Q_{bat} a capacidade nominal da bateria; W_{dem} é a energia demandada pelo sistema em que a bateria está conectada; V_{bat} é a tensão nos terminais da bateria; η_{bat} é a eficiência da bateria; n é o número de horas que a bateria deve operar fornecendo energia e DOD é a máxima profundidade de descarga em que a bateria pode operar.

O banco de baterias utilizado para auxiliar o fornecimento de energia elétrica, operando em conjunto com a geração intermitente, possui inúmeros processos de carga e descarga. Quando a geração está normal e/ou a demanda não está em horários de grande consumo, os bancos de bateria são carregados, para que a energia acumulada seja utilizada em horários de maiores demandas de carga ou na ocorrência de perda de geração, geração insuficiente para atender a carga ou ainda na ocorrência de distúrbios transitórios.

De acordo com Kesham et al. 2016, existem vários métodos para o carregamento de baterias de lítio-íon, sendo o mais utilizado o método CC/CV, mostrado na Figura 4.3. Esse método consiste na aplicação de uma corrente constante de carregamento até que seja atingido praticamente a tensão nominal da bateria e, no momento seguinte, a corrente é diminuída exponencialmente a valores muito baixos enquanto a tensão é mantida constante, até que seja realizada a carga completa da bateria. Uma técnica mais recente é o método de carregamento intermitente, que consiste em carregar a bateria na capacidade máxima por um curto período de tempo e então manter a bateria em circuito aberto. Esse método reduz a corrosão dos eletrodos e aumenta a vida útil da bateria. (Kesham et al. 2016).

As baterias de lítio-íon podem ser operadas em diferentes taxas de carga e descarga. Para uma maior vida útil, dois fatores são considerados: baixo DOD e alto SOC, além disso, a descarga excessiva pode danificar permanentemente a bateria. De acordo com Battery University, 2018 as baterias de lítio-íon não precisam ser totalmente carregadas e nem é desejável que se faça, pois a alta tensão poderia sobrecarregar a bateria, causando a degradação da mesma. Além disso, uma vez que a bateria está totalmente carregada e continua recebendo energia, são gerados gases e calor no seu interior, os quais a deterioram. Detectar o ponto de corte e encerrar a carga é fundamental para preservar a vida útil da bateria.

Figura 4.3 - Método de Carga CC/CV.



Fonte: Battery University, 2018.

Tradução dos termos para português:

Charge Current = Corrente de carga;

Cell Voltage = Tensão da célula;

Charge Capacity = Capacidade de carga;

Charge Rate = Taxa de carga;

Constant voltage = Tensão constante;

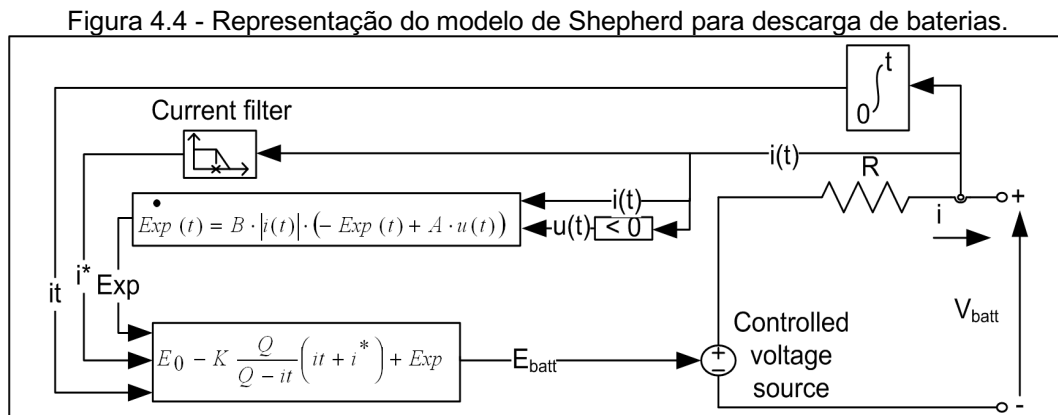
Constant current = Corrente constante;

Charger float voltage = Tensão flutuante do carregamento

Existem distintas formas de se representar o comportamento de uma bateria, sendo o mais conhecido a representação de uma fonte de tensão constante em série com um resistor, que representa a resistência interna da bateria. De acordo com Li; Ke, 2011 o modelo matemático que melhor se aplica para o estudo do sistema elétrico é o modelo tensão-corrente, o qual descreve como a tensão terminal de uma bateria muda com a corrente. O modelo de tensão-corrente mais conhecido para descarga de corrente constante é o modelo Shepherd (Shepherd, 1965).

Shepherd (Shepherd, 1965), desenvolveu uma equação que descreve o comportamento eletroquímico da bateria levando em consideração a tensão do terminal, tensão de circuito aberto, corrente de descarga e estado de carga

(SOC). Este método pode ser usado tanto para análise do processo de carga quanto para o processo de descarga das baterias eletrolíticas. O modelo de Shepherd é representado por uma fonte de tensão variável, em série com um resistor, que representa a resistência interna da bateria. Em Tremblay; Dessaint, 2009 é trabalhado tal método e seu equacionamento para carga e descarga de algumas formulações de baterias, bem como as de chumbo ácido e de lítio-íon. Este modelo é representado na Figura 4.4.



Fonte: Tremblay; Dessaint, 2009.

Dessa forma são propostas as seguintes equações, propostas em Tremblay; Dessaint, 2009, para a operação de descarga e carga de baterias de lítio íon, apresentadas respectivamente em (4.2) e (4.3).

$$E = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - \int idt} \cdot \left(i^* + \int idt \right) + A \cdot e^{-B \cdot \int idt} \quad (4.2)$$

$$E = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - \int idt} \cdot \left(\int idt \right) - K \cdot \frac{Q}{\int idt - 0,1 \cdot Q} \cdot (i^*) + A \cdot e^{-B \cdot \int idt} \quad (4.3)$$

sendo E a tensão de circuito aberto da bateria (V); E_0 a tensão constante da bateria (V); K a constante de polarização (V/Ah); Q a capacidade da bateria (Ah); A a amplitude de tensão na zona exponencial (V); B a taxa de decaimento da zona exponencial (Ah)⁻¹; $\int idt$ a carga atual da bateria (Ah); V_{bat} a tensão nos terminais da bateria (V); R a resistência interna da bateria (Ω), i a corrente da bateria(A) e i^* a corrente de carga/descarga atual filtrada, com filtro passa baixa.

Observa-se na Figura 4.4 que o termo $Exp(t)$ calculado na equação (4.4) é substituído por $A \cdot e^{-B \cdot \int idt}$. Isso se dá pelo fato de $Exp(t)$ ser um termo mais

genérico, pois este mesmo método também pode ser utilizado para a representação de baterias de chumbo-ácido e NiCd, enquanto o outro termo é específico para o comportamento de baterias de lítio-íon.

$$Exp(t) = B \cdot |i(t)| \cdot (-Exp(t) + A \cdot u(t)) \quad (4.4)$$

Em (4.4) $Exp(t)$ representa a tensão na região exponencial, $i(t)$ a corrente da bateria e $u(t)$ o modo de operação (carga ou descarga). A tensão nos terminais da bateria é dada por (4.5) e o estado de carga é dado por (4.6).

$$V_{bat} = E - R \cdot i \quad (4.5)$$

$$SOC = \frac{Q - \int i dt}{Q} \quad (4.6)$$

No modelo proposto por Tremblay; Dessaint, 2009 assume-se que:

- a resistência interna da bateria é constante durante o ciclo de carga e descarga e tampouco varia de acordo com a amplitude de corrente;
- a capacidade da bateria não é alterada com a amplitude de corrente de carga/descarga (sem efeito Peukert);
- a temperatura não afeta o comportamento do modelo;
- não é considerado a autodescarga da bateria, tampouco é considerado o efeito de memória da mesma.

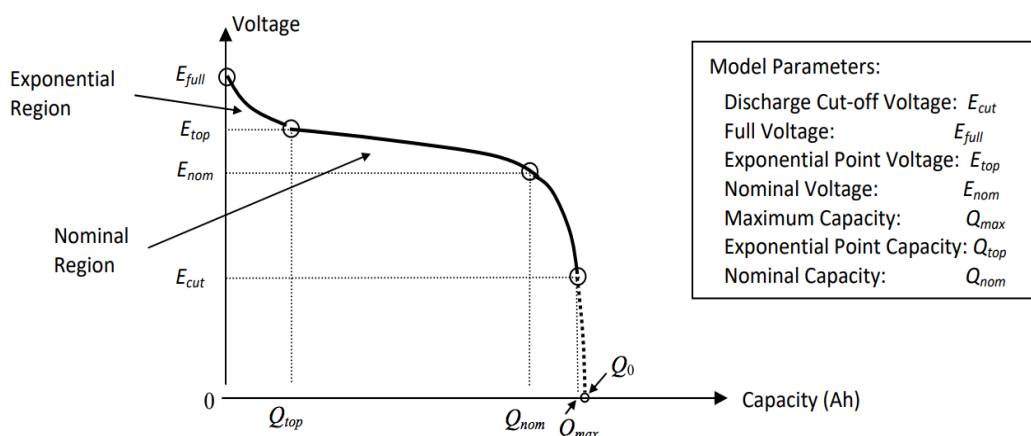
Além disso, os parâmetros considerados no modelo são os mesmos tanto para a carga quanto para descarga. (Tremblay et al. 2007).

Ainda, de acordo com Tremblay et al. 2007, o método de Shepherd possui algumas limitações, sendo elas:

- a mínima tensão da bateria sem carga é 0V
- a máxima tensão não é definida;
- a mínima capacidade da bateria é 0Ah
- a máxima capacidade não é limitada, portanto o máximo SOC pode ser superior a 100%, se a bateria está sobrecarregada.

Uma das características importantes do modelo é a simplicidade com a qual é possível extrair os parâmetros do modelo dinâmico. Não é necessário realizar medições experimentais da bateria para a extração dos parâmetros, apenas são utilizados três pontos da curva de descarga do fabricante, em condição de corrente constante. Para melhor representação dos termos utilizados, uma curva de descarga com os pontos utilizados para o cálculo dos parâmetros é mostrada na Figura 4.5.

Figura 4.5 - Curva típica de descarga de uma bateria.



Fonte: POWERSIM, 2016.

Na Figura 4.5, os termos tem o seguinte significado: E_{cut} a tensão de corte, E_{full} a tensão máxima da curva; $E_{top} = E_{exp}$ a tensão no fim da região exponencial; E_{nom} a tensão nominal; Q_{max} a capacidade máxima; $Q_{top} = Q_{exp}$ a capacidade no fim da região exponencial e Q_{nom} a capacidade nominal da bateria.

A área exponencial refere-se à área em que a tensão cai a uma taxa exponencial durante o processo de descarga e ocorre principalmente no estágio inicial da descarga. O ponto de corte dessa área varia de acordo com a constituição da bateria. A região nominal é a área em que a tensão cai lentamente, durante o processo de descarga, nesta área, a taxa de reação química é relativamente estável, e o fluxo de íons e elétrons dentro da bateria atinge substancialmente o equilíbrio. (Jiang; Zhang, 2015).

Na área de corte, a tensão da bateria cai rapidamente e a tensão de polarização aumenta rapidamente. Após um curto período de descarregamento,

a tensão da bateria cai para a tensão de corte. A capacidade total de descarga e a tensão de corte são medidas nesta área. (Jiang; Zhang, 2015).

A seguir são descritas as equações utilizadas para a definição dos parâmetros E_0 , R_b , A , B e K , de acordo com (Tremblay et al. 2007).

$$R_b = V_{nom} \cdot \frac{1 - \eta}{Q_{nom}} \quad (4.7)$$

$$A = E_{full} - E_{exp} \quad (4.8)$$

$$B = \frac{3}{Q_{full} - Q_{nom}} = \frac{3}{Q_{exp}} \quad (4.9)$$

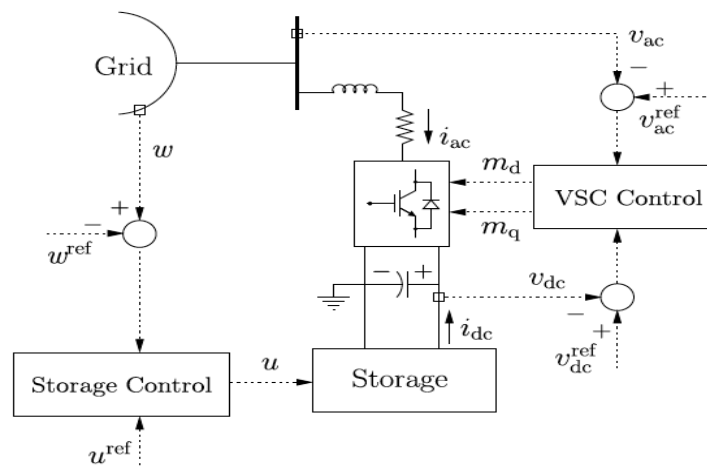
$$K = \frac{(E_{full} - E_{nom} + A \cdot (e^{-B \cdot Q_{nom}} - 1)) \cdot (Q_{full} - Q_{nom})}{Q_{nom}} \quad (4.10)$$

$$E_0 = E_{full} + K + R \cdot I_{des} - A \quad (4.11)$$

4.2 Modelagem do Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica

O sistema de armazenamento de energia utilizado neste trabalho foi baseado no apresentado por Ortega; Milano, 2016, e é composto, além das baterias, por um conversor VSC (e seu mecanismo de controle) e um conversor CC/CC, que controla a carga e descarga do arranjo de baterias. Tal representando é mostrada na Figura 4.6.

Figura 4.6 - Representação do sistema de armazenamento de energia.



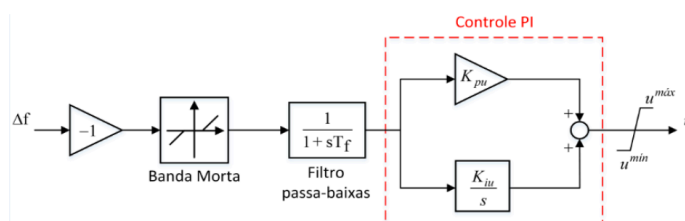
Fonte: Ortega; Milano, 2016.

O modelo proposto por Ortega; Milano, 2016 é baseado no fato de que a maioria dos sistemas de armazenamento de energia conectados às redes de transmissão e distribuição possuem uma estrutura similar, ou seja, são conectados à rede CA através de um dispositivo VSC, apresentam um circuito de elo CC e possuem outro conversor (que pode ser tanto CC/CC, quanto CC/CA) para conectar o dispositivo de armazenamento de energia principal ao circuito CC do sistema. Além disso, o objetivo deste sistema de armazenamento de energia é controlar a frequência do centro de inércia do sistema (COI) ou a energia fluindo através de uma linha de transmissão.

O VSC é um conversor CC/CA que utiliza de dispositivos semicondutores com capacidade de controle de condução e bloqueio, que possuem chaveamento independente da rede. A sigla VSC refere-se ao termo em inglês “Voltage Sourced Converter”, que significa Conversor de Fonte de Tensão. O conversor VSC funciona como uma fonte de tensão do lado CA, embora o termo “Sourced”, refira-se a um conversor alimentado por uma tensão (do lado CC), que é suprida pelo seu capacitor. (Ping et al., 2009).

O processo de carga e descarga das baterias é regulado pelo circuito de controle mostrado na Figura 4.7. A entrada do sistema é a variação de frequência e a saída é o “*duty cycle*¹” do conversor CC/CC das baterias, que deve estar entre os limites máximos e mínimos estipulados. No circuito de controle há um limitador na entrada, para suavizar os transientes do sistema, um filtro passa baixas e um controlador PI. O controlador PI é responsável pelo controle primário (ganho proporcional) e secundário (ganho integrativo) de frequência por parte da bateria.

Figura 4.7 - Representação do controle das baterias.



Fonte: Pieroni, 2018.

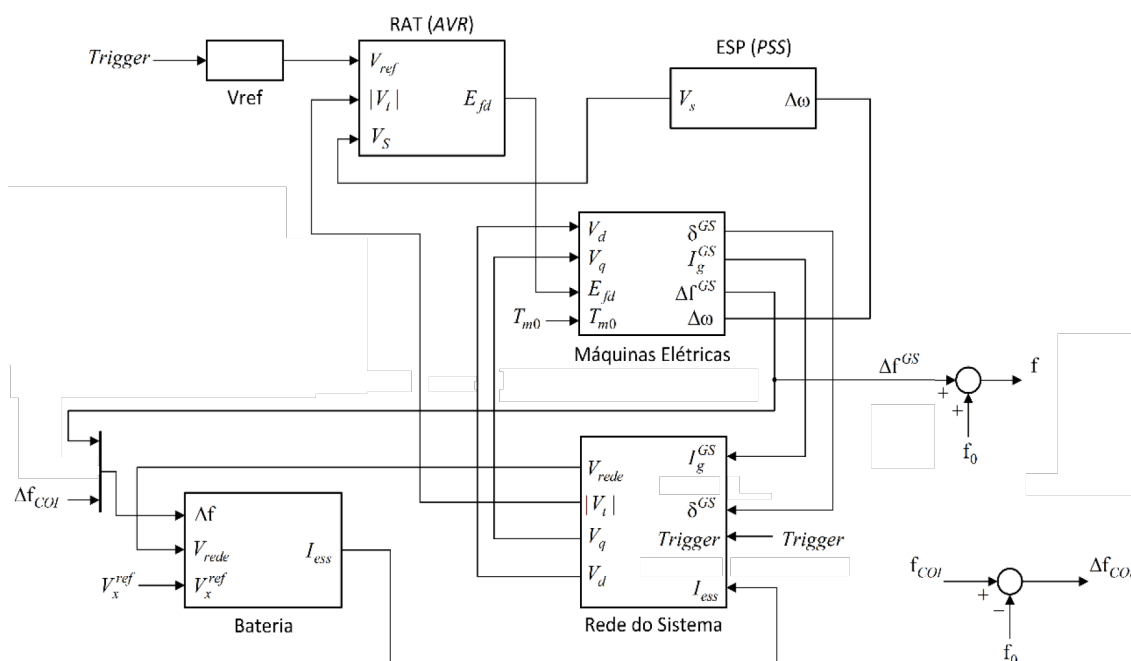
¹ Duty cycle é o ciclo de operação de sistemas eletrônicos, que representa a fração de tempo em que este se encontra em estado ativo.

4.3 Modelagem do Sistema Elétrico de Potência

A modelagem para simular o sistema de elétrico de potência utilizado neste trabalho é apresentado em (Pieroni, 2018). O sistema é basicamente composto por um bloco para representação de máquinas síncronas associada a seus controladores, os quais são representados por um bloco que descreve os reguladores automáticos de tensão (RAT) e outro que descreve os estabilizadores de sistema de potência (ESP), um bloco chamado rede do sistema (barras, linhas de transmissão e transformadores), em que é modelado o sistema de distribuição e o bloco chamado bateria, onde está inserido o sistema de armazenamento de energia modelado pelo autor.

O algoritmo do sistema implementado no MATLAB® está baseado no apresentado em Pieroni, 2018. Esse algoritmo primeiramente inicializa as variáveis do sistema, da rede, seguido pelos controladores, máquinas elétricas e por fim a bateria. Após a obtenção de todas as variáveis e constantes iniciais, é possível impor eventos no sistema e realizar a simulação no framework desenvolvido no Simulink/MATLAB® para realizar as simulações. O sistema proposto em Pieroni, 2018, que é utilizado neste trabalho, pode ser observado na Figura 4.8. A constante f_0 vale 60Hz e a variável f_{COI} é obtida por (4.12).

Figura 4.8 - Representação da modelagem do sistema elétrico de potência.



Fonte: Adaptado de Pieroni, 2018.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

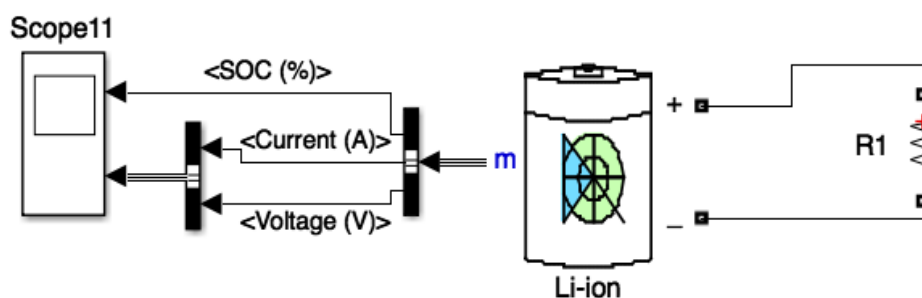
Nas próximas seções serão apresentadas as simulações realizadas e os respectivos resultados obtidos, seguido de uma análise de cada caso.

5.1 Simulação do Modelo de Bateria Proposto

Foi criado um programa na interface Simulink do MATLAB® para verificar o funcionamento do método de Shepherd. No MATLAB® já existe um componente de bateria, que utiliza o método de Shepherd, com alguns incrementos. (MathWorks, 2020). Para a simulação foi selecionado o componente bateria de lítio-íon, 3,3V e 2,3Ah, com SOC inicial de 100%.

Na Figura 5.1 é representado o circuito criado no Simulink para realizar a simulação do componente padrão, já presente no software. Observa-se que o circuito é composto pelo componente padrão do Simulink/ MATLAB® e um resistor utilizada como carga.

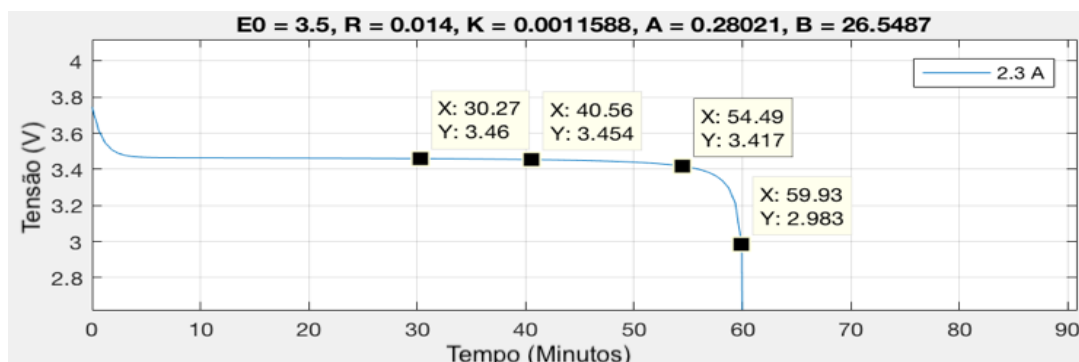
Figura 5.1 - Circuito elaborado no Simulink, com o componente padrão do software.



Fonte: Elaborado pelo autor.

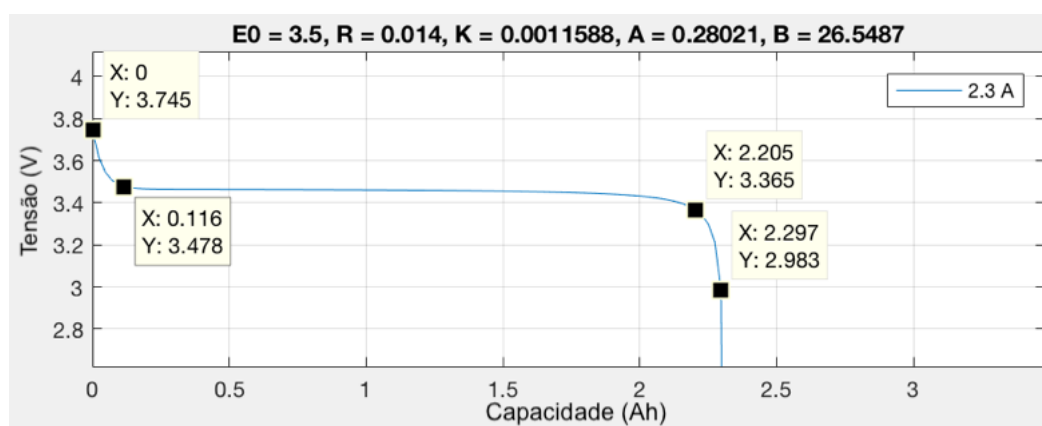
Na Figura 5.2 e Figura 5.3 estão representadas as curvas de tensão por tempo e tensão por capacidade, considerando um ciclo de descarga do componente do Simulink. Essas curvas são obtidas diretamente do bloco padrão do Simulink/MATLAB®, apenas inserindo as informações de tensão, capacidade e estado de carga da bateria e lítio-íon, não importando o circuito em que o bloco está inserido.

Figura 5.2 - Curva de descarga da bateria padrão Simulink (Tensão x Tempo).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5.3 - Curva de descarga da bateria padrão Simulink (Tensão x Capacidade).



Fonte: Elaborado pelo autor.

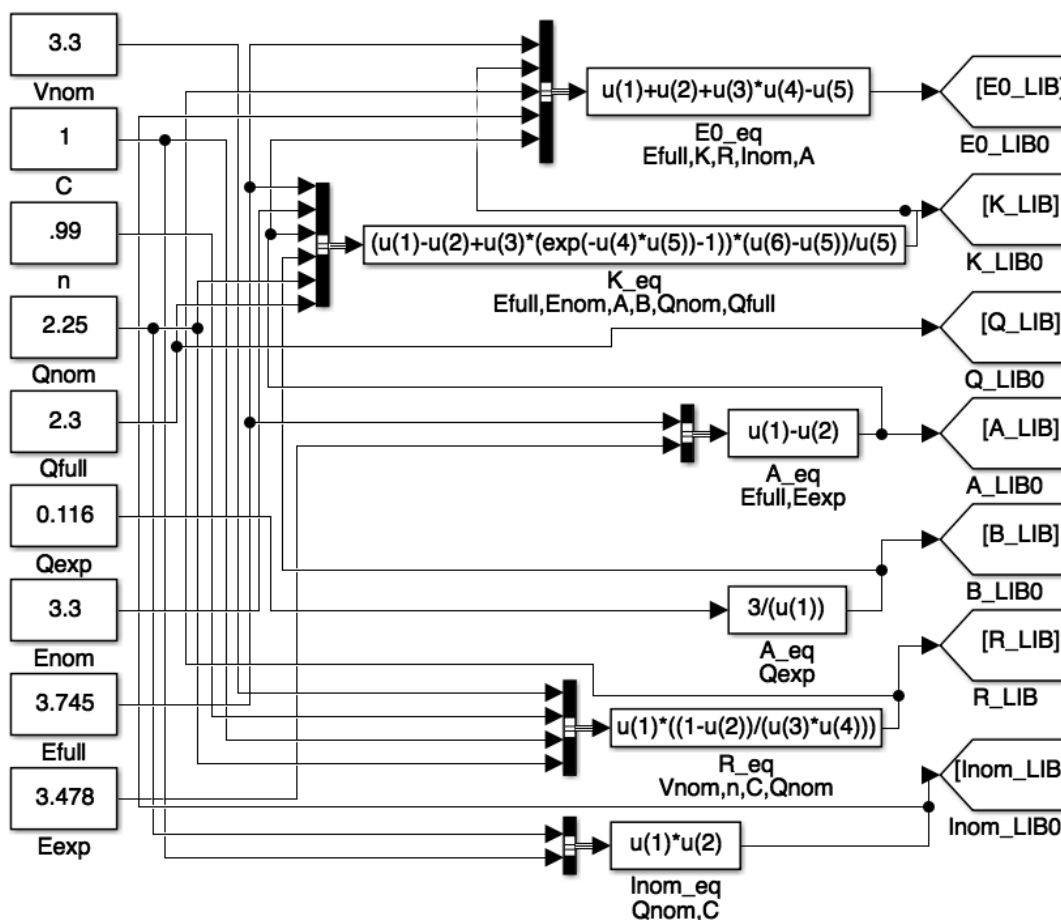
Na Figura 5.4 e Figura 5.5 estão representados os circuitos criados no Simulink para realizar a simulação, utilizando o equacionamento baseado no modelo de Shepherd. Na Figura 5.4 são apresentados os parâmetros calculados, os quais foram baseados no equacionamento apresentado na seção 4.1, de acordo com Tremblay et al. 2007. Além disso, foram utilizados para a obtenção dos parâmetros, os valores da curva da Figura 5.3, como por exemplo, a capacidade e tensão nominal e capacidade e tensão na zona exponencial da curva.

O valor da resistência interna da célula de bateria é de $0,014 \Omega$ e o resistor de carga utilizado foi de $1,5 \Omega$. Desta forma foi tentado obter uma corrente aproximadamente constante em 2,3 A, para simular uma taxa de descarga de 1C e um período de descarga de 1h.

Não foi possível plotar as curvas do método e do componente padrão do Simulink juntas porque no bloco interno do componente padrão, cada unidade de “step time” é equivalente a 1s, sendo inviável a simulação de 1h de operação, enquanto que no circuito desenvolvido pelo autor, pode-se simular maiores tempos, sem ocupar muito tempo de simulação.

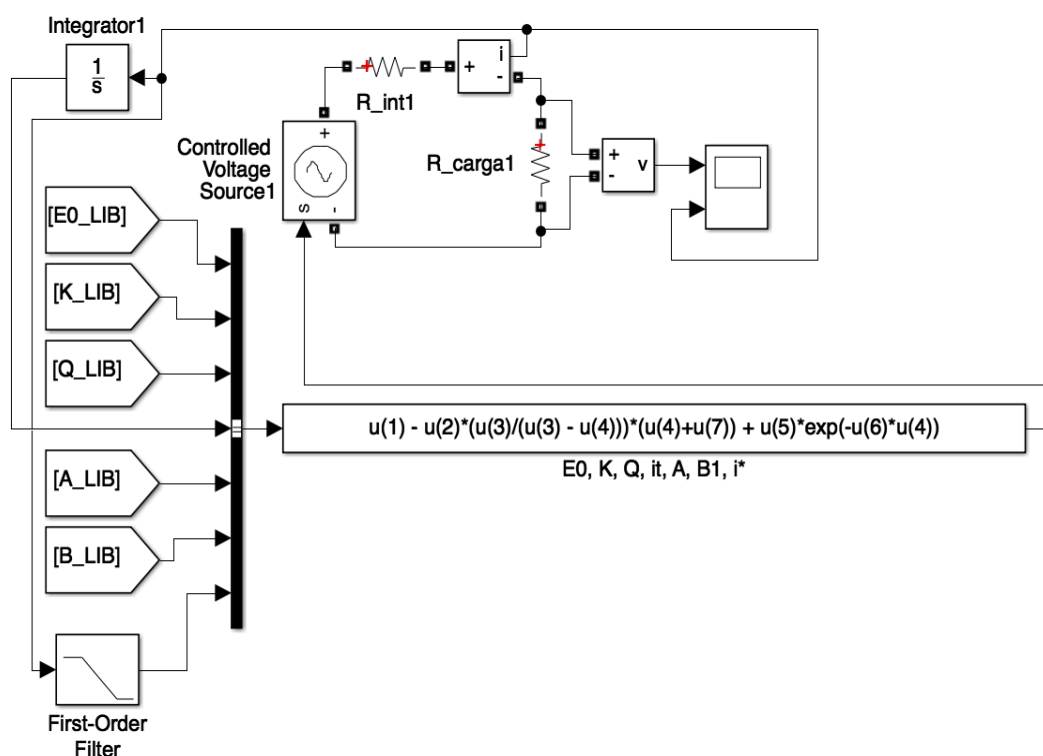
Dessa forma, os parâmetros do bloco padrão do Simulink/MATLAB® foram inseridos no circuito presente na Figura 5.5 e foi obtido a curva de descarga da bateria. Após, essa curva foi comparada com a curva obtida através do modelo que utiliza os parâmetros calculados através dos pontos da curva de descarga. Essa comparação está presente na Figura 5.6. Além disso, foram comparados esses resultados com a curva obtida diretamente do componente padrão, presente na Figura 5.2.

Figura 5.4 - Circuito elaborado no Simulink, simulando o método de Shepherd (Parâmetros).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5.5 - Circuito elaborado no Simulink, simulando o método de Shepherd.



Fonte: Elaborado pelo autor.

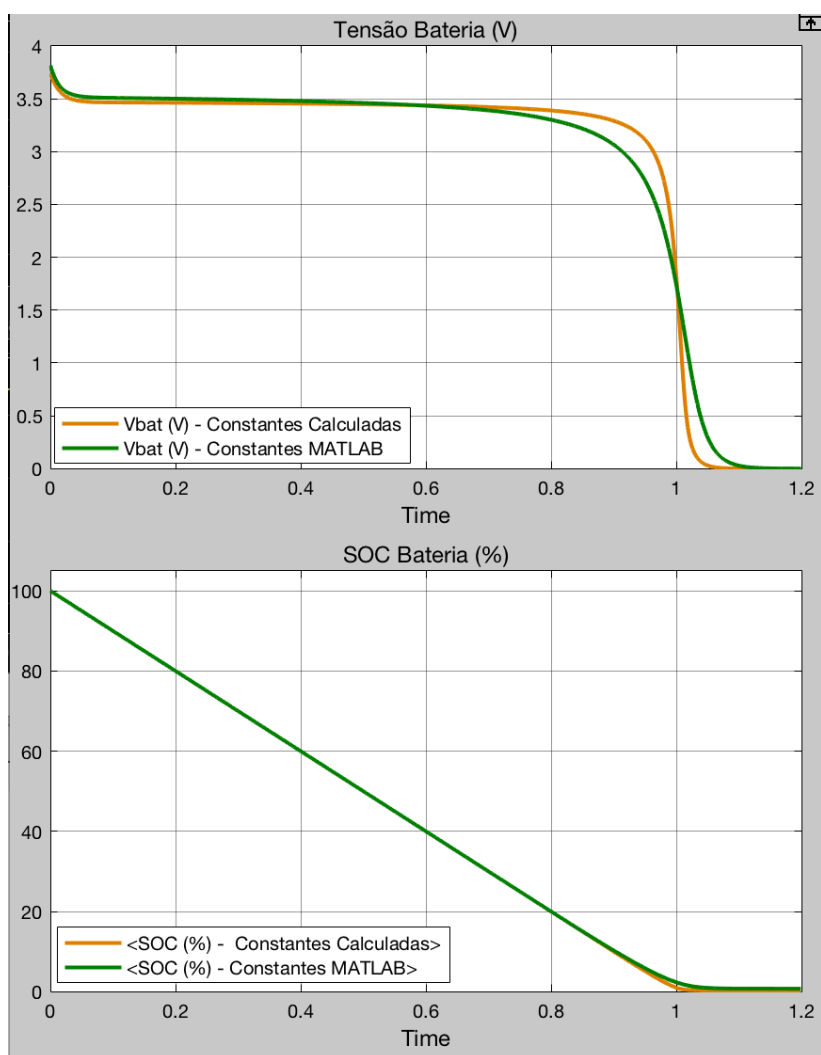
Pode-se observar na Figura 5.5 que o circuito modelado é representado por uma fonte de tensão controlada em série com um resistor, que representa a resistência interna da bateria, e por outro resistor, que representa a carga que a bateria está alimentando. Os parâmetros utilizados no circuito, provêm do circuito mostrado na Figura 5.4 e o bloco de equação representa a equação de descarga do modelo de bateria desenvolvido, presente em (4.2).

Na Figura 5.6 estão presentes as curvas de descarga da bateria através do modelamento apresentado na seção 4.1. As curvas laranja representam o comportamento da bateria com o cálculo dos parâmetros levando em conta os pontos da curva de descarga da Figura 5.3. Nas curvas verdes foram utilizados diretamente os parâmetros fornecidos pelo Simulink, que também podem ser observados na parte superior da Figura 5.3.

Analisando as duas curvas, é possível observar que em ambas o comportamento da descarga da bateria é similar ao apresentado na Figura 5.2, com exceção à região em que o SOC é menor que 20%. Visto que em operação normal não é aconselhado que a bateria seja operada com SOC menor que 20%,

em vista de possíveis deteriorações das células, a variação entre os dois métodos nessa faixa de operação não é de grande importância para o presente trabalho. Além disso, ao analisar e comparar a Figura 5.6 com a Figura 5.2 é possível confirmar o funcionamento do método proposto para modelar o funcionamento da bateria.

Figura 5.6 - Curva de descarga da bateria modelada.

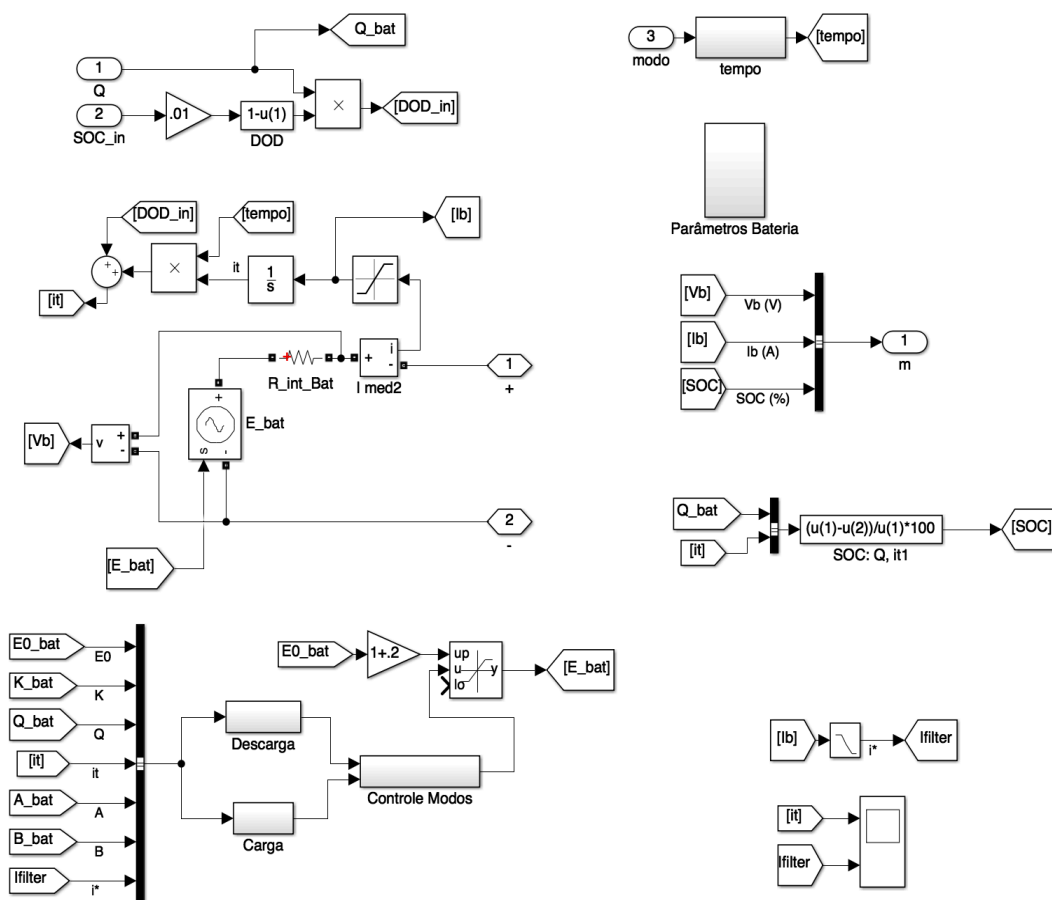


Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a validação do método, foram feitas algumas alterações na modelagem, para permitir também a carga da bateria, bem como a simulação em tempos de operação mais específicos e variados, sem depender do passo de integração, como segundos, minutos ou horas. Tal melhoria é um avanço em relação ao bloco padrão do MATLAB®, pois este demorava muito para simulações que não fossem em pouco segundos. O modelo final é representado na Figura 5.7.

Observa-se na Figura 5.7 que a constante “tempo”, multiplica o integrador da corrente, sendo a saída desse integrador a representação da carga que foi fornecida ou absorvida do sistema pela bateria. Com essa simples multiplicação é possível diminuir ou aumentar a variação de carga da bateria com maior facilidade, sem influenciar no passo de integração intrínseco do software. A constante a ser multiplicada depende se será simulado o comportamento da bateria em horas, minutos ou segundos, valendo respectivamente 1 , $\frac{1}{60}$ e $\frac{1}{3600}$.

Figura 5.7 - Modelo final da bateria.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se observar que é possível indicar o estado de carga inicial, a capacidade de carga e os parâmetros, obtidos através das curvas, da bateria. Além disso pode ser observado que há um bloco que controla qual o bloco de equações será utilizado, dependendo se a bateria está carregando ou descarregando e o bloco que controla qual será o tempo de simulação (horas, minutos ou segundos).

5.2 Simulação com Variação de Carga no Sistema Elétrico

Com o modelo de Bateria finalizado, foi desenvolvido um pequeno sistema, integrando um painel fotovoltaico, uma carga teste e o modelo de bateria desenvolvido. O painel fotovoltaico é um bloco pré-existente do MATLAB®, com uma função que regula o painel para extrair a maior potência, conhecida como MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*, ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência, em português) e a conversão CC/CC do painel fotovoltaico e da bateria para a carga foi feito utilizando lógica com alguns transistores.

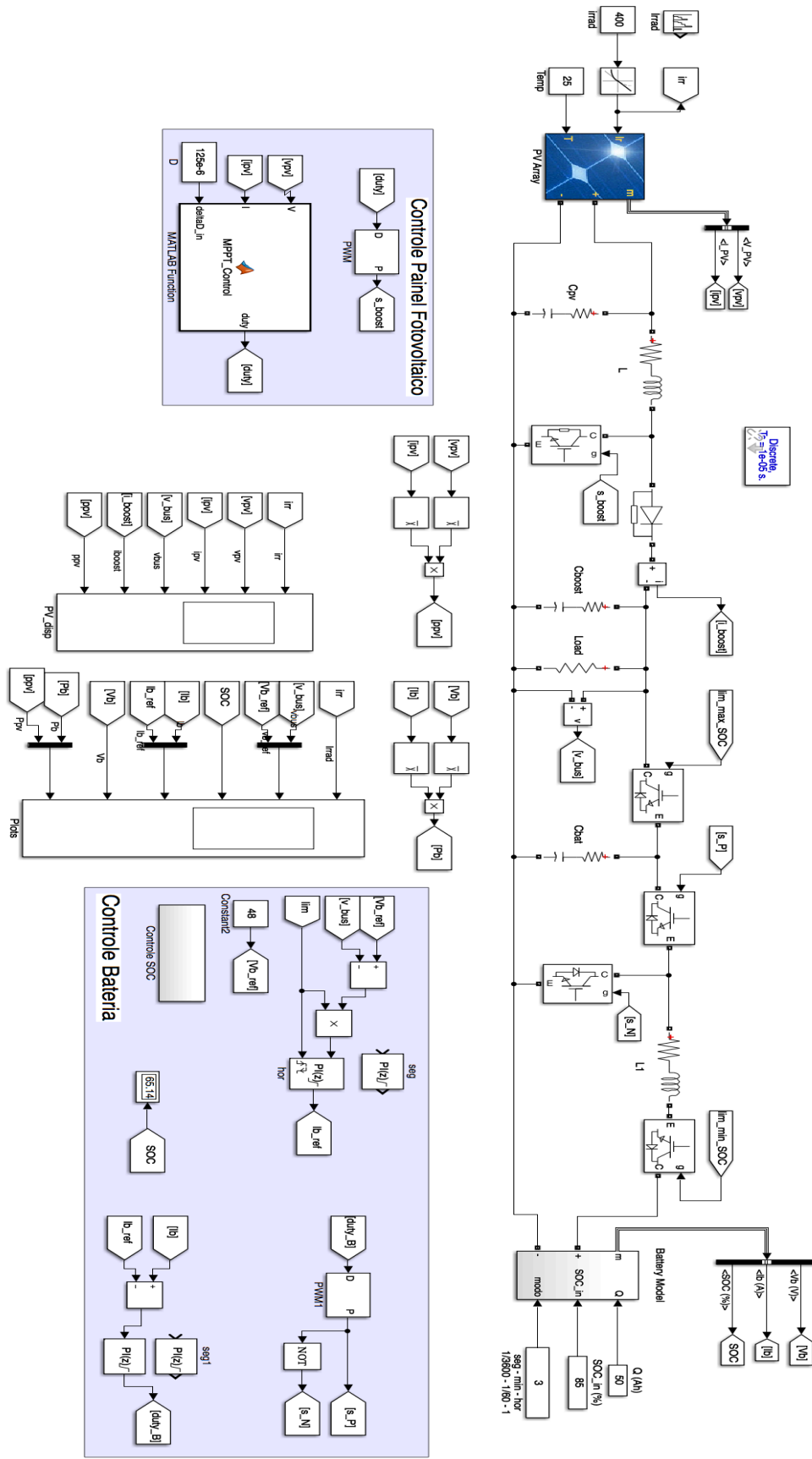
A operação da bateria é controlada pela tensão que é medida nos terminais da carga, se a tensão é maior que o valor estipulado a bateria entra no modo de carga, caso contrário, ela descarrega. Caso a tensão na carga esteja no valor desejado, a bateria fica ociosa. A bateria conectada à carga através de um conversor *buck-boost* (em que a saída pode ser em nível de tensão menor ou maior que o nível de tensão da entrada, dependendo do *duty cycle* dos componentes do conversor), para permitir a operação de carga e descarga e seu controle é feito com o uso de um controlador PID. O painel fotovoltaico é conectado à carga através de um conversor elevador *boost*.

O sistema para testar o controle da bateria e a alternância entre modo de carga e descarga é mostrado na Figura 5.8. Foi realizada a opção, visando o uso adequado da bateria e evitando danos às células, que o estado de carga máximo e mínimo fossem de 95% e 20%, respectivamente.

Dessa forma, considerando que a bateria esteja com 20% de SOC, mesmo que o sistema necessite de energia, ela não irá descarregar (fornecer energia ao sistema). Na situação em que a bateria esteja com 95% de SOC, mesmo que o sistema esteja com energia em excesso, por causa da geração do painel fotovoltaico, a bateria não irá carregar (absorver a energia excedente do sistema), para não passar do limite estipulado de SOC.

O teste feito foi variar a Irradiância que incide sobre o painel fotovoltaico, modificando assim a produção de energia advinda dele. Em situações reais, esse teste representa a operação do painel com e sem presença de nuvens no local onde ele está inserido, e também a “intensidade” do bloqueio de irradiação por parte das nuvens, o que pode causar a intermitência de geração.

Figura 5.8 – Sistema teste dos modos carga e descarga.

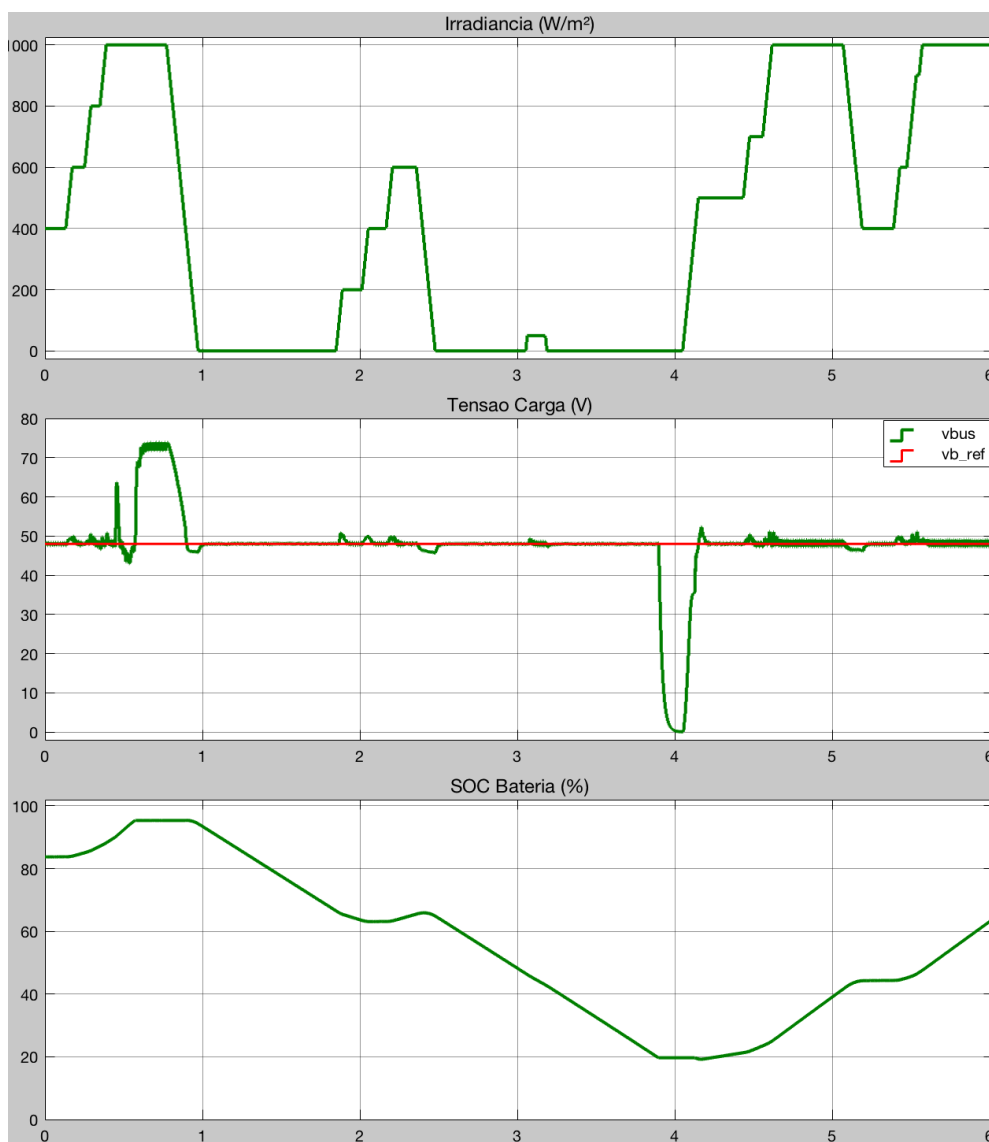


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 5.9 e Figura 5.10, são mostradas as curvas obtidas na simulação. O tempo utilizado está em horas, para que pudesse ser observado melhor o comportamento da bateria ao longo de um tempo considerável e a possível variação significativa de seu estado de carga.

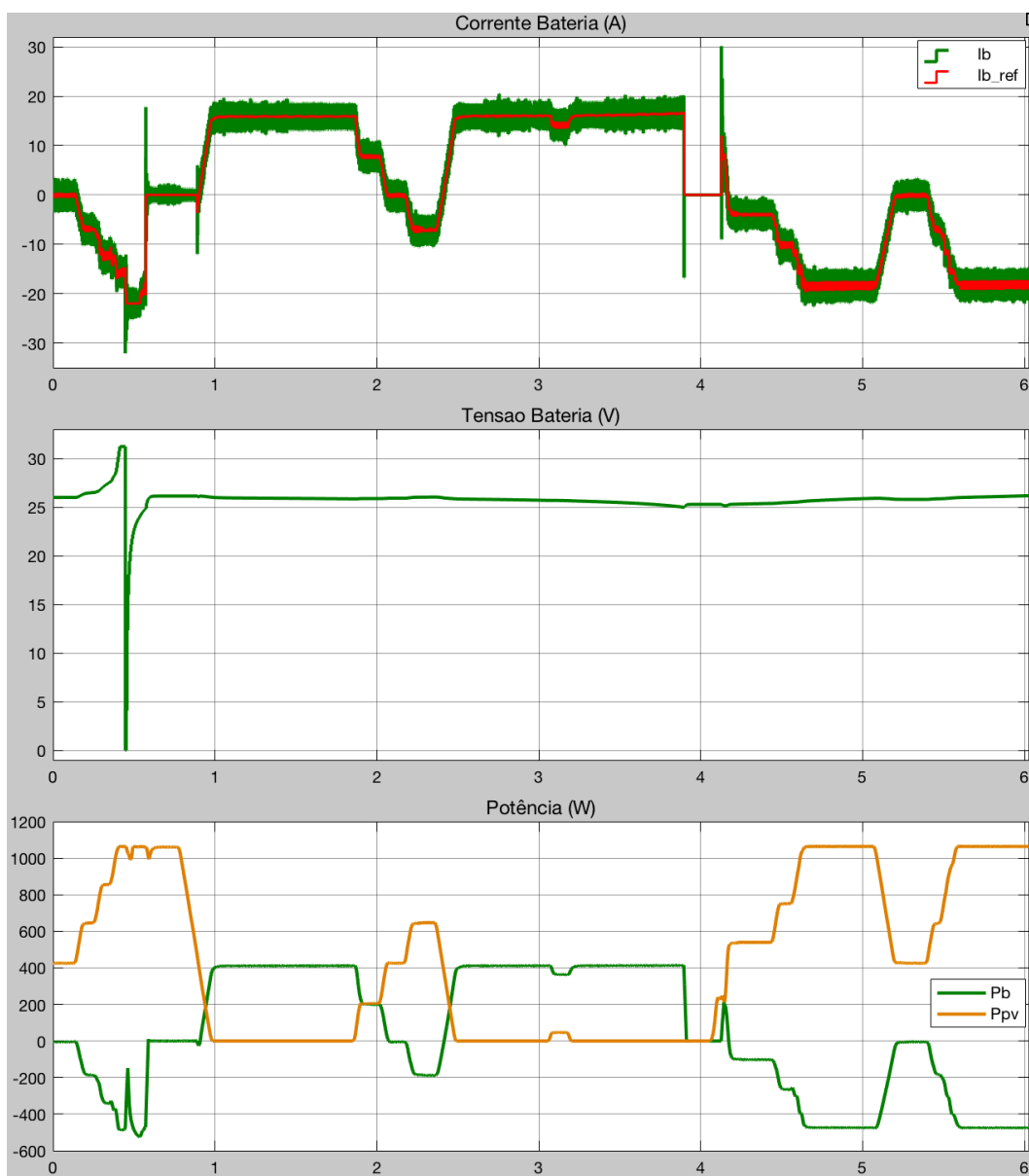
Para que seja mais fácil a visualização das curvas, estas foram divididas nas duas figuras citadas, na Figura 5.9 são mostrados os valores de irradiância, tensão na carga, tensão de referência e estado de carga da bateria e na Figura 5.10 são mostrados os valores de corrente, tensão e potência da bateria e potência do painel fotovoltaico ao longo da simulação.

Figura 5.9 – Curvas obtidas no teste de carga e descarga da bateria – Irradiância, tensão na carga e SOC da bateria.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5.10 – Curvas obtidas no teste de carga e descarga da bateria – Corrente, tensão e potência da bateria e potência do painel fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como observa-se na Figura 5.9 e Figura 5.10, a simulação levou em conta o tempo de 6h, sendo que nesse tempo foi variado apenas o valor da irradiância momentânea, o que interfere diretamente na potência produzida pelo painel fotovoltaico. A irradiância necessária para alimentar a carga apenas com o painel fotovoltaico é de 400W/m^2 , para valores de irradiação a bateria poderá carregar e para valores menores, a bateria deve descarregar, fornecendo energia para a carga. Claro que se deve levar em conta também o estado de carga da bateria, para a atuação de ambos modos.

Observa-se que o sistema se comporta de acordo com o esperado, quando a irradiância é maior que 400W/m^2 a bateria carrega, até que seja alcançado o seu limite de 95% de SOC, não importando se haverá sobretensão ou não na carga, a bateria simplesmente será desconectada do sistema. Para valores de irradiância menores que 400W/m^2 , foi considerado 0W/m^2 para que fosse observado de forma mais rápida a injeção de potência no sistema por parte da bateria, a bateria descarrega, até que seja alcançado o limite de 20% de SOC, não importando se há ou não subtensão na carga. No caso em que a irradiância é 400W/m^2 observa-se que a bateria fica ociosa, sem carregar ou descarregar.

Dessa forma, foi comprovada a operacionalidade do modelo de bateria desenvolvido, o qual alterna entre modo de carga e descarga, dependendo das condições instantâneas do sistema, simulando um cenário de intermitência de geração distribuída, que é o foco do trabalho. Na próxima seção o modelo de bateria desenvolvido será inserido no sistema IEEE 14 barras, para que seja verificado a sua atuação integrada na rede.

5.3 Simulação no Sistema IEEE 14 Barras

Para realizar a simulação do sistema IEEE 14 barras, mostrado na Figura 4.9 o primeiro passo é calcular o fluxo de potência do sistema, que será utilizado como condições iniciais para a simulação no Simulink. O Quadro 5.1. apresenta a solução do fluxo de potência para o sistema IEEE 14 barras com o modelo utilizado neste trabalho. A metodologia de fluxo de potência utilizada é baseada no método de Newton-Raphson, com todos os controles de rede e geradores implementados. Para a confirmação do correto funcionamento e validação neste trabalho, foi comparado com a solução obtida no software ANAREDE.

O segundo passo foi a inserção do modelo de bateria desenvolvido pelo autor, mostrado na Figura 5.7, no sistema elétrico de potência modelado no Simulink, que é mostrado na Figura 4.8. Para a simulação, foi considerado o banco de baterias de lítio-íon da Saft Batteries, Intensium® Max+ 20P (ENF Solar, 2020), que possui tensão nominal de 771 V, capacidade de 908 Ah e potência de descarga contínua de 2,8 MW e potência de carga contínua de 2,9 MW.

Quadro 5.1 - Fluxo de potência do sistema IEEE 14 barras.

Fluxo de Potência							
Barra	V (pu)	Theta (°)	Pd (pu)	Qd (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Qshunt (pu)
1	1,0600	0	0	0	2,3239	-0,1655	0
2	1,0450	-4,9826	0,2170	0,1270	0,4000	0,4356	0
3	1,0100	-12,7251	0,9420	0,1900	0	0,2508	0
4	1,0177	-10,3129	0,4780	-0,0390	0	0	0
5	1,0195	-8,7739	0,0760	0,0160	0	0	0
6	1,0700	-14,2209	0,1120	0,0750	0	0,1273	0
7	1,0615	-13,3596	0	0	0	0	0
8	1,0900	-13,3596	0	0	0	0,1762	0
9	1,0559	-14,9385	0,2950	0,1660	0	0	0,19
10	1,0510	-15,0973	0,0900	0,0580	0	0	0
11	1,0569	-14,7906	0,0350	0,0180	0	0	0
12	1,0552	-15,0756	0,0610	0,0160	0	0	0
13	1,0504	-15,1563	0,1350	0,0580	0	0	0
14	1,0355	-16,0336	0,1490	0,0500	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

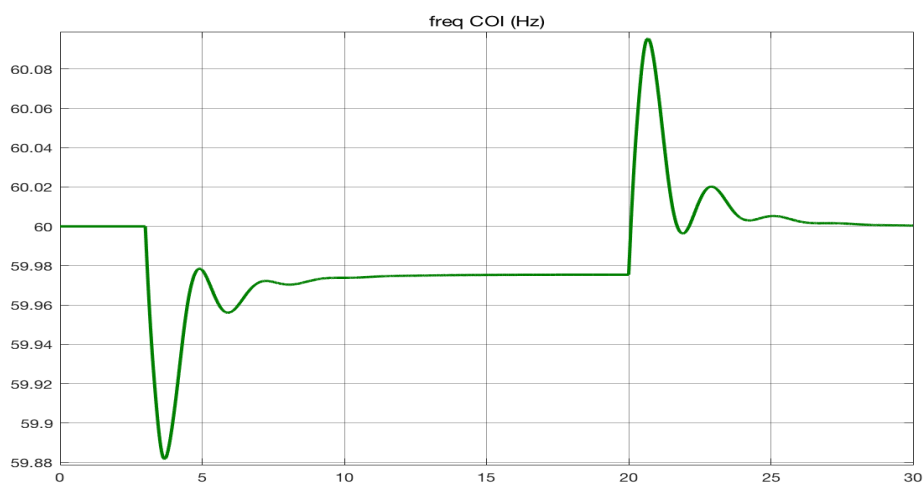
Como foi verificado na seção 5.1, o comportamento do modelo de bateria proposto, utilizando os parâmetros retirados de curvas de descarga das baterias, comparado com o modelo utilizando parâmetros obtidos através do bloco padrão do Simulink pouco se diferenciam para o intervalo de SOC que pretende-se utilizar. Dessa forma, os parâmetros do banco de bateria Intensium® Max+ 20P foram inseridos no bloco de bateria do Simulink para que fossem obtidos os parâmetros necessários para o modelo proposto pelo autor.

Os modelos e os parâmetros das máquinas síncronas do sistema IEEE 14 barras foram obtidas em Kodsi; Cañizares, 2003 e são mostradas no Apêndice C. Os dados dos reguladores de tensão e de velocidade podem ser encontrados em Pieroni, 2018.

O banco de baterias foi adicionado na barra 10, e com as condições iniciais do sistema determinadas, foi adicionada uma perturbação de 50 MW no tempo $t = 3,0$ s na barra 11, cessando o distúrbio em $t = 20$ s. O tempo total de simulação foi de 30 s. Nota-se que não foi adicionado geração ao sistema, mas sim carga, o que não é um problema, visto que quando a geração de potência diminui o sistema enxerga como um acréscimo de carga. Também pode-se relacionar que ao perder-se a geração distribuída, que alimenta um determinado número de cargas, as cargas passarão a ser alimentadas pelo sistema elétrico principal.

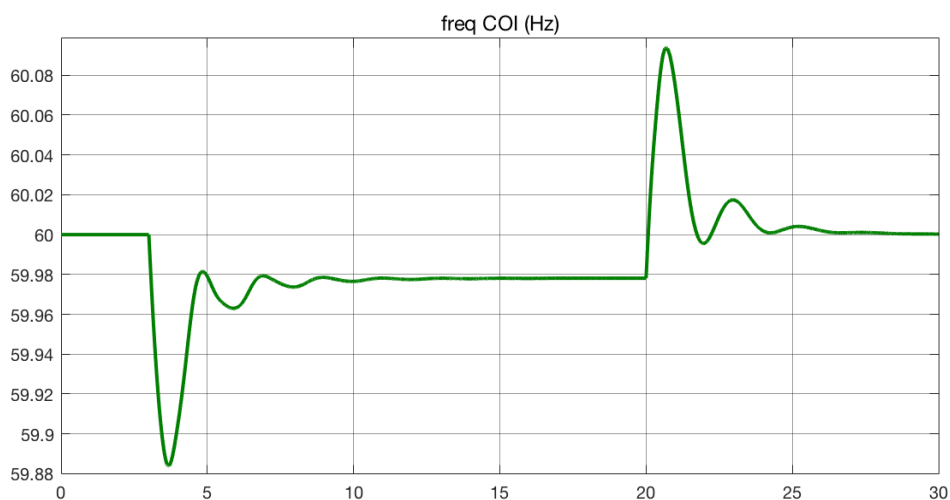
Na simulação, foram gravadas as curvas dos seguintes parâmetros: frequência do centro de inércia do sistema; potência ativa de cada uma das máquinas síncronas do sistema e as tensões nas 14 barras do sistema. Os resultados obtidos com as simulações são mostrados da Figura 5.11 a Figura 5.16. Observa-se que o eixo x de todas as figuras referentes a essa etapa da simulação referem-se ao tempo, dado em segundos. São mostradas as curvas obtidas para a situação com e sem o banco de baterias inserido na barra 10.

Figura 5.11 – Frequência do centro de inércia do sistema, sem banco de baterias.



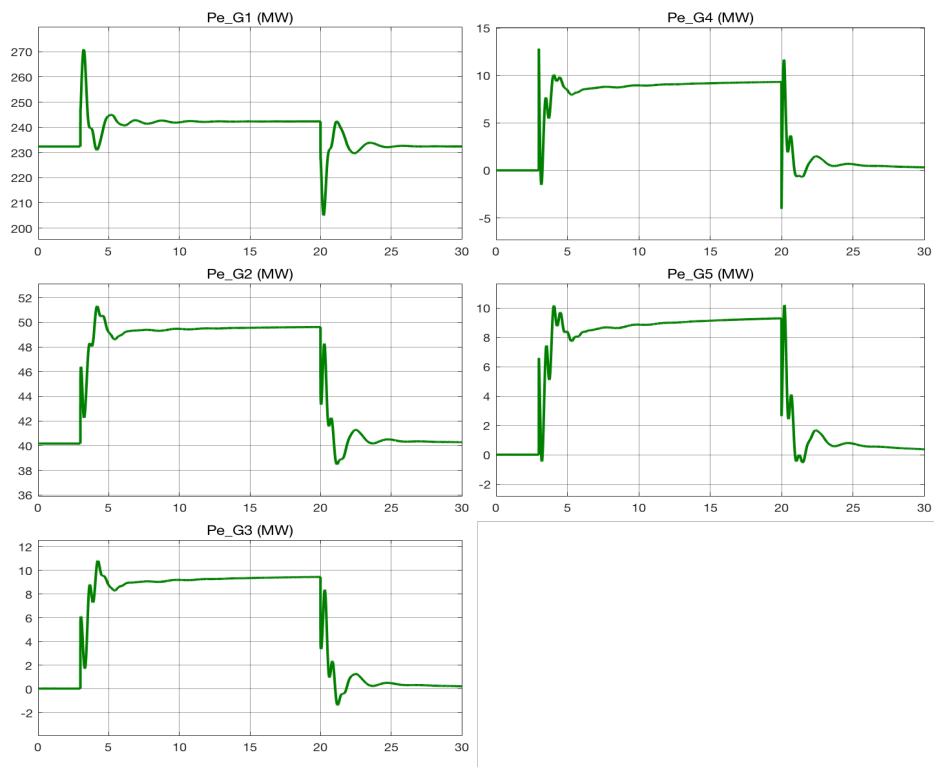
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5.12 - Frequência do centro de inércia do sistema, com banco de baterias.



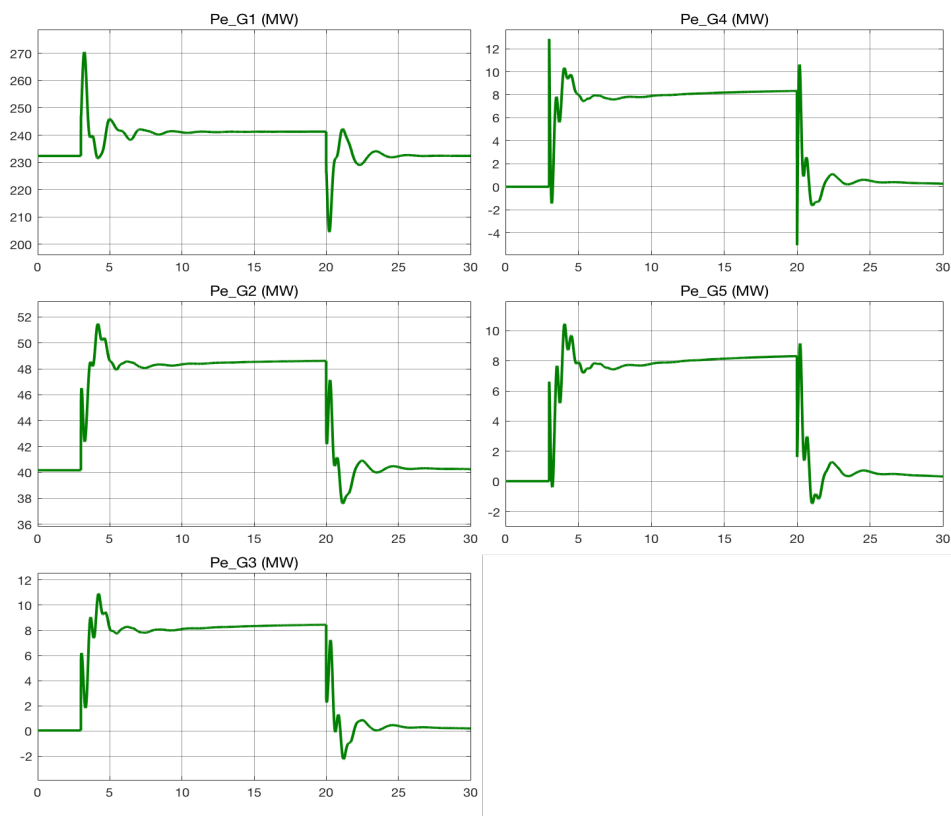
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5.13 – Potências das máquinas síncronas, sem banco de baterias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5.14 – Potências das máquinas síncronas com banco de baterias.



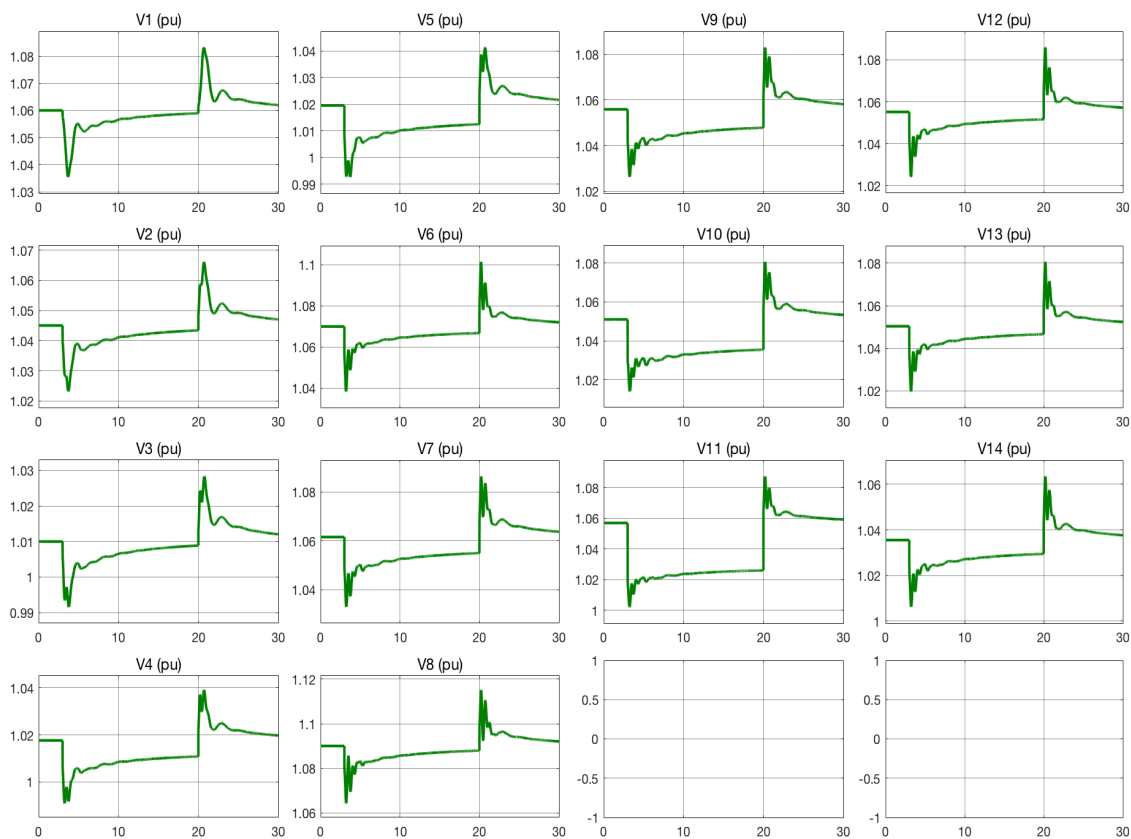
Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se na Figura 5.11 e Figura 5.12, que o banco de baterias cumpre seu papel de auxiliar o sistema na estabilidade de frequência, sem as baterias, a frequência do centro de inércia estabilizou em 59,975Hz e com elas 59,98Hz. Pode parecer uma redução pequena, mas se tratando da estabilidade de frequência e de quanto a injeção de potência representa na variação total do sistema é uma melhoria significativa. Cabe salientar que o banco de bateria implementado possui uma baixa potência quando comparado com a potência total do sistema.

Da mesma forma, observando a Figura 5.13 e a Figura 5.14 observa-se que houve uma redução na potência ativa que as máquinas elétricas estão fornecendo ao sistema de potência em questão para amenizar os efeitos do distúrbio inserido, como foi visto na seção 2.2.3. Isso ocorre graças a atuação do banco de baterias.

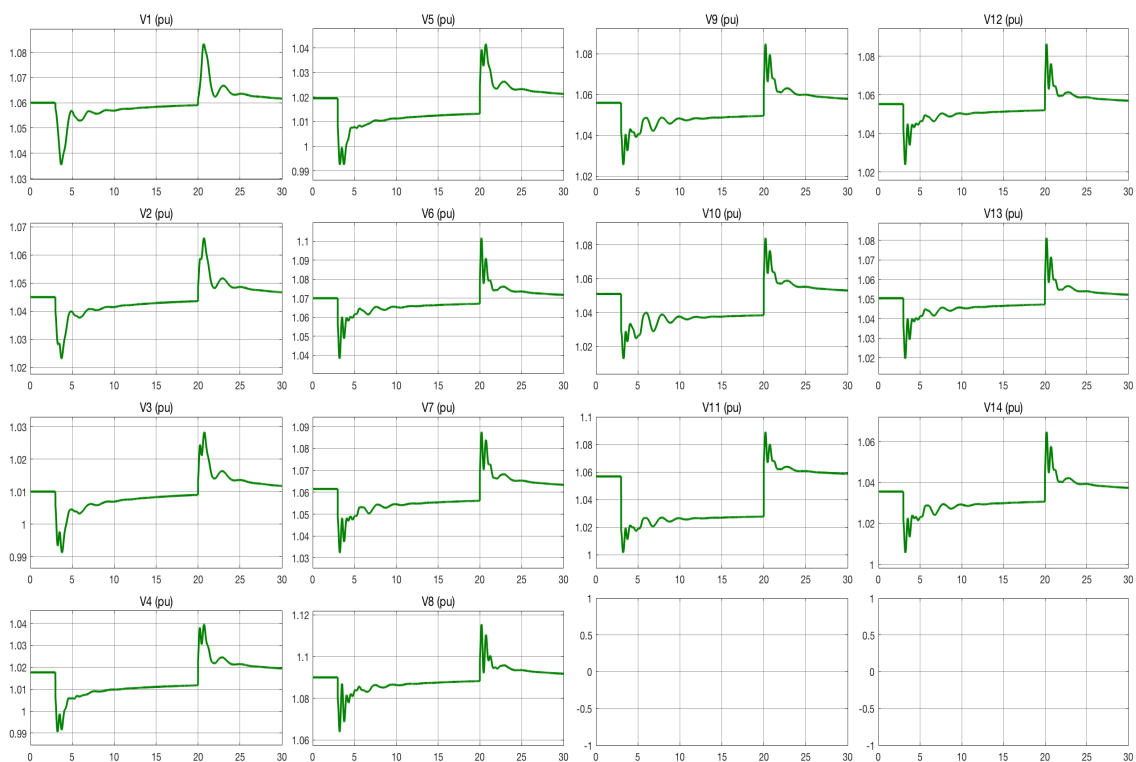
Por último, através da comparação entre a Figura 5.15 e a Figura 5.16, observa-se que há uma diminuição no aprofundamento de tensão causado pelo distúrbio no sistema, em especial na barra em que foi conectado o banco de baterias e nas barras próximas (9 e 11). Também se estabiliza mais rapidamente o valor da tensão nessas barras.

Figura 5.15 – Módulo das tensões das barras, sem banco de baterias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5.16 – Módulo das tensões das barras, com banco de baterias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi desenvolvido um modelo de bateria para compor um sistema de armazenamento de energia, com a função de auxiliar na melhoria da estabilidade de sistemas elétricos na presença de geração renovável, onde ocorrem variabilidade de geração de curta e média duração.

Como apresentado, há diversos tipos de sistemas de armazenamento que estão em constante aperfeiçoamento, para diversos usos. Cabe destacar que as baterias devido ao seu custo, ainda apresentam a melhor relação de custo-benefício para uso no auxílio da melhoria da estabilidade de frequência, considerando o cenário de intermitência de geração.

O modelo de Shepherd, que simula o comportamento de diversos tipos de baterias, é amplamente reconhecido pela literatura e foi a base usada para o desenvolvimento da modelagem do sistema de armazenamento nesse trabalho. O modelo implementado foi comparado e validado com outros modelos pré-existentes, onde foi verificada sua coerência na operação nos modos de carga e descarga.

Ao inserir o banco de baterias no sistema teste IEEE 14 barras, verificou-se que este auxilia o sistema no controle da estabilidade da frequência nas barras, atuando de forma rápida e diminuindo o pico de potência extra injetada pelos geradores nas primeiras oscilações, bem como reduzindo a potência que estes injetam nos momentos seguintes ao distúrbio, auxiliando a operação dos reguladores de tensão e velocidade na estabilização do sistema. Com isto, a frequência do sistema tem menor variação momentânea e se estabiliza mais rapidamente com o uso do banco de baterias. Também se observa que nas barras próximas a barra em que foi inserida o banco de baterias aconteceu uma melhoria na variação do módulo da tensão, com menor afundamento.

Finalmente, conclui-se que o modelo de bateria desenvolvido, e inserido no sistema de armazenamento de energia, atende satisfatoriamente ao objetivo do trabalho, sendo uma opção adequada para a melhoria da estabilidade do sistema elétrico de potência quando há uma perda abrupta de carga ou conexão de geração.

Algumas sugestões de trabalhos futuros para estender a pesquisa realizada neste trabalho são apresentadas a seguir:

- simulação do comportamento do modelo para diferentes tipos de bateria;
- simulação de diferentes distúrbios na rede elétrica;
- simulações de distúrbios em diferentes regiões da rede elétrica;
- simulação com diferentes condições iniciais do sistema IEEE 14 barras;
- simulação com diferentes controladores das máquinas elétricas do sistema;
- simulação com bancos de baterias de maior potência;
- simulação com diferentes sistemas teste de distribuição e/ou transmissão;
- uso de bancos de baterias para a regulação secundária de frequência do sistema;
- inserção da regulação de tensão por parte do banco de baterias;
- inserção de outras tecnologias de armazenamento, como *flywheels*.

7 BIBLIOGRAFIA

- [1]. ANEEL. **Resolução Normativa N° 493**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>>. Acesso em 26 outubro 2020.
- [2]. ANEEL. **Anexo à Resolução Normativa N° 674/2015**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015674_2.pdf> Acesso em 26 outubro 2020.
- [3]. ANEKE, M.; WANG, M. **Energy Storage Technologies and Real Life Applications - A State of the Art Review**. Elsevier Journal of Applied Energy, Amsterdam (Países Baixos), v. 179, p. 350-377, outubro 2016.
- [4]. BARBALHO, P. I. N. e, **Análise da Contribuição de um Banco de Baterias para a Regulação de Tensão em um Sistema de Distribuição**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.
- [5]. BATTERY UNIVERSITY. **Charging Lithium-Ion**. Vancouver (Canadá), 2018. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/learn/article/charging_lithium_ion_batteries>. Acesso em 1 junho 2020.
- [6]. BATTERY UNIVERSITY. **Types of Lithium-Ion**. Vancouver (Canadá), 2019. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/types_of_lithium_ion>. Acesso em 28 abril 2020.
- [7]. BENINI, M. et al. **Battery Energy Storage Systems for the Provision of Primary and Secondary Frequency Regulation in Italy**. IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Florença, Itália. Anais... Piscataway (EUA): IEEE, 2016. p. 1-6.
- [8]. BRASIL, C. F.; MELO, C. L. S. **A Comparative Study of Lead-Acid Batteries and Lithium Iron Phosphate Batteries Used in Microgrid Systems**. XIV Brazilian Power Electronics Conference, 2017, Juiz de Fora, MG. Anais... Piscataway (EUA): IEEE, 2017. p. 1-7.
- [9]. CARMO, C. E. M. do; TATIZAWA, H. **Potencial dos Sistemas de Armazenamento Flywheel para a Qualidade da Produção de Energia -**

- Aplicações.** Revista Tecnologia e Sociedade, Curitiba, v. 15, n. 37, p. 479-497, jul./set. 2019.
- [10]. CEPEL. **ANAREDE.** Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>. Acesso em 21 de novembro de 2020.
- [11]. DAPPER, S. N.; SPOHR, C.; ZANINI, R. R. **Poluição do Ar como Fator de Risco para a Saúde: Uma Revisão Sistemática no Estado de São Paulo.** Estudos Avançados, São Paulo, v. 30, n. 86, jan./abr. 2016.
- [12]. DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. **Battery Energy Storage Technology for Power Systems - An Overview.** Elsevier Journal of Electric Power Systems Research, Amsterdam (Países Baixos), v. 79, n.4, p. 511-520, abril 2009.
- [13]. DOE – U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Site do U. S. Department of Energy.** Disponível em: <<https://www.energy.gov>>. Acesso em 20 abril 2021.
- [14]. DVORSKY, E.; RAKOVÁ, L.; HEJTMÁNKOVÁ, P. **Electric Power System Inertia Increasing by Flywheels.** 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, 2018, Brno, República Tcheca. Anais... Piscataway (EUA): IEEE, 2018. p. 1-5.
- [15]. ELECTROPAEDIA. **Electrical Energy Storages: Grid Scale Energy Storage Systems.** Chester (Reino Unido), 2019. Disponível em: <https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm>. Acesso em 30 abril 2020.
- [16]. ELETROBRAS. **Tecnologias de Baterias de Lítio utilizadas em Sistemas Fotovoltaicos: Tendências e Perspectivas.** III Seminário Sobre Lítio, 2018, Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.cetem.gov.br/images/eventos/2018/iii-litio-brasil/apresentacoes/tecnologias-bateria-litio-sistemas-fotovoltaicos.pdf>>. Acesso em 30 abril 2020.
- [17]. ENF SOLAR. **Intensium Max+ 20P.** Disponível em: <<https://www.enfsolar.com/pv/storage-system-datasheet/396>>. Acesso em 6 outubro 2020.
- [18]. EPE. **Inserção de Novas Tecnologias: 1º Relatório – Diagnóstico.** 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Inser%C3%A7%C3%A3>

o+de+Novas+Tecnologias.pdf/a4089e5c-e97c-7f6b-7c7f-b317a5cbf12b>.

Acesso em 26 outubro 2020.

- [19]. EPE. **Recursos Energéticos: Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Nota Técnica PR 04/18. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursosEnergeticos%202050.pdf> Acesso em 26 outubro 2020.
- [20]. EUROPEAN COMMISSION. **Site de Dados e Análises de Energia do European Commision**. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/data-analysis_en>. Acesso em 20 abril 2021.
- [21]. FILHO, G. J. L. **Previsão da Autonomia de Baterias de Chumbo-Ácido Aplicadas a Sistemas Híbridos de Geração de Energia Utilizando o Método KiBaM**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.
- [22]. HU, X. et al. **Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs**. IEEE Power and Energy Magazine, Piscataway (EUA), v.15, n.5, p. 20-31, setembro/outubro 2017.
- [23]. IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. **Energy Storage Systems - Characteristics and Comparisons**. Elsevier Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews, Amsterdam (Países Baixos), v.12, n. 5, p. 1187-1484, junho 2008.
- [24]. IEEE Power and Energy Society. **Guide for the Characterization and Evaluation of Lithium-Based Batteries in Stationary Applications**. IEEE Std 1679.1, 2017.
- [25]. IEEE Power and Energy Society. **Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems With High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies**. Technical Report PES-TR77, 2020.
- [26]. IEEE/CIGRÉ. **Definition and Classification of Power System Stability**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, 2004.

- [27]. JIANG, J.; ZHANG, C. **Fundamentals and Applications of Lithium-Ion Batteries in Electric Drive Vehicles**. Singapura: John Wiley & Sons Singapore, 2015.
- [28]. JUNG, J.; ZHANG, J.; ZHANG, L. **Lead-acid Battery Technologies – Fundamentals, Materials and Applications**. Boca Raton (EUA): CRC Press, 2015.
- [29]. JÚNIOR, O. M.; SOUZA, C. C. **Aproveitamento Fotovoltaico, Análise Comparativa entre Brasil e Alemanha**. Interações. Campo Grande, MS, v. 21, n. 2, p. 379-387, abr./jun. 2020.
- [30]. JÚNIOR, S. S. da S. **Proposta E Avaliação De Um Método Adaptativo de Corte De Carga**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- [31]. KESHAN, H.; THORNBURG, J.; USTUN, T. S. **Comparison of Lead-Acid and Lithium-Ion Batteries for Stationary Storage in Off-Grid Energy Systems**. 4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016), Kuala Lumpur, Malásia. Anais... Piscataway (EUA): IEEE, 2016. p. 1-7.
- [32]. KODSI, S. K. M.; CAÑIZARES, C. A. **Modeling and Simulation ff IEEE 14 Bus System with Facts Controllers**. Technical Report 2003-3. 2003.
- [33]. KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Palo Alto (EUA): McGraw-Hill Inc. 1994.
- [34]. LI, S.; KE, B. **Study of Battery Modeling using Mathematical and Circuit Oriented Approaches**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, Detroit, EUA . Anais... Piscataway (EUA): IEEE, 2011. p. 1-8.
- [35]. LUO, X. et al. **Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation**. Elsevier Journal of Applied Energy, Amsterdam (Países Baixos), v. 137, p. 511-536, janeiro 2015.
- [36]. MATHWORKS. **Battery: Generic Battery Model**. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>> Acesso em 30 maio 2020.
- [37]. ONS. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: <www.ons.org.br> Acesso em 20 abril 2021.

- [38]. ORTEGA, A.; MILANO, F. **Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 5, p. 3369-3380, setembro 2016
- [39]. PIERONI, T. **Aplicação de Dispositivos de Armazenamento para Melhoria da Resposta de Frequência em SEE com Alta Penetração de Energia Eólica**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018.
- [40]. PING, W. W. et al. **Aplicação de Conversores VSC em Sistemas de Transmissão de Potência**. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2009, Recife, PE.
- [41]. POWERSIM. **TUTORIAL: Lithium-Ion Battery Model**. Rockville (EUA), 2016. Disponível em: <<https://powersimtech.com/drive/uploads/2016/12/tutorial-lithium-ion-battery-model.pdf>> Acesso em 30 maio 2020.
- [42]. SANTOS, A. L. M. dos. **Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2018.
- [43]. SARASUA, A. E.; MOLINA, M. G.; MERCADO, P. E. **Dynamic Modelling of Advanced Battery Energy Storage System for Grid-Tied AC Microgrid Applications**. In: ZOBAA, A. F.(ed.). **Energy Storage: Technologies and Applications**. Rijeka (Croácia): InTech, 2013. p. 295-320.
- [44]. SHEPHERD, C. M. **Design of Primary and Secondary Cells : II . An Equation Describing Battery Discharge**. Journal of Electrochemical Society, v. 112, n. 7, p. 657-664, janeiro 1965,
- [45]. TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A.; DEKKICHE, A.-I. **A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles**. IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Arlington, EUA. Anais... Piscataway (EUA): IEEE, 2007. p. 284-289.
- [46]. TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A. **Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications**. World Electric Vehicles Journal, Basel (Suíça), v.3, n.2, p. 289-298, 2009.

- [47]. XU, M.; STANWAY, D. **China Doubles New Renewable Capacity in 2020; Still Builds Thermal Plants**. Thomson Reuters online. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-china-energy-climatechange-idUSKBN29Q0JT>> Acesso 21 março 2021.
- [48]. WU, Y. **Lithium-Ion Batteries: Fundamentals and Applications**. Boca Raton (EUA): CRC Press. 2015.

8 APÊNDICES

A. Características das barras do sistema IEEE 14 barras.

Dados das Barras											
Barra	Tipo	V (pu)	Theta (°)	Pd (pu)	Qd (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Qmin (pu)	Qmax (pu)	Gshunt (pu)	Bshunt (pu)
1	1	1,06	0	0	0	2,32	-0,17	0	0,00	0	0
2	2	1,05	0	0,22	0,13	0,40	0,42	-0,40	0,50	0	0
3	2	1,01	0	0,94	0,19	0	0,23	0	0,40	0	0
4	3	1	0	0,48	-0,04	0	0	0	0,00	0	0
5	3	1	0	0,08	0,02	0	0	0	0,00	0	0
6	2	1,07	0	0,11	0,08	0	0,12	-0,06	0,24	0	0
7	3	1	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0
8	2	1,09	0	0	0	0	0,17	-0,06	0,24	0	0
9	3	1	0	0,30	0,17	0	0	0	0,00	0	0,19
10	3	1	0	0,09	0,06	0	0	0	0,00	0	0
11	3	1	0	0,04	0,02	0	0	0	0,00	0	0
12	3	1	0	0,06	0,02	0	0	0	0,00	0	0
13	3	1	0	0,14	0,06	0	0	0	0,00	0	0
14	3	1	0	0,15	0,05	0	0	0	0,00	0	0

Fonte: Adaptado de Kodsi; Cañizares, 2003.

B. Características das linhas de transmissão do sistema IEEE 14 barras.

Dados das Linhas de Transmissão					
De	Para	R (pu)	X (pu)	1/2 B (pu)	tap (0 p/ LTs)
1	2	0,01938	0,05917	0,0528	0
1	5	0,05403	0,22304	0,0492	0
2	3	0,04699	0,19797	0,0438	0
2	4	0,05811	0,17632	0,034	0
2	5	0,05695	0,17388	0,0346	0
3	4	0,06701	0,17103	0,0128	0
4	5	0,01335	0,04211	0	0
4	7	0	0,20912	0	0,978
4	9	0	0,55618	0	0,969
5	6	0	0,25202	0	0,932
6	11	0,09498	0,1989	0	0
6	12	0,12291	0,25581	0	0
6	13	0,06615	0,13027	0	0
7	8	0	0,17615	0	0
7	9	0	0,11001	0	0
9	10	0,03181	0,0845	0	0
9	14	0,12711	0,27038	0	0
10	11	0,08205	0,19207	0	0
12	13	0,22092	0,19988	0	0
13	14	0,17093	0,34802	0	0

Fonte: Adaptado de Kodsi; Cañizares, 2003.

Observa-se que o tipo de barra segue a seguinte lógica: 1 = barra de referência ($V\theta$); 2 = barra PV e 3 = barra PQ.

C. Características das máquinas síncronas do sistema IEEE 14 barras.

Máquina Síncrona	Barra	S (MVA)	XL	Ra	Xd	X'd	X''d	T _{do}	T' _{do}	Xq	X'q	X''q	T _{qo}	T' _{qo}	H	D
1	1	615	0,2396	0,0000	0,8979	0,2995	0,23	7,4	0,04	0,646	0,646	0,4	0	0,033	5,148	2
2	2	60	0	0,0031	1,05	0,185	0,13	6,1	0,04	0,98	0,36	0,13	0,3	0,099	6,54	2
3	3	60	0	0,0031	1,05	0,185	0,13	6,1	0,04	0,98	0,36	0,13	0,3	0,099	6,54	2
4	6	25	0,134	0,0014	1,25	0,232	0,12	4,75	0,06	1,22	0,715	0,12	1,5	0,21	5,06	2
5	8	25	0,134	0,0014	1,25	0,232	0,12	4,75	0,06	1,22	0,715	0,12	1,5	0,21	5,06	2

Fonte: Adaptado de Kodsí; Cañizares, 2003.