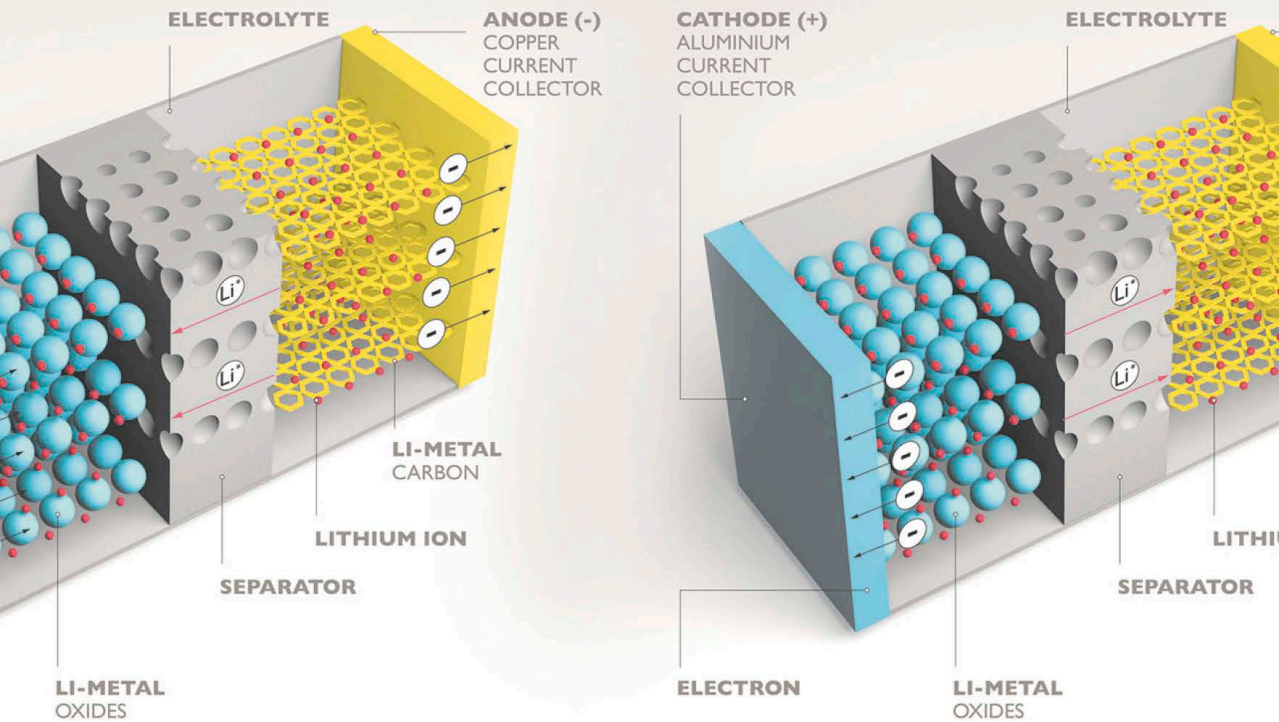


Ângelo Vian  
Carlos Marcio Vieira Tahan  
Guido Javier Rostegui Aguilar  
Marcos Roberto Gouvea  
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani

# ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

## fundamentos, tecnologia e aplicações

GE



# ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

fundamentos, tecnologia e aplicações

*CONSELHO EDITORIAL*

André Costa e Silva

Cecilia Consolo

Dijon de Moraes

Jarbas Vargas Nascimento

Luis Barbosa Cortez

Marco Aurélio Cremasco

Rogério Lerner

ÂNGELO VIAN  
CARLOS MARCIO VIEIRA TAHAN  
GUIDO JAVIER ROSTEGUI AGUILAR  
MARCOS ROBERTO GOUVEA  
MATHEUS MINGATOS FERNANDES GEMIGNANI

# ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

fundamentos, tecnologia e aplicações

Projeto de P&D Gerenciador para Sistemas de Geração Intermitente,  
Fontes Complementares e Armazenagem de Energia

2021

*Armazenamento de energia: fundamentos, tecnologia e aplicações*

© 2021 Ângelo Vian, Carlos Marcio Vieira Tahan, Guido Javier Rostegui Aguilar, Marcos Roberto Gouvea, Matheus Mingatos Fernandes Gemignani

Editora Edgard Blücher Ltda.

*Publisher* Edgard Blücher

*Editor* Eduardo Blücher

*Coordenação editorial* Jonas Eliakim

*Produção editorial* Aline Fernandes

*Diagramação e capa* Laércio Flenic

*Revisão de texto* Samira Panini

*Imagem da capa* iStockphoto

---

# Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1245, 4º andar  
04531-934 – São Paulo – SP – Brasil  
Tel 55 11 3078-5366  
contato@blucher.com.br  
www.blucher.com.br

Segundo Novo Acordo Ortográfico, conforme 5. ed.  
do Vocabulário Ortográfico da Língua Portuguesa,  
Academia Brasileira de Letras, março de 2009.

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer  
meios, sem autorização escrita da Editora.

---

Todos os direitos reservados pela Editora  
Edgard Blücher Ltda.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Angélica Ilacqua CRB-8/7057

Armazenamento de energia: fundamentos,  
tecnologia e aplicações / Ângelo Vian, Carlos Marcio  
Vieira Tahan, Guido Javier Rostegui Aguilar, Marcos  
Roberto Gouvea, Matheus Mingatos Fernandes  
Gemignani -- São Paulo: Blucher, 2021.  
136p.

#### Bibliografia

ISBN 978-65-5550-073-8 (impresso)  
ISBN 978-65-5550-057-8 (eletrônico)

Open Access

1. Energia 2. Energia - Armazenamento I. Vian, Ângelo

---

21-0556

CDD 621.042

---

Índices para catálogo sistemático:  
1. Energia - Armazenamento

---

# PREFÁCIO

A atenção mundial com o meio ambiente tem incentivado a pesquisa e a instalação de fontes de geração de energia elétrica sustentáveis que não agridam o planeta, dentre as quais destacam-se aquelas cujas fontes primárias são a energia dos ventos e a energia solar.

Com essa motivação a evolução tecnológica das gerações eólica e solar têm experimentado avanços muito importantes nas últimas duas décadas. A característica de produção intermitente dessas fontes traz novos desafios ao projeto e à operação dos sistemas elétricos, na medida que a disponibilidade de geração está condicionada a fenômenos da natureza que não podem ser controlados. Surge daí, a importância da armazenagem de energia.

Nesse ambiente, a presença de geração sustentável intermitente, de baterias para armazenagem e de cargas gerenciáveis cria sistemas autônomos, constituindo ilhas de geração/carga, interligadas ou não a outros sistemas.

Nasce portanto, a importância de pesquisa e do desenvolvimento de recursos tecnológicos para o gerenciamento do despacho econômico e eficiente desses sistemas híbridos.

A Companhia Energética de Petrolina, atenta aos movimentos do setor energético brasileiro e integrada no esforço do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento promovido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, desenvolveu o projeto “Gerenciador para Sistemas de Geração Intermitente, Fontes Complementares e Armazenagem de Energia”, em colaboração com a Aries Engenharia e a FDTE - Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia.

Com o objetivo de difundir conhecimentos adquiridos nesse projeto, entendeu-se oportuna a preparação desta publicação, onde os interessados pelo tema podem encontrar fundamentos, tecnologia e aplicações relativas à armazenagem de energia elétrica em baterias eletroquímicas.

Cabe ressaltar que esta publicação é o resultado do esforço de vários pesquisadores e especialistas, citando informações de diversas fontes disponíveis no contexto internacional. Neste âmbito, aproveitamos esta oportunidade para deixar nossos agradecimentos pelas diversas discussões e contribuições oferecidas pelo Prof. Dr. Maurício Salles e seus orientados Luís Felipe Normandia Lourenço e Giovani Giulio Tristão Thibes Vieira.

Finalmente agradecemos à ANEEL, cujo programa de incentivo e promoção da pesquisa possibilitou a elaboração desta publicação.

*Hélio Takeno*  
*Companhia Energética de Petrolina*

---

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO AO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....</b>	<b>11</b>
1.1 CUSTOS DE FABRICAÇÃO E PREÇOS DE COMERCIALIZAÇÃO.....	13
1.2 EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS.....	16
1.3 SISTEMAS MODERNOS DE ARMAZENAMENTO .....	18
1.4 DEFINIÇÕES E CONCEITOS .....	20
1.5 EFICIÊNCIA ROUND-TRIP.....	24
1.6 ENVELHECIMENTO .....	25
1.7 NOVOS DESAFIOS.....	26
<b>2. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....</b>	<b>29</b>
2.1 USINA HIDRELÉTRICA REVERSÍVEL ( <i>PUMPED HYDRO</i> ).....	29
2.1.1 FUNCIONAMENTO.....	30
2.1.2 PROJETO EM DESTAQUE.....	31
2.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM AR COMPRIMIDO.....	31
2.2.1 FUNCIONAMENTO .....	32
2.2.2 PROJETO EM DESTAQUE.....	33
2.3 VOLANTE DE INÉRCIA ( <i>FLYWHEEL</i> ) .....	33
2.3.1 FUNCIONAMENTO .....	34
2.3.2 PROJETO EM DESTAQUE.....	34
2.4 BOBINAS SUPERCONDUTORAS ( <i>SMES</i> ).....	35
2.4.1 FUNCIONAMENTO .....	35
2.4.2 PROJETO EM DESTAQUE.....	35
2.5 SUPERCAPACITORES.....	36
2.5.1 FUNCIONAMENTO .....	37
2.5.2 PROJETO EM DESTAQUE.....	37



<b>2.6 SISTEMAS ELETROQUÍMICOS (BATERIAS).....</b>	<b>37</b>
2.6.1 BATERIA DE SÓDIO-ENXOFRE .....	39
2.6.2 CHUMBO-ÁCIDO .....	40
2.6.3 ÍONS DE LÍTIO .....	42
2.6.4 CLORETO DE SÓDIO-NÍQUEL.....	44
<b>2.7 BATERIAS DE FLUXO.....</b>	<b>45</b>
<b>2.8 DADOS GERAIS DE BATERIAS.....</b>	<b>47</b>
<b>2.9 TECNOLOGIAS FUTURAS DE BATERIAS ELETROQUÍMICAS.....</b>	<b>49</b>
2.9.1 BATERIAS DE ZINCO-AR.....	49
2.9.2 BATERIAS AVANÇADAS DE CHUMBO-ÁCIDO.....	50
2.9.3 BATERIAS DE GRAFENO.....	50
2.9.4 BATERIAS DE ESPONJA DE COBRE.....	50
2.9.5 BATERIAS DE ALUMÍNIO-AR.....	51
<b>3. TENDÊNCIAS NA EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS.....</b>	<b>53</b>
<b>3.1 CARACTERÍSTICAS DA DEMANDA.....</b>	<b>54</b>
3.1.1 CRESCIMENTO DA DEMANDA.....	54
<b>3.2 CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO.....</b>	<b>57</b>
3.2.1 GERAÇÃO CENTRALIZADA.....	58
3.2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	59
<b>4. EXPERIÊNCIA RECENTE NA OPERAÇÃO.....</b>	<b>63</b>
<b>4.1 ESTADOS UNIDOS.....</b>	<b>66</b>
4.1.1 MERCADOS DE ENERGIA AMERICANOS.....	68
4.1.2 APLICAÇÕES TÍPICAS.....	73
4.1.3 HAVAÍ.....	74
<b>4.2 ITÁLIA.....</b>	<b>76</b>
<b>4.3 JAPÃO.....</b>	<b>79</b>
<b>4.4 COREIA DO SUL.....</b>	<b>80</b>
<b>4.5 AUSTRÁLIA.....</b>	<b>82</b>

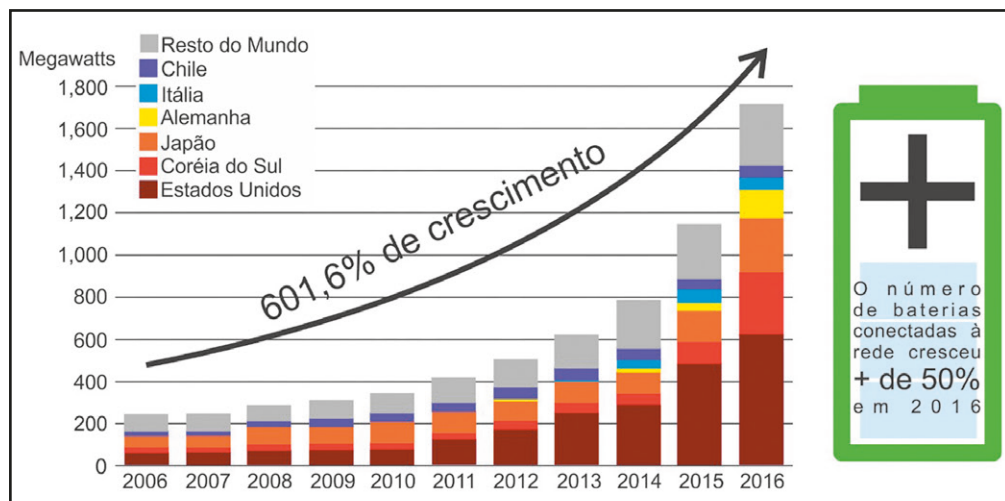
4.6 CHINA.....	83
4.7 ALEMANHA.....	85
4.8 BRASIL.....	87
4.9 CHILE.....	88
4.10 OUTROS PAÍSES.....	89
4.11 PROJETOS HÍBRIDOS.....	93
<b>5. ESTUDOS ECONÔMICOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO.....</b>	<b>95</b>
5.1 PROJEÇÃO DOS CUSTOS.....	95
5.2 REDUÇÃO DO USO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS.....	96
5.2.1 SISTEMA ISOLADO (SOMENTE DIESEL).....	96
5.2.2 SISTEMA ISOLADO (COM ENERGIA RENOVÁVEL E DIESEL).....	98
5.3 ARBITRAGEM EM MERCADOS DE ENERGIA.....	99
5.3.1 TIPOS DE MERCADO.....	100
5.3.2 PREÇO DO MWH E RECEITA.....	100
5.4 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA.....	102
5.5 INSTALAÇÃO NO CONSUMIDOR ( <i>BEHIND-THE-METER - BTM</i> ).....	102
<b>6. MODELOS ELÉTRICOS E ENERGÉTICOS PARA BATERIAS.....</b>	<b>105</b>
6.1 MODELOS ELÉTRICOS GENÉRICOS.....	105
6.1.1 MODELO $R_{INT}$ .....	105
6.1.2 MODELO DE THÉVENIN MODIFICADO.....	106
6.1.3 MODELO THÉVENIN.....	107
6.1.4 MODELO DE REDES RC.....	107
6.2 SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DA BATERIA.....	108
6.3 MODELOS PARA ANÁLISES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	110
6.3.1 MODELOS PARA ANÁLISES ENERGÉTICAS.....	110
6.3.2 MODELOS PARA ANÁLISES ELÉTRICAS.....	114
6.4 EXEMPLO DE APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	117
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>121</b>



## INTRODUÇÃO AO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A energia pode ser armazenada de diversas formas, tais como ar comprimido, bombeamento de água, baterias eletroquímicas, hidrogênio ou ainda gás natural, diesel, gasolina, entre outros combustíveis. O foco principal apresentado aqui é sobre sistemas de armazenamento baseados em baterias eletroquímicas. Sistemas de armazenamento de energia em baterias foram decisivos na evolução recente da sociedade, como exemplos disso, podem ser citados: relógios, brinquedos, máquinas fotográficas, rádios, computadores e ferramentas.

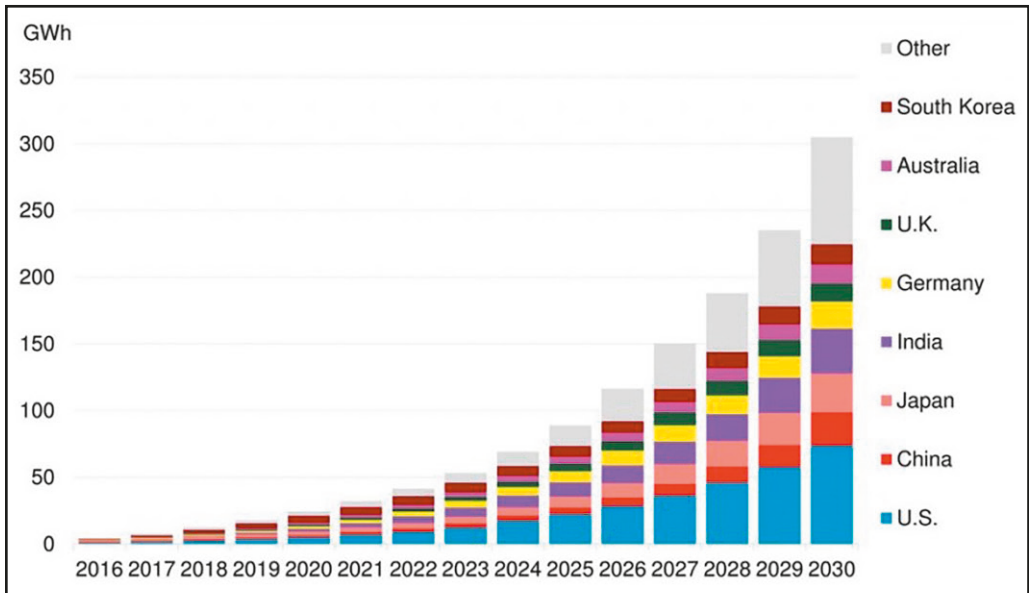
Figura 1.1 Potência instalada em sistemas de armazenamento conectados à rede elétrica por país, entre 2006 e 2016, sem considerar usinas reversíveis (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2018)



A potência instalada de sistemas de armazenamento de energia tem aumentado ano a ano. Na Figura 1.1 é possível verificar que o crescimento entre 2006 e 2016 foi de mais de 600 %, chegando a 1,7 GW instalados em 2016, desconsiderando sistemas baseados em usinas reversíveis (do inglês, *non-pumped hydro*). O crescimento é também expressivo observando-se apenas os dois últimos anos do gráfico, de 2015 para 2016, onde houve crescimento de 49,8 %, aumentando a potência instalada de 1,1 GW para 1,7 GW. É possível ainda notar que Estados Unidos, Coréia do Sul e Japão representam mais de 60 % da potência instalada em sistemas de armazenamento no mundo até 2016.

Na Figura 1.2 é possível verificar que se espera um crescimento acentuado do uso de baterias, saindo da faixa de poucos megawatt-hora em 2016 para mais de 300 gigawatt-hora em 2030. Esta figura considera a projeção da capacidade de armazenamento total das baterias ao invés da potência instalada, como ilustrado na figura anterior. Verifica-se que China e Índia, que não estavam no gráfico de potência instalada, devem entrar no mercado, agressivamente, alcançando grande potencial de armazenamento até 2030. Os Estados Unidos devem se manter como o país com maior capacidade de armazenamento neste mesmo período, principalmente por conta do grande número de indústrias fabricantes no país, dentre as quais se destaca a Tesla.

Figura 1.2 Projeção de capacidade de armazenamento de energia por país até 2030 de baterias de lítio (BloombergNEF, 2017)



## 1.1 CUSTOS DE FABRICAÇÃO E PREÇOS DE COMERCIALIZAÇÃO

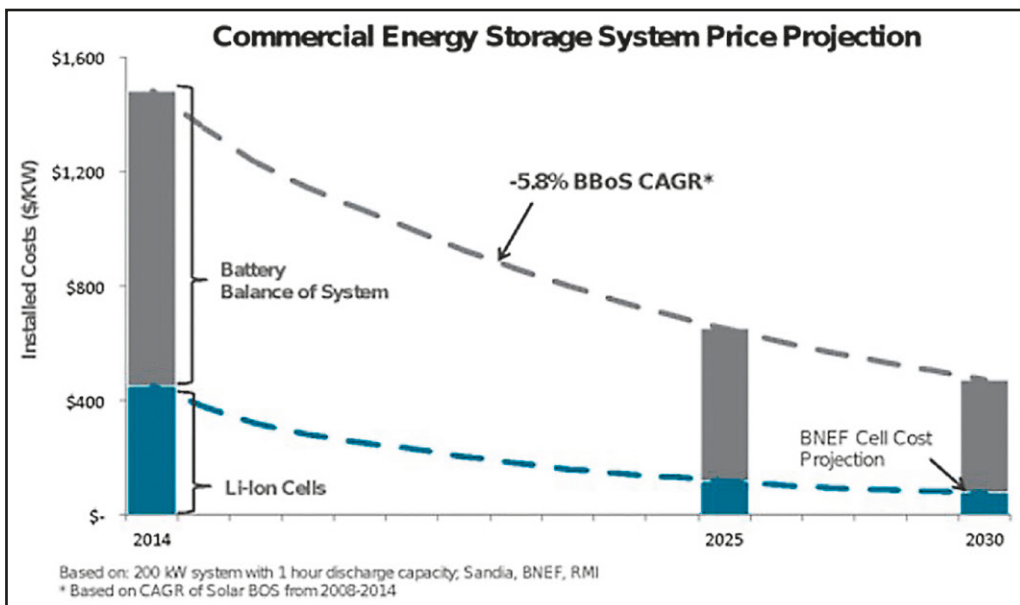
Nos últimos anos, as baterias eletroquímicas ganharam escalabilidade devido à redução do custo e ao aumento das densidades de potência e de energia (Zu & Li, 2011). Além disso, 10 novas *gigafactories* foram anunciadas em 2017, acelerando a corrida pela redução dos custos de fabricação.

A previsão desses custos é alvo frequente de estudos, passados e presentes, dado seu potencial impacto de negócio. A Figura 1.3 apresenta dois componentes principais do preço dos sistemas de baterias:

- O conjunto de células propriamente ditas, que constituem a bateria;
- Os serviços e instalações necessários para integrar a bateria na rede do sistema elétrico de potência, denominado pela sigla BOS (do inglês *Balance of System*), que inclui todos os outros custos, inclusive do sistema de gerenciamento das baterias, da eletrônica de potência e de seus controles necessários para transformar a corrente contínua, descarregada ou carregada pelas células, em corrente alternada, adequada à conexão com a rede elétrica.

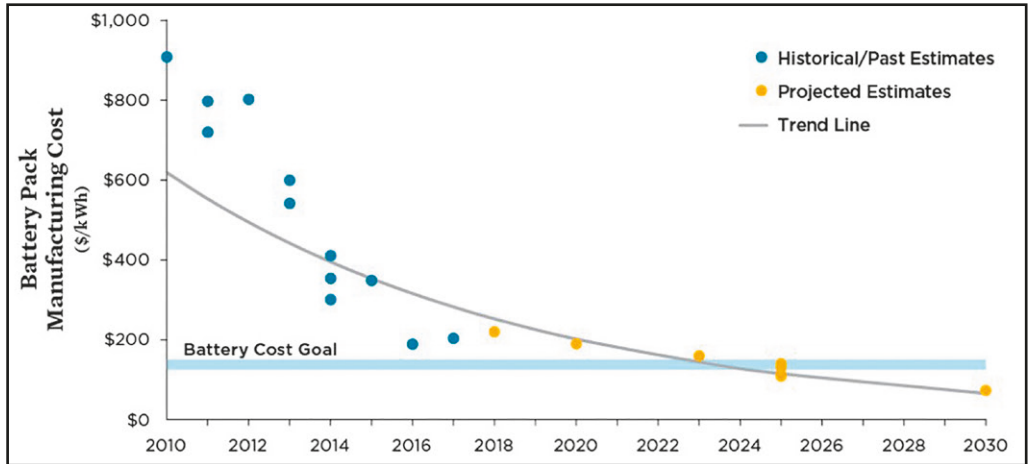
Desta forma, a comparação do preço exclusivamente de baterias de lítio, tanto para utilização em veículos elétricos como para armazenamento conectado na rede elétrica, pode ser feita de forma direta. Estas aplicações podem utilizar o mesmo tipo de baterias, sendo que o desenvolvimento de seus mercados contribui na redução do preço, reciprocamente.

Figura 1.3 Composição do preço de sistemas de armazenamento em baterias de lítio e sua previsão até 2030



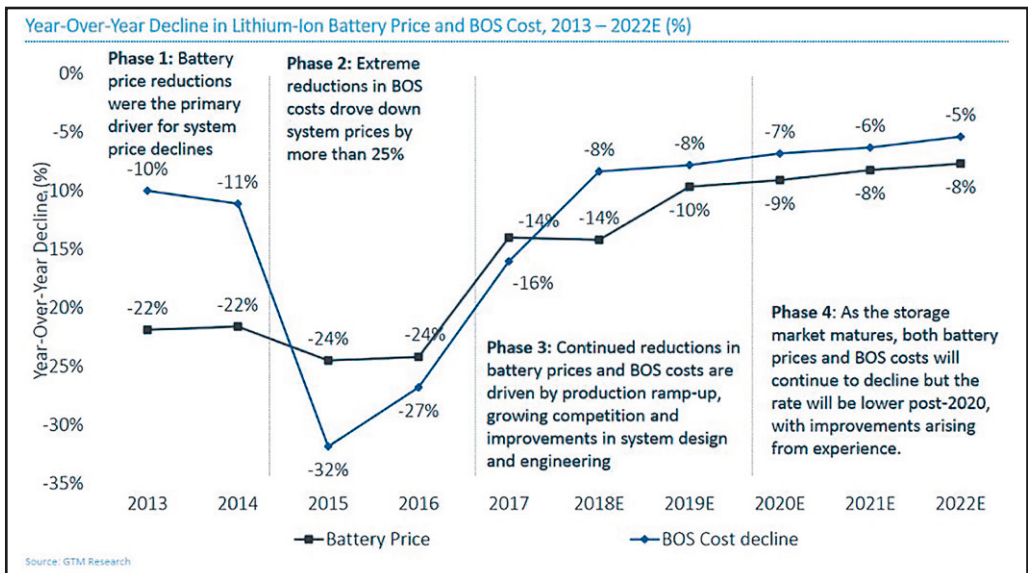
Na Figura 1.4 é apresentada a redução do custo de manufatura das baterias utilizadas em veículos elétricos até 2017 e uma projeção para sua continuidade até 2030. É possível verificar nessa figura que em 2024 a meta de redução de custos de fabricação seja alcançada. Essa meta foi baseada em múltiplos estudos, tanto da academia quanto de estimativas de fabricantes de veículos elétricos, e representa o custo no qual os veículos elétricos se tornam competitivos (Union of Concerned Scientists, 2018).

Figura 1.4 Evolução dos custos de manufatura de baterias de lítio utilizadas em veículos elétricos (do inglês *battery pack*)



Na Figura 1.5 é ilustrada a queda de preços de baterias de lítio e os custos de fabricação até 2017, incluindo a projeção de redução até 2022. Verifica-se que há redução do custo anualmente em todo o período, com quedas significativas em 2015 e 2016.

Figura 1.5 Redução de custo da bateria e do sistema de equilíbrio (BOS) por ano até 2017 e projeção da redução para o período entre 2018 e 2022

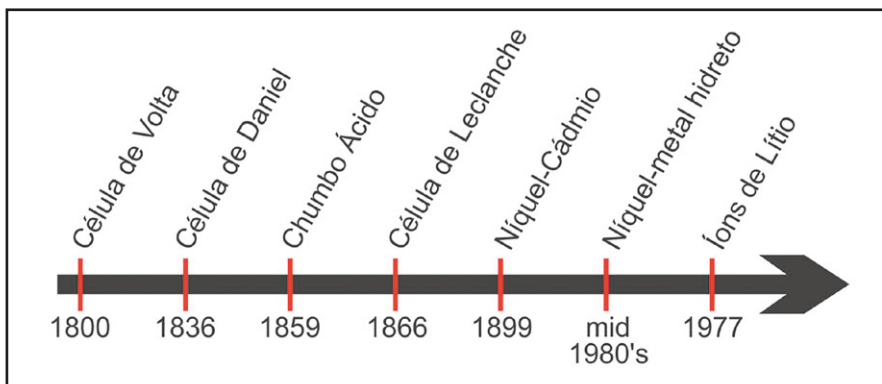




## 1.2 EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS

As baterias se classificam, fundamentalmente, em células primárias e secundárias. As primárias não são recarregáveis enquanto as secundárias permitem recarga. A Figura 1.6 ilustra, na linha do tempo, a evolução desses dois tipos de baterias.

Figura 1.6 Linha do tempo das principais tecnologias de baterias (Whittingham, 2012)



A literatura especializada acredita que a primeira bateria foi inventada no tempo do Império Arsácida da Pérsia e ficou conhecida como Bateria de Bagdá. Contudo, a pilha de Volta é considerada a primeira bateria inventada na idade contemporânea, alternando discos de zinco e cobre separados por cartões que utilizam uma solução de salmoura como eletrólito.

A célula de Volta evoluiu para a célula de Daniel, que possuía dois eletrólitos, que por sua vez evoluiu para a célula de Leclanche, que utiliza zinco como ânodo e carbono como cátodo.

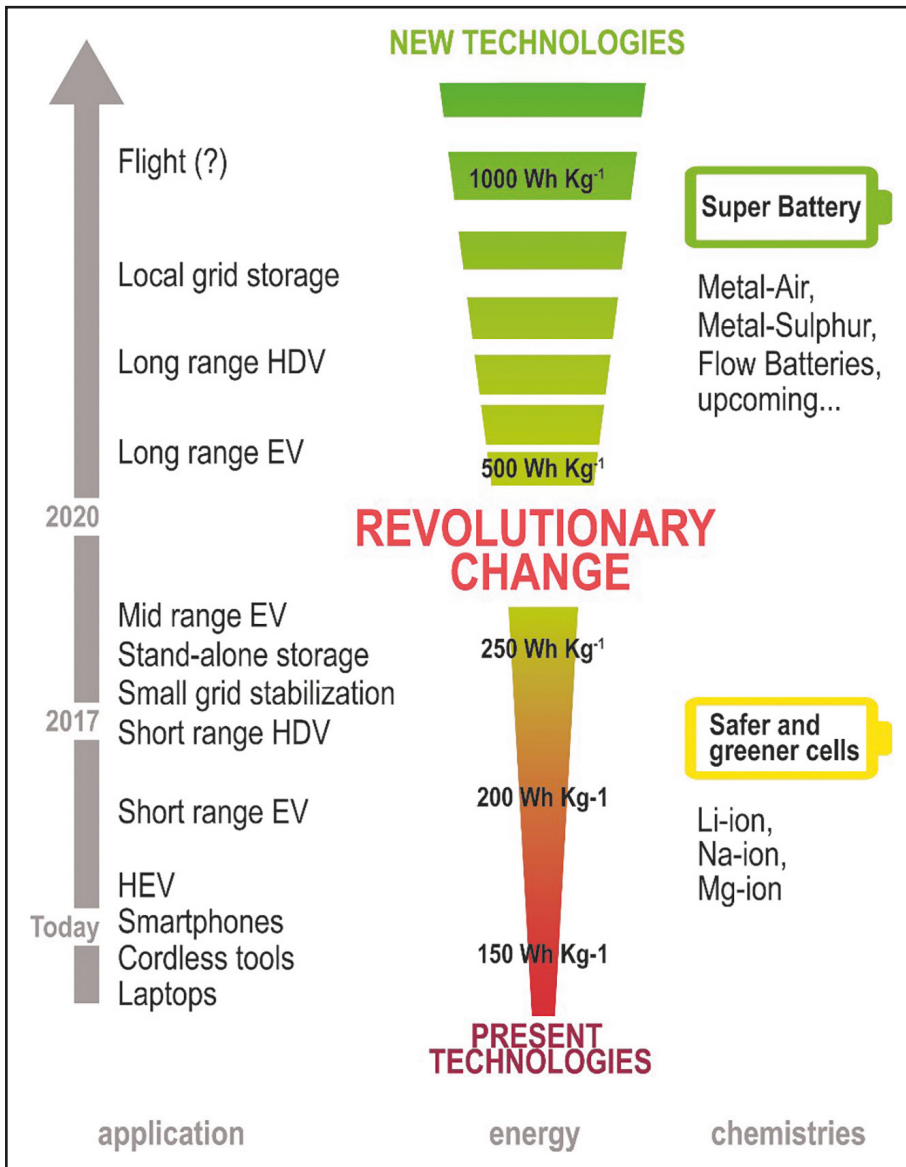
Por outro lado, entre as células secundárias, destaca-se a descoberta das baterias de chumbo-ácido, níquel cádmio, níquel-metal hidreto e íons de lítio, nos respectivos anos indicados na figura.

Dentre os sistemas de armazenamento de energia em geral, os que apresentaram maior evolução na última década foram as baterias, com crescimento considerável em eficiência, densidade de potência e energia.

Na Figura 1.7 são apresentadas as aplicações para distintas densidades de energia, entendida como Wh/kg, mostrando que há uma tendência esperada de aumento na densidade de energia a partir do ano de 2020, com a possibilidade de haver baterias que ofereçam maior autonomia para automóveis de passeio e

veículos pesados. Evidentemente, para essas novas aplicações serem atendidas são necessárias inovações e a descoberta de tecnologias disruptivas.

Figura 1.7 Evolução tecnológica das baterias em termos de energia específica e respectivas aplicações (Helmholtz Institute Ulm Electrochemical Energy Storage, 2015)



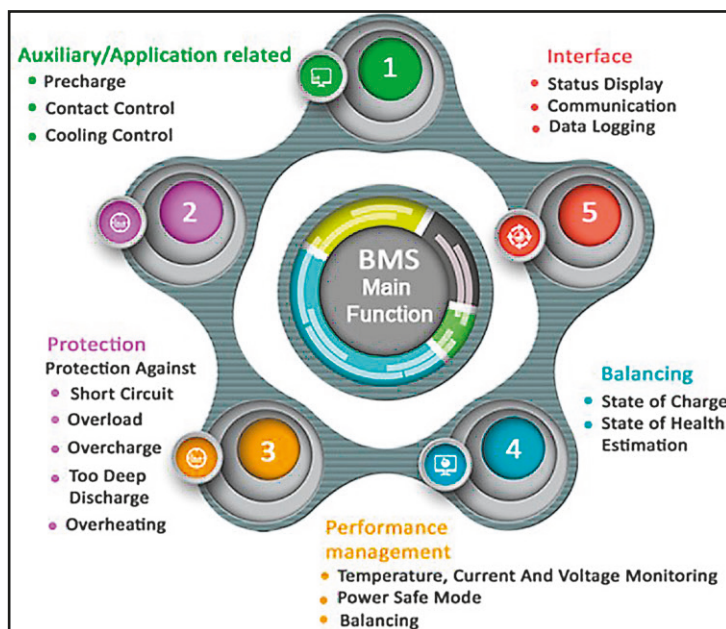
### 1.3 SISTEMAS MODERNOS DE ARMAZENAMENTO

A utilização de técnicas de controle e monitoramento mais eficientes, tratadas nesta seção, proporcionam maior flexibilidade na operação de sistemas de armazenamento com baterias e é a principal diferença entre os sistemas convencionais e os sistemas modernos.

A aplicação de sistemas de controle e monitoramento deve considerar o tipo de célula, uma vez que células com tecnologias antigas não operam em faixas amplas de estado de carga ou apresentam densidade de potência e de energia muito baixas.

A Figura 1.8 ilustra um sistema de gerenciamento de bateria, comumente chamado de BMS (do inglês *Battery Management System*), que controla e monitora vários parâmetros, entre os quais estão o estado de carga, a estimação do estado de “saúde” da bateria, a temperatura, a corrente, a tensão, a proteção contra curto-circuito, o excesso de carga, as descargas profundas e o superaquecimento.

Figura 1.8 Sistema de gerenciamento da bateria (Lithium Ion Battery, 2017)

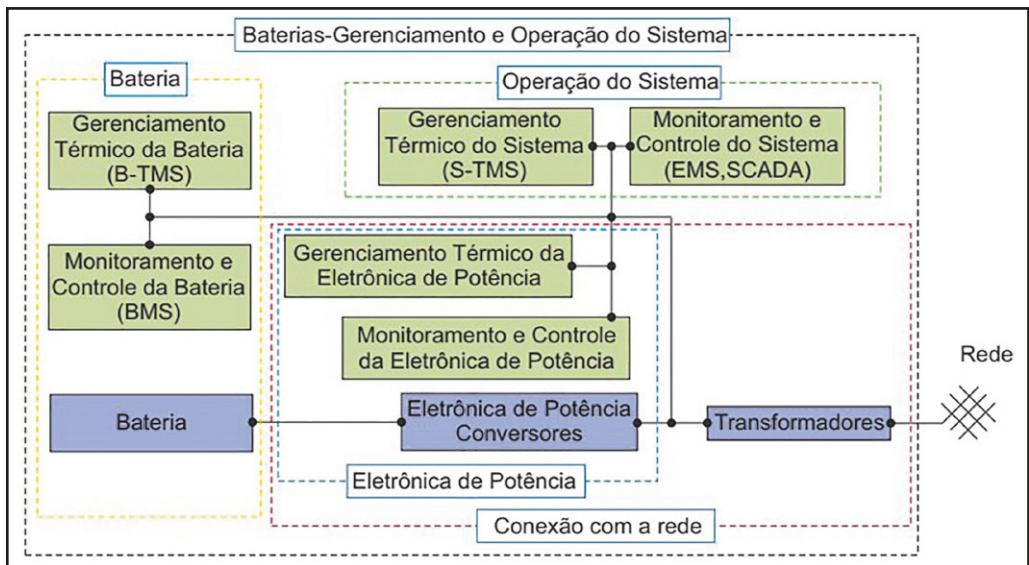


A operação dos sistemas de armazenamento em torno da condição ideal de carga e de temperatura, para cada tecnologia, são determinantes na preservação de sua vida útil. A estrutura de um sistema de gerenciamento e de operação

das baterias é exemplificado na Figura 1.9, onde observa-se diferentes sistemas térmicos específicos para a bateria, para a eletrônica e para o sistema de monitoramento e controle.

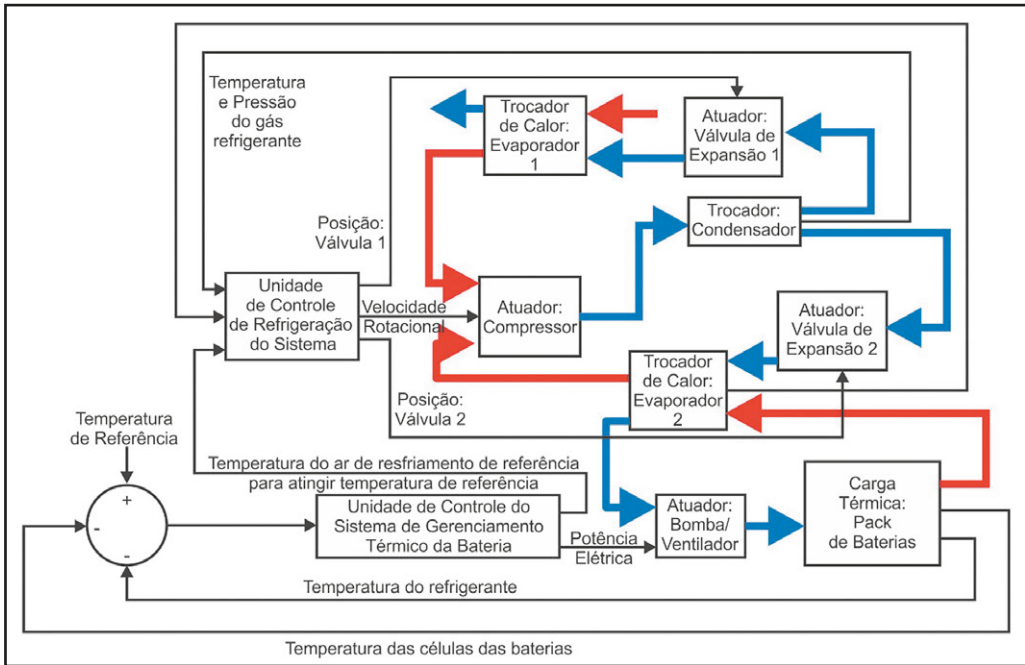
Nesse exemplo, os componentes da bateria (BMS e B-TMS) são responsáveis pela adequação da operação da bateria à solicitação da rede elétrica (carga ou descarga, frequência e tensão), sendo alimentados por um sinal de controle originado pelo monitoramento do sistema (como um SCADA) e demandando a atuação da eletrônica de potência.

Figura 1.9 Gerenciamento e operação do sistema de armazenamento através de baterias



O controle de temperatura pode ser bastante sofisticado, especialmente em sistemas com refrigeração dedicada às baterias, como o ilustrado na Figura 1.10. Neste caso, os dados da temperatura das células e do refrigerante da bateria são sinais, que confrontados com a temperatura de referência, resultam no sinal de comando à B-TMS para o devido ajuste na temperatura de operação da bateria ao valor adequado.

Figura 1.10 Controle do sistema de refrigeração das baterias



## 1.4 DEFINIÇÕES E CONCEITOS

Esta seção apresenta os principais conceitos e definições relativos a baterias (Alhamali, Farrag, Bevan, & Hepburn, 2017), complementando os abordados anteriormente.

- Capacidade

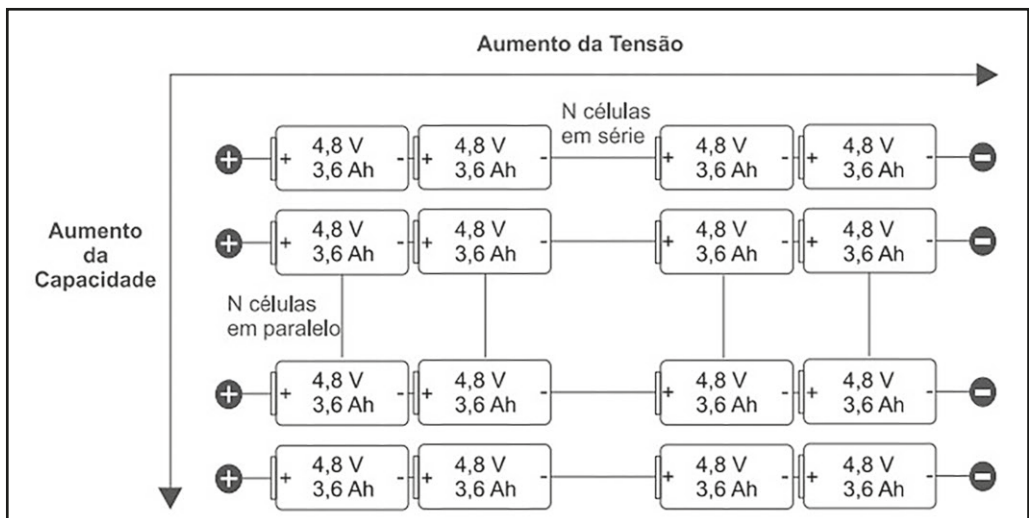
A capacidade é um termo empregado para quantificar a carga elétrica que pode ser oferecida pela bateria. Geralmente esse termo é definido em Ah (Ampere-hora) e é obtido pela integral da corrente de descarga entre o momento em que a bateria está completamente carregada, tempo igual a zero, e o momento em que a tensão atinge o valor mínimo de descarga (*cutoff*), tempo igual a  $t$ .

$$c = \int_0^t i(t) dt \quad (1)$$

- Energia

Nas baterias eletroquímicas a energia é limitada pelas células, que apresentam uma tensão nominal e uma capacidade nominal. O arranjo dessas células em paralelo e série determinam respectivamente, a capacidade e a tensão que terá a bateria, como ilustrado na Figura 1.11. O cálculo da energia leva em consideração a tensão média de descarga e a capacidade de cada célula. Essa combinação série-paralelo não é padrão, sendo definida em função do objetivo de cada aplicação. Em baterias de fluxo a capacidade é definida de acordo com o volume do tanque (Weber, y otros, 2011).

Figura 1.11 Associação das células em uma bateria



- Potência e Energia Nominal

Potência e Energia são parâmetros particularmente importantes nos sistemas de armazenamento, porquanto, sua relação determina o período de carga/descarga do sistema. Os parâmetros que os determinam dependem da tecnologia utilizada, por exemplo: nas baterias eletroquímicas, esses valores são função do arranjo das células (série e paralelo) e da densidade de potência e energia, enquanto que nas baterias de fluxo a energia resulta do volume do tanque de eletrólito e a potência está relacionada com a área de superfície dos eletrodos (Weber, y otros, 2011).

- Taxa de carga e descarga (*C-rates*)

As taxas de carga e descarga, do inglês *C-rate*, são caracterizadas pela relação entre a potência e a capacidade da bateria, refletindo sua velocidade de carga e descarga. A taxa máxima varia entre as tecnologias e pode alcançar valores acima de 4, sem aumentar a degradação das baterias, com o auxílio de sistemas de resfriamento.

Em uma bateria eletroquímica ideal, as células devem despachar a mesma corrente, fazendo com que os ciclos de carga e descarga, bem como a degradação, sejam iguais para todas as células.

Por exemplo, uma bateria com 30 células de 3 Ah e 4 V, em um arranjo de 6 células em paralelo e 5 em série, tem 360 Wh de energia. Essa bateria, despachando a uma potência de 360 W em 1 hora teria *C-rate* igual a 1. Se operasse com *C-rate* igual a 2, a potência da bateria seria de 720 W e a duração de 30 minutos. Evidentemente, a duração depende das condições de degradação da bateria e da temperatura de operação. Por outro lado, os *C-rates* também podem ser menores que 1, significando tempos maiores de descarga e taxas menores de potência. No caso de um *C-rate* igual a 0,5 a bateria operaria durante 2 horas com potência de 180 W.

O *C-rate* é obtido pela expressão:

$$C - rate = \frac{Potência(W)}{Energia (Wh)} \quad (2)$$

- Potência

A energia de uma bateria é determinada pela composição das energias associadas a cada uma de suas células, enquanto que a potência varia de acordo com cada *C-rate* utilizado. Para operações de regulação de frequência, por exemplo, é mais comum que as baterias atuem com valores de *C-rate* mais altos, injetando altos valores de potência em curtos períodos.

- Estado de Carga e Estado de Saúde

O estado de saúde da bateria se fundamenta, principalmente, em três valores: a capacidade, isto é, a habilidade de armazenar energia, a resistência interna que indica a capacidade de fornecer corrente ao sistema e a autodescarga, que reflete a integridade mecânica da bateria.

O estado de carga corresponde à quantidade de energia armazenada no sistema de armazenamento, esse parâmetro é expresso em valor porcentual e pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$\text{Estado de carga} = \frac{\text{Quantidade de carga da bateria}}{\text{Capacidade total da bateria}} \quad (3)$$

- Tempo de Resposta

O Tempo de Resposta de uma bateria é o intervalo que transcorre desde o acionamento da bateria até o momento de início de descarga. Redes elétricas hospitalares são exemplos de redes que requerem tempo de resposta rápidos. O tempo de resposta dos sistemas de armazenamento em atuação nos sistemas de potência pode alcançar alguns milissegundos (Alvarez, 2018).

- Custo

O custo de uma bateria, propriamente dita, é expresso pelas parcelas correspondentes à sua estrutura de armazenamento de energia. Os custos dos sistema de conversão DC/AC e de gerenciamento da operação da bateria, bem como o custo correspondente à sua instalação são usualmente denominados BOS (*Balance of System*), que envolvem, além da mão de obra, os materiais para construir o ambiente onde está instalada (por exemplo containers), as instalações elétricas para conexão com a rede externa, a estrutura mecânica e de refrigeração, bem como os demais acessórios de acesso e de segurança, entre outros.

- Facilidade de Manutenção

A facilidade de manutenção é um parâmetro que mede o custo de manutenção. Um exemplo de estratégia para otimizar a manutenção é a instalação de *packs* de células de baterias eletroquímicas em containers.

- Efeito Memória

O efeito memória consiste no fato da bateria perder gradativamente a capacidade de recarga após seguidas descargas parciais. Isso se deve à redução da tensão na qual a bateria opera, sendo um parâmetro muito conhecido para usuários de baterias de níquel-cadmio e níquel-metal hidreto (Sasaki, Ukyo, & Novák, 2013).

Embora seja amplamente divulgado que baterias de íons de lítio não possuem efeito memória (Nishi, 2001; Pistoia, 2005; Vincent & Scrosati, 1997) e (Sasaki, Ukyo, & Novák, 2013), há demonstrações que em ciclos de carga e descarga sem intervalo de tempo entre os ciclos, as baterias de podem apresentar efeito memória.



- Autodescarga

A autodescarga é o processo de descarga de uma bateria sem que esteja sendo utilizada. Diferente do efeito memória, a autodescarga é uma característica presente em todas as baterias. Esse parâmetro está associado mais às suas características eletroquímicas do que ao processo de manufatura. A autodescarga é permanente e não pode ser revertida. Dentre as baterias secundárias, as baterias de chumbo-ácido são as que apresentam a mais baixa taxa de autodescarga (Battery University, 2018).

## 1.5 EFICIÊNCIA ROUND-TRIP

A eficiência round-trip é a relação entre a energia carregada depois de uma descarga, com mesma duração e tensão, indicando a perda de energia em um ciclo de descarga/carga. O ensaio para determinar a eficiência round-trip é realizado conforme a norma IEC 61427-2, que consiste em descarregar a bateria por 480 minutos com potência constante, a partir da condição de plena carga. Em seguida, inicia-se o carregamento por 480 minutos com a mesma potência constante utilizada na descarga. O estado de carga final, obviamente, será menor do que a carga completa da bateria. A energia que o BMS consome deve ser considerada.

A eficiência round-trip quantifica a energia perdida em um “round-trip” entre o momento em que o sistema de armazenamento de energia é carregado e descarregado. A maioria dos sistemas de armazenamento de energia que usam baterias de fluxo tem eficiência round-trip de 75 % ou mais, o que significa que, se carregar a bateria, por exemplo, com 100 kWh, poderá descarregar 75 kWh de eletricidade da bateria (Renewable Energy World, 2015).

$$\text{Eficiência Round - trip} = \frac{Wh_{D_i}}{Wh_{C_i}} \times 100 \quad (4)$$

Onde:

representa a energia descarregada ou entregue pelo sistema de armazenamento e corresponde à energia armazenada. Cabe ressaltar que o valor da eficiência round-trip nunca será 100 % porque sempre existiram perdas (RICHARD, 2018).

Pode-se levantar uma série de curvas de tensão e corrente para diferentes relações entre descarga e carga, levando em consideração os valores nominais especificados pelos fabricantes.

## 1.6 ENVELHECIMENTO

O envelhecimento da bateria acontece devido a alterações químicas e físicas que nela ocorrem. O envelhecimento é função da tecnologia e geralmente é motivado pela sua idade e pela forma de operação (ciclos de carga/descarga) (Maheshwari, 2018). A degradação é percebida usualmente pela perda da capacidade de descarga da bateria, em termos de potência e de energia, causada pelo aumento da impedância interna das células (Uddin, Perera, Widanage, Somerville, & Marco, 2016) where highly demanding cycles of operation and varying environmental conditions lead to non-trivial interactions of ageing stress factors. This work presents the framework for an ageing diagnostic tool based on identifying and then tracking the evolution of model parameters of a fundamental electrochemistry-based battery model from non-invasive voltage/current cycling tests. In addition to understanding the underlying mechanisms for degradation, the optimisation algorithm developed in this work allows for rapid parametrisation of the pseudo-two dimensional (P2D).

Há publicações com a descrição de ensaios de laboratório para avaliar o envelhecimento, embora esses possam não representar as condições reais de operação da bateria, destacando-se:

- No artigo (Suri & Onori, 2016) é descrito um modelo que leva em conta temperatura, taxa de corrente e estado de carga para determinar o envelhecimento da bateria.
- Em (Xu, Oudalov, Ulbig, Andersson, & Kirschen, 2018) e em (Käbitz, y otros, 2013; Purewal, y otros, 2014; Li, Danilov, Gao, Yang, & Notten, 2016) é descrito um modelo de degradação das baterias de íons de lítio, onde a degradação por tempo é analisada, separadamente, da degradação por ciclos. A degradação por tempo é determinada em função do nível de carga médio e da temperatura das células em um tempo medido, enquanto a degradação por ciclos é determinada em função do nível e da profundidade de descarga, bem como da temperatura média da célula, medidos durante um ciclo. A degradação total de tempo e de ciclo, é determinada pela soma das respectivas degradações, para ambos os casos.

## 1.7 NOVOS DESAFIOS

Os desafios que a indústria ligada aos sistemas de armazenamento de energia conseguiu superar nos últimos 10 anos foram muitos, porém diversas empresas não conseguiram sobreviver antes de verem as perspectivas de mercado melhorarem.

Segundo Yet-Ming Chiang (Paiste, 2016), 75 % das baterias utilizadas nas redes elétricas são de íons de lítio e têm vida longa, porém é importante considerar outras tecnologias de armazenamento como sistemas de ar-comprimido e baterias de fluxo baseadas em enxofre e água. Esta última, segundo Chiang, poderia alcançar custo menor do que cinquenta centavos de dólar por kilowatt-hora.

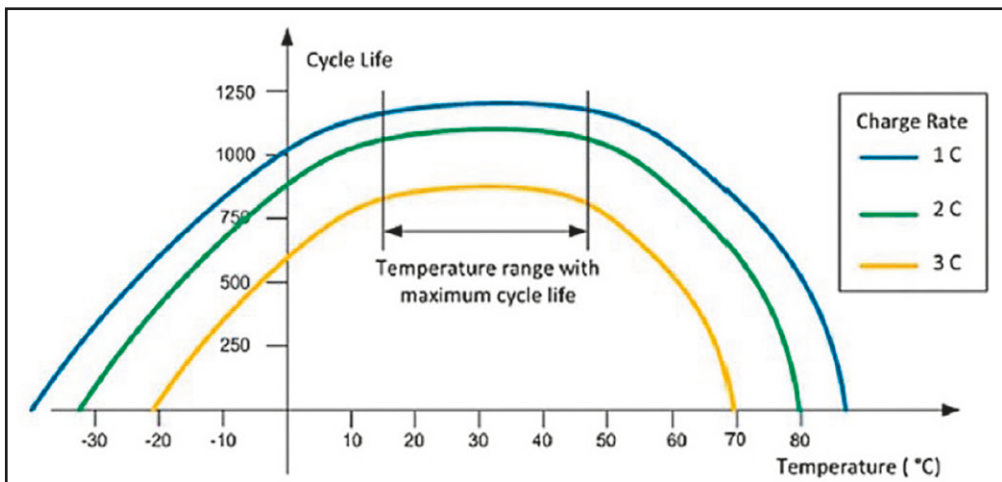
Em (Hannan M. , Lipu, Hussain, & Mohamed, 2017) são descritos alguns desafios que devem ser superados para que as baterias de íons de lítio possam ser instaladas em veículos elétricos, como:

- Melhores métodos para a estimação do estado de carga
- A estimação do estado de carga da bateria é crucial para aplicações onde é importante decidir o momento de carga ou descarga, como no caso de veículos elétricos em que o motorista deve ter a certeza da autonomia até o próximo posto. As vantagens e as desvantagens de vários métodos de estimação do estado de carga (SOC, do inglês *State of Charge*) da bateria são abordados em (Hannan M. , Lipu, Hussain, & Mohamed, 2017).
- Precisão no controle do balanço da carga/descarga das células
- Durante o processo de carga, há possibilidade de ocorrência de diferentes comportamentos das reações eletroquímicas nas células das baterias, devido a diferenças de manufatura, de temperatura ou de outros fatores, o que pode originar sobrecargas em algumas células enquanto outras ainda não tenham se carregado. Essa sobrecarga pode danificar ou mesmo destruir algumas células prematuramente. Analogamente, isso pode ocorrer durante o processo de descarga, em células que são mais frequentemente sobredescarregadas em relação a outras, tendo seu ciclo de vida reduzido devido à alta corrente. Além disso, sobrecargas e sobredescargas podem ocorrer na mesma célula fazendo com que sua capacidade e ciclo de vida sejam reduzidos.
- Redução do envelhecimento das células

- A degradação da resistência interna e da capacitância são os dois principais fatores que levam ao envelhecimento da bateria. Enquanto a degradação da resistência interna é facilmente monitorável, a degradação da capacitância é difícil de se medir até que uma mudança na performance da bateria ocorra. Os desafios que se colocam, atualmente, são alterações nas estruturas dos materiais utilizados no cátodo, visto que foi constatado que o envelhecimento é função desses materiais (Danzer, Liebau, & Maglia, 2015).
- Aumento da faixa de temperatura de operação

A temperatura de operação da bateria tem uma alta influência no seu ciclo de vida. Na Figura 1.12 é ilustrada a variação do ciclo de vida para diferentes taxas de carga numa faixa de temperatura entre -30 °C e 80 °C, onde se observa que as baterias apresentam ciclos de vida maiores quando a temperatura varia entre 25 °C e 40 °C, para todas as taxas de carga. A figura mostra também a influência que tem a taxa de carga no desgaste da bateria. O desafio é ampliar a faixa de temperatura onde o ciclo de vida é maior.

Figura 1.12 Ciclo de vida da bateria vs. temperatura para taxas de carga diferentes



- Redução das perdas de autodescarga

A redução da perda de carga espontânea é um fator muito importante para a maior eficiência. A autodescarga é dependente de vários fatores, tais como: temperatura ambiente, número de ciclos e tempo de armazenamento.



# SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Várias formas de armazenamento de energia estão disponíveis no mercado, enquanto outras estão ainda em fase de teste ou de pesquisa.

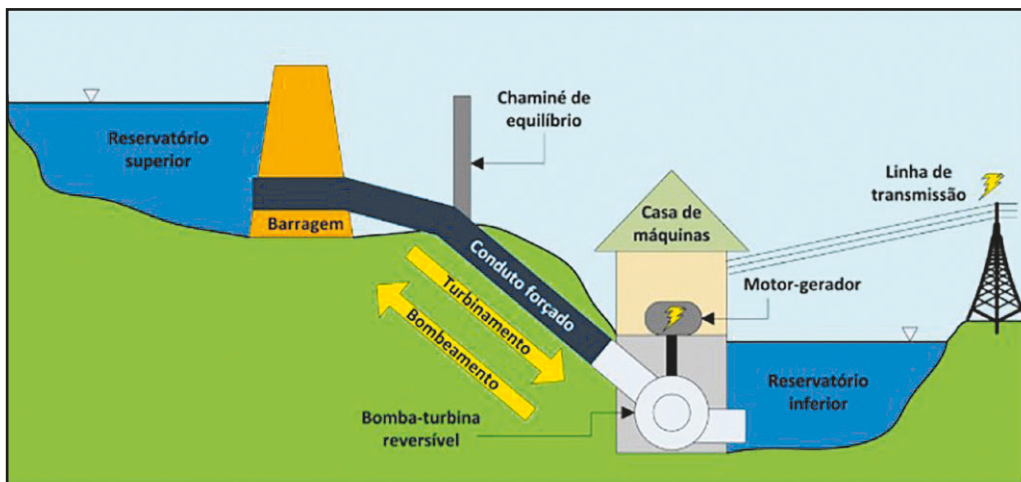
Este capítulo apresenta as várias tecnologias de armazenamento de energia mais importantes, para aplicação em sistemas elétricos, tanto disponíveis no mercado como em fase de testes ou desenvolvimento. O princípio de funcionamento de cada tecnologia é apresentado de forma sucinta, juntamente com a apresentação de instalações ou projetos mais recentes.

## 2.1 USINA HIDRELÉTRICA REVERSÍVEL (*PUMPED HYDRO*)

Para que uma usina hidrelétrica possa ser reversível é necessário que existam dois reservatórios de água com desnível acentuado de altitude. Essas usinas podem ser projetadas e construídas para diferentes objetivos e utilizadas para compensar as variações de fontes intermitentes (solar e eólica), para gerar energia nos horários de ponta reduzindo o custo de energia elétrica ou ainda para aumentar a margem de estabilidade e confiabilidade da rede (Energy Storage Association, 2019).

O ano de 2018 fechou com a potência total instalada em usinas reversíveis de 160,3 GW, destacando-se a China (30,0 GW), o Japão (27,6 GW) e os Estados Unidos (22,9 GW) como sendo os países com a maior quantidade de instalações desse tipo (International Hydropower Association, 2019).

Figura 2.1 Esquema de uma usina hidrelétrica reversível (Canales, Beluco, & Mendes, 2015)



### 2.1.1 Funcionamento

O processo de geração de energia segue o mesmo princípio das usinas hidrelétricas convencionais, onde a água armazenada no reservatório superior é acelerada no duto forçado, por ação da gravidade, até a turbina que está conectada, coaxialmente, ao gerador elétrico. Desta forma, a conversão da energia mecânica em energia elétrica acontece por meio do campo magnético do gerador e de seu movimento.

Esse tipo de usina é qualificado como reversível, pois esse mesmo gerador funciona como motor e pode bombear a água de volta ao reservatório superior, consumindo energia da rede elétrica. A lógica com que essas duas operações são feitas depende do objetivo da usina. Todo o projeto da usina reversível deve ser especificado de forma que ambos os sentidos de deslocamento da água sejam realizados com a melhor eficiência possível. Para contribuir no desempenho energético, as usinas reversíveis modernas utilizam operação em velocidade variável por meio de conversores de frequência, uma vez que os pontos de eficiência máxima da geração e do bombeamento não acontecem com a mesma velocidade de rotação.

### 2.1.2 Projeto em Destaque

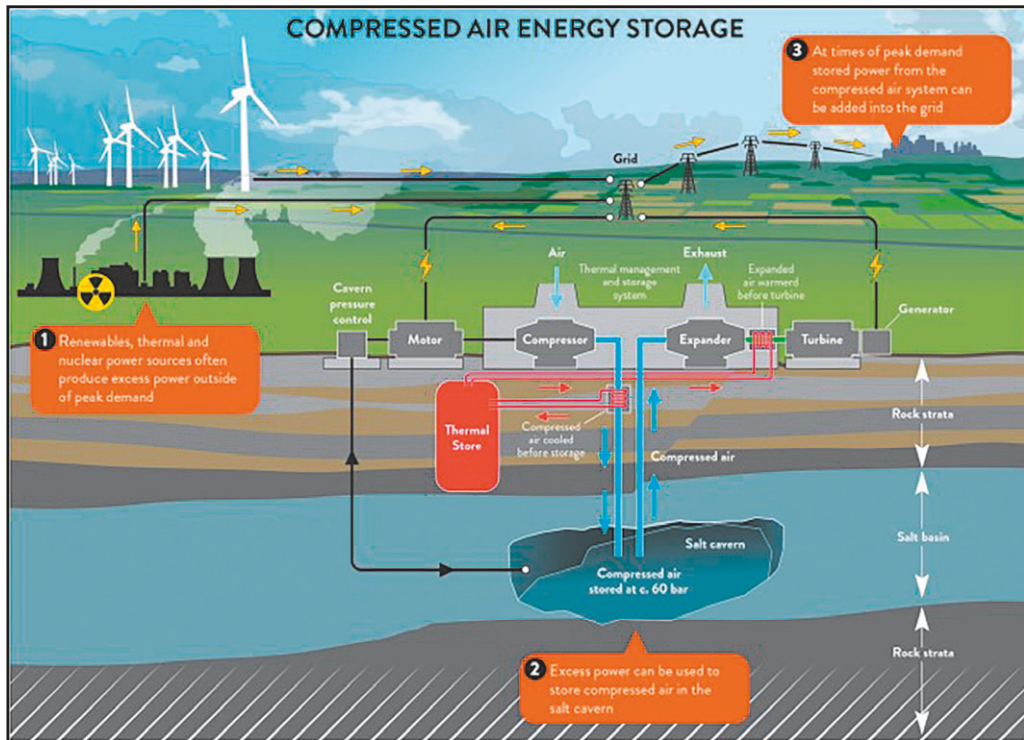
A usina reversível de Fengning, na província de Hebei na China, será a maior do mundo quando os seus 3,6 GW estiverem finalizados. Sua construção possui duas etapas de 1,8 GW (6 unidades de 300 MW) e deve ser finalizada em 2021. A usina reversível contará na segunda fase do projeto com unidades que operam com velocidade variável e será a primeira a usar essa tecnologia na China. Tal operação pode acrescentar até 10% à produção de energia e, para a operação de bombeamento, reduzir em até 15% o consumo de energia.

## 2.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM AR COMPRIMIDO

As plantas de armazenamento em ar comprimido (CAES, do inglês *Compressed Air Energy Storage*) utilizam diferentes temperaturas e pressões, como meio para armazenar energia em grandes quantidades. O ar comprimido já vem sendo utilizado na indústria por muito tempo para diferentes processos, como por exemplo em perfuração, limpeza e pintura. Na Alemanha, 2,5 % da demanda de eletricidade é utilizada para comprimir ar. A aplicação do ar comprimido no armazenamento de energia elétrica teve sua primeira patente no início dos anos 1940, passando a ser desenvolvido e testado apenas no começo dos anos 1960. Com a introdução da operação de sistemas elétricos com geração de base, utilizando plantas nucleares e a carvão, a ideia de armazenar em grandes quantidades energia de baixo custo fora da ponta, para ser utilizada na ponta, tornou-se economicamente atrativa. No entanto, a adoção do armazenamento de energia em ar comprimido foi muito lenta, sendo que hoje existem apenas dois projetos em operação comercial, totalizando 0,4 GW de potência instalada (Wang, y otros, 2017). Contudo, todo o potencial desta forma de armazenamento de energia não obteve sucesso frente ao uso das usinas reversíveis. Porém, ainda existem grandes expectativas para o seu desenvolvimento com o aprimoramento para o uso combinado com a geração de energia baseada em fontes renováveis e intermitentes.



Figura 2.2 Esquema de uma planta de armazenamento de energia através de ar comprimido (Canales, Beluco, & Mendes, 2015)



### 2.2.1 Funcionamento

Os sistemas de armazenamento em ar comprimido operam com o mesmo princípio das turbinas a gás, porém antes de ser conduzido para a turbina, o ar passa por etapas de compressão, de expansão e de aquecimento. Para armazenar (ou melhor, carregar) o ar no reservatório, o motor que opera o compressor é acionado. Neste processo, o ar se aquece naturalmente, por causa do aumento da pressão, e passa pelo radiador para ser resfriado, dissipando o calor na atmosfera (processo diabático, que ocorre transferência de calor). Esse ar comprimido é, em geral, armazenado em cavernas ou tanques (quando o sistema é de menor porte). Ao expandir o ar (ou melhor, descarregar) do reservatório, diminui a temperatura por causa do aumento do volume, sendo necessário ser aquecido e misturado com gás natural dentro de uma câmara de combustão para ser queimado. A expansão desses gases é direcionada para a girar turbina de alta pressão, em alta velocidade, e posteriormente a turbina de baixa pressão. Como a turbina é conectada solidariamente ao gerador elétrico, o processo da geração

de eletricidade se faz pela interação dos campos magnéticos do seu rotor e estator. A eficiência desses sistemas geralmente chega a 50 % (Canales, Beluco, & Mendes, 2015; Parker, 2016; Nova Scotia Boatbuilders Association, 2015; Energy Storage Association, 2019).

### 2.2.2 Projeto em Destaque

O principal objetivo do desenvolvimento de novas tecnologias de CAES é a substituição do uso do gás natural ou sua redução. Alguns projetos foram anunciados em diferentes países, porém com suas construções postergadas. Um projeto cuja operação comercial é esperada para 2022, ainda utilizando a mesmo funcionamento descrito acima, é o Bethel Energy Center. Essa planta será localizada em Anderson, no Texas, e contará inicialmente com 324 MW e 48 horas de duração, podendo ser expandida para 487 MW. O tempo para atingir sua potência nominal, saindo do estado desligada e fria (*cold start*), será de 10 minutos. O principal objetivo da sua operação é suprir serviços auxiliares para atenuar os efeitos da variabilidade da energia renovável da região e poderá ser utilizada para deslocar a produção dessa energia entre períodos de baixa e elevada demanda.

## 2.3 VOLANTE DE INÉRCIA (FLYWHEEL)

O volante, do inglês *flywheel*, armazena energia na forma de energia cinética rotacional. Desde o final do século XX, os volantes são utilizados em veículos e chegaram até aos carros da Fórmula 1 da Williams em 2009. A versão utilizada para armazenamento de energia elétrica apresenta características distintas dessas utilizadas em veículos. Nas duas aplicações, a energia cinética acumulada depende do momento de inércia (relacionados à massa e ao quadrado do raio) e do quadrado da velocidade angular. A potência instalada existente com essa tecnologia ainda é de apenas 0,9 GW. Essa tecnologia é constituída de um rotor instalado dentro de uma cápsula fechada a vácuo, reduzindo as perdas de atrito com o ar. Os volantes têm um campo restrito de aplicação, sendo limitados a aplicações com tempo de descarga reduzido, da ordem de alguns minutos (menos que 10). Duas das aplicações possíveis são para a regulação de frequência e para compensar mudanças bruscas entre carga e geração (Bender, 2016; Energy Storage Association, 2019).

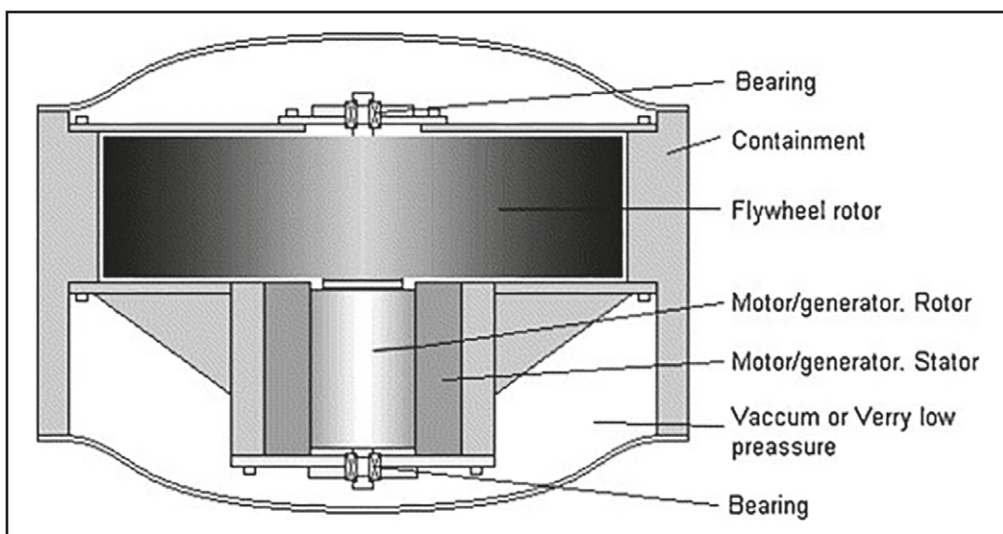
### 2.3.1 Funcionamento

O princípio de funcionamento dos volantes se baseia uso de uma máquina elétrica na aplicação de torque no mesmo sentido da direção de rotação, fazendo com que a velocidade do rotor aumente e a energia seja armazenada (operação como motor). Por outro lado, para descarregar a energia acumulada, a máquina elétrica inverte o sentido de seu campo magnético e passa a funcionar como gerador, reduzindo então a velocidade do volante (Canales, Beluco, & Mendes, 2015). As mais modernas podem suprir energia em sua potência nominal por até 4 horas com eficiência superior a 86 %.

### 2.3.2 Projeto em Destaque

Em 2018 foi instalado no Havaí um sistema com 8 kW/32 kWh da empresa *Amber Kinetics*. Este equipamento pode fornecer energia por 4 horas, sendo instalado de forma modular. A empresa também aposta na associação de muitos destes equipamentos em paralelo para fornecer mais energia e ter sua potência nominal aumentada. Em 2011, a empresa *Beacon Power* já tinha uma instalação no estado de Nova Iorque com 20 MW de potência nominal por 15 minutos, constituído por unidades de 100 kW/25 kWh.

Figura 2.3 Esquema de um volante armazenador de energia (Bolund, Bernhoff, & Leijon, 2007)



## 2.4 BOBINAS SUPERCONDUTORAS (SMES)

A sigla SMES vem do inglês *Superconducting Magnetic Energy Storage*. As principais vantagens e desvantagens dessas bobinas são apresentadas em (Kumar, 2004). Dentre as vantagens, destaca-se sua alta eficiência (>90 %) e o rápido tempo de resposta (< 100 ms). Porém, a alta demanda de potência para manter a bobina em sua temperatura crítica de supercondução e o alto custo inicial para comprar os fluidos ainda são desvantagens consideráveis nesta tecnologia (Energy Storage Sense, 2014). Seu maior potencial de aplicação é em qualidade de energia, por ter custos elevados para uma maior quantidade de energia armazenada.

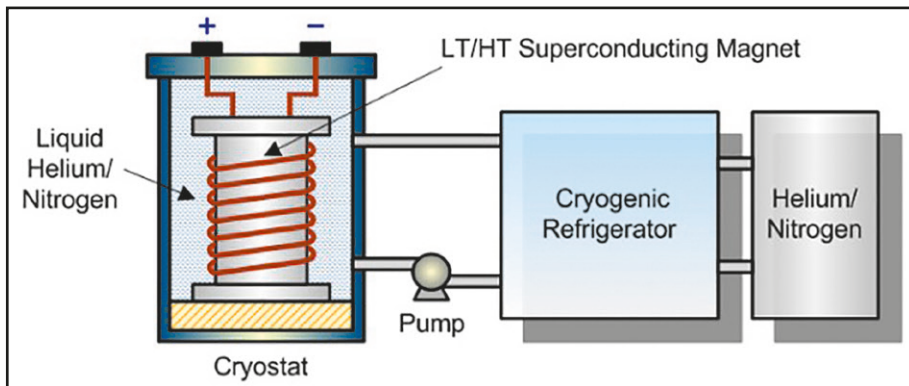
### 2.4.1 Funcionamento

As bobinas supercondutoras geram energia por meio da passagem de corrente por uma bobina supercondutora resfriada a uma temperatura criogênica (inferior a  $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), abaixo de sua temperatura crítica de supercondução. A energia é armazenada na forma de campo magnético gerado pela corrente contínua (CC) que passa continuamente pela bobina. Isso ocorre pois a resistência elétrica do material condutor é extremamente baixa. Os resfriadores usados nessas baterias são geralmente o hélio líquido (4.2 K) ou o hélio superfluido (1.8 K). A carga e descarga da bobina é realizada com a utilização um inversor/retificador, com eficiência de 97 a 98 %. A eficiência da bobina supercondutora pode ser maior do que 95 %.

### 2.4.2 Projeto em Destaque

O maior sistema já construído foi de 10 MVA e entrou em operação em 2008 (Kameyama SMES) com o objetivo de compensar as flutuações rápidas de carga de uma indústria. Um outro projeto recente financiado pelo Governo italiano (projeto DRYSMES4GRID) tem foco no desenvolvimento de um equipamento de menor porte (200 kW) para uso em redes elétricas inteligentes.

Figura 2.4 Ilustração das bobinas supercondutoras (Energy Storage Sense, 2014)

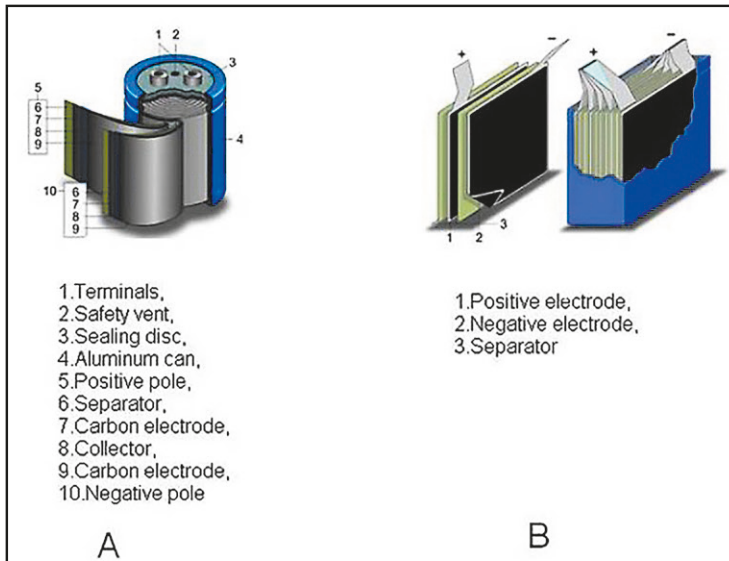


## 2.5 SUPERCAPACITORES

Supercapacitores, ou ultracapacitores, têm tipicamente de 10 a 100 vezes mais energia do que capacitores eletrolíticos para o mesmo volume, toleram mais ciclos de carga e descarga (por volta de 500 milhões) que as baterias recarregáveis e também são mais rápidos (González, Goikolea, Barrena, & Mysyk, 2016). Uma desvantagem é relacionada à tensão de operação da célula do supercapacitor, que deve ser mantida baixa a fim de evitar a decomposição química dos eletrólitos. Podem ser usados na rede elétrica para regulação de frequência, suavizar a variação das fontes renováveis e na melhoria da qualidade de energia da rede.

Os supercapacitores são também chamados de capacitores de duas camadas elétricas, do inglês *Electrical Double Layer Capacitor* (EDLC) (Gabay, 2013). A Figura 2.5 ilustra dois de seus modelos.

Figura 2.5 Supercapacitores. A. Formato cilíndrico e B. Formato cúbico (Gabay, 2013)



### 2.5.1 Funcionamento

Os supercapacitores são formados por dois eletrodos eletricamente isolados por uma membrana semipermeável, que funciona como separador (Vangari, Pryor, & Jiang, 2013). Ambos, eletrodos e separador, são impregnados de uma solução, o eletrólito, que permite o fluxo de corrente iônica entre os eletrodos e bloqueia a corrente elétrica que descarregaria a célula.

### 2.5.2 Projeto em destaque

A grande maioria dos sistemas de controle de ângulo das pás de turbinas eólicas é equipado com supercapacitores, pela rapidez na carga/descarga e pelo custo. O uso de supercapacitores tem grande aplicação em microrredes para operar em conjunto com sistemas de armazenamento, complementando os serviços que podem ser providos para a microrrede e estendendo a vida útil das baterias.

## 2.6 SISTEMAS ELETROQUÍMICOS (BATERIAS)

Baterias são elementos armazenadores de energia comumente encontrados em aparelhos eletrônicos, tais como celulares e câmeras fotográficas. Nos últimos anos, com o aumento do interesse em energias renováveis e das restrições

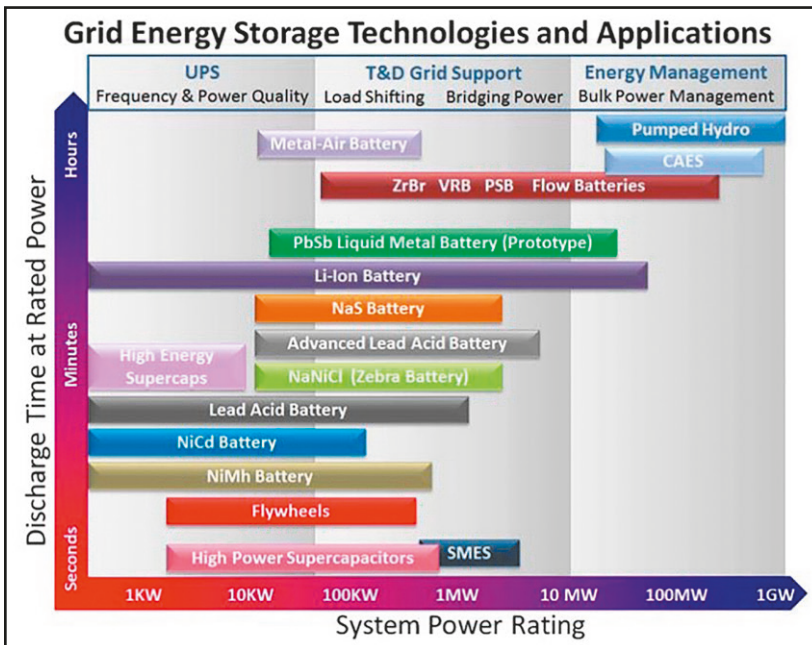
de emissões de CO<sub>2</sub>, as baterias começaram a ser introduzidas em muitas outras aplicações, incluindo sistemas de potência.

As baterias seguem o princípio de funcionamento das pilhas, fazendo com que reações químicas do tipo redução e oxidação gerem tensão e corrente elétrica. A eletroquímica é o campo que estuda esses tipos de relação entre reações químicas e eletricidade. Nas tabelas eletroquímicas são encontrados os potenciais de energia, produzidos por essas reações.

De acordo com (Crompton, 2000), baterias podem ser divididas em primárias (não recarregáveis) e secundárias (recarregáveis). Nos últimos anos o mercado de baterias teve um grande crescimento incentivado pelo aumento da densidade de energia e pela redução do custo das baterias.

Na Figura 2.6 são apresentadas as principais aplicações para cada tipo de sistema de armazenamento, ressalta-se que as aplicações nesta figura não têm relação com a velocidade de carga e descarga e sim, com a faixa de potência nominal à qual se inserem. A potência nominal varia entre 1 kW e 1 GW enquanto o tempo de descarga nesta potência é dividido em segundos, minutos e horas. Verificamos que as baterias competem entre si para a maioria das aplicações, porém, a de íon de lítio é a mais versátil, com maior faixa de potência nominal e potencial para aplicação em quase todas as necessidades indicadas.

Figura 2.6 Potência e tempo de descarga



As próximas subseções apresentam brevemente as principais eletroquímicas utilizadas nas baterias modernas e em outras recentemente descobertas.

### 2.6.1 Bateria de Sódio-Enxofre

As baterias de sódio-enxofre (do inglês, *sodium-sulfur*, NaS) foram originalmente desenvolvidas pela *Ford Motor Company* nos anos 60 (Energy Storage Association, 2019). No início dos anos 70, a *Chloride Silent Power*, uma companhia localizada no Reino Unido, construiu células com armazenamento de energia que variavam entre 20 e 1300 Wh. O maior problema naquela época era prevenir vazamentos de sódio fundido já que essas baterias operavam por volta de 350 °C.

Os materiais ativos das baterias de sódio-enxofre (NaS) são enxofre fundido como eletrodo positivo e sódio fundido como eletrodo negativo, os eletrodos são separados por uma cerâmica sólida, aluminato de sódio, que serve como eletrólito (Energy Storage Association, 2019).

Geralmente baterias de sódio-enxofre são altamente eficientes (tipicamente 89 %). Outros fatores fazem essas baterias muito atrativas para flexibilizar as operações com pequena manutenção, muito bom ciclo de vida combinado com fácil monitoramento do estado de carga e baixo nível (próximo a zero) de autodescarga (Sabihuddin, Kiprakis, & Mueller, 2015). Assim, as características básicas desse tipo de bateria são:

- **Alta densidade de Energia.** A alta densidade de energia dessas baterias as tornam muito favoráveis para aplicações de gerenciamento de energia que não requerem altas descargas de potência;
- **Alto Ciclo de Vida.** As baterias de Sódio-Enxofre têm um alto número de ciclos, mais de 4.000 ciclos, considerando uma profundidade de descarga de 80 %;
- **Baixo Custo dos Materiais.** O enxofre é o subproduto de alguns setores industriais e é encontrado em diversos países (U.S. Geological Survey, 2018);
- **Altas temperaturas.** As baterias NaS demandam temperatura elevada para a operação. O uso de aquecedores gera um custo adicional e acaba aumentando os custos e limitando seu uso.



## Desenvolvimento e Aplicações

De acordo com (Akhil, y otros, 2015) as baterias de sódio-enxofre têm uma alta gama de aplicações, tais como suporte a rede de distribuição de energia, contribuição na integração de energias renováveis e atendimento a serviços de rede que possuem alto valor.

Existem algumas unidades desse tipo de baterias, como a que foi instalada em Rokkasho Village, em 2008, no Japão, para controlar e regularizar o despacho da energia de um parque eólico local. A bateria é carregada quando a geração supera a demanda local e descarregada na condição oposta. Outro sistema de 50 MW/300 MWh, também instalado no Japão em 2016, em Kyusyu, opera de forma a otimizar o balanço de energia da região alimentada por uma planta de geração solar.

Em Presidio, Texas, foi instalado um sistema de 4 MW de baterias NaS que permite a manutenção das linhas de transmissão sem interromper o fornecimento. Nas ilhas Catalina, localizadas na Califórnia, foi instalado um sistema de 1 MW de baterias, que é alimentado por geradores a diesel e tem regulação para limitar as emissões de NOx. Para que os limites de emissão sejam respeitados, os geradores devem funcionar a mais de 80 % da potência nominal. Com isso, quando a demanda é baixa os geradores carregam a bateria, fazendo com que as baterias funcionem como uma carga mantendo o gerador em alta potência. Outras baterias instaladas são discutidas em (NGK Insulators Limited, 2017).

### 2.6.2 Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido são as baterias recarregáveis mais antigas, tendo sido inventadas pelo físico francês Gaston Plante em 1859. Todas as formas de baterias chumbo-ácido compartilham o mesmo processo químico. De acordo com (Akhil, y otros, 2015), o eletrodo positivo é composto de dióxido de chumbo,  $PbO_2$ , enquanto o eletrodo negativo é composto de chumbo na forma metálica. O material ativo nos eletrodos é altamente poroso, a fim de aumentar a área de superfície.

As duas formas principais de baterias de chumbo-ácido são as baterias de chumbo-ácido ventiladas (VLA) e as baterias de chumbo-ácido com regulação de válvula (VRLA) (Ceraolo, 2000). As baterias VLA são também chamadas de baterias inundadas, pois precisam de água e de uma carga de 16 horas a cada 6 meses para prevenir sulfatação (Battery University, 2019). As VRLA são livres

de manutenção e conhecidas como bateria selada embora não sejam totalmente fechadas pois possuem válvulas para liberar os gases produzidos para não aumentar a pressão interna da bateria (Battery University, 2019). Os vazamentos dessa bateria selada são mínimos embora haja escape de uma parte de gás hidrogênio formado durante a carga da bateria, antes que ele seja recombinado para formar água (Akhil, y otros, 2015; Electrical Baba, 2017).

Baterias de chumbo ácido do tipo VLA ocupam mais espaço por causa do grande volume ocupado pelo ácido dentro da bateria, isso implica num custo mais alto para transporte. Nessas baterias, a difusão de gases é um processo lento e virtualmente todo o hidrogênio,  $H_2$ , e todo o oxigênio,  $O_2$ , tendem a escapar da bateria ao invés de recombinar e virar água,  $H_2O$ . Assim, as características básicas, em destaque, desse tipo de bateria são:

- **100 % recicláveis.** Os componentes das baterias de chumbo-ácido são 100 % recicláveis, sendo que nos Estados Unidos a taxa de reciclagem chega a 95 %;
- **Alta eficiência de recarga.** As baterias de chumbo-ácido têm uma alta eficiência de recarga (>70 %) e são facilmente produzidas;
- **Baterias VLA-Custo.** Baterias VLA tem baixo custo quando comparadas a baterias VRLA (EneRa, 2014). Por outro lado, esse custo pode ser amortizado quando o alto ciclo de vida das VRLA está condizente com a vida do projeto (Crompton, 2000);
- **Baterias VRLA-Água.** Outra vantagem das baterias VRLA é que os gases e produzidos durante a carga podem migrar para o polo negativo da bateria, reagir e formar água. Com isso, a necessidade de adicionar água diminui. Ainda assim, a necessidade continua, pois, a reação não é 100 % eficiente;
- **Elementos tóxicos.** Os materiais ativos das baterias (chumbo e ácido sulfúrico) são tóxicos no meio ambiente e precisam ser manuseados com cuidado. Além disso baterias de chumbo-ácido contém antimônio e arsênico, que são danosos à saúde e ao ambiente.
- **Bateria VLA-ciclo de vida.** Baterias VLA possuem um ciclo de vida menor que as baterias VRLA (EneRa, 2014);

- **Bateria VLA-autodescarga.** Quando comparadas à bateria VRLA, as baterias VLA possuem uma taxa de autodescarga maior (EneRa, 2014);
- **Bateria VLA-liberação de gases.** Baterias de chumbo-ácido ventiladas liberam hidrogênio durante a carga, portanto não podem ser instaladas próximas de equipamentos elétricos (EneRa, 2014).

## Desenvolvimento e Aplicações

As baterias de chumbo-ácido no início da vida são compostas de uma pasta de óxidos de chumbo, que no final da vida útil se transforma em uma pasta de sulfato de chumbo. De acordo com (Scialom, 2018), um novo método desenvolvido por uma empresa sediada em Cambridge tem como foco a criação de uma pasta mais eficiente que consegue reduzir a pegada de carbono em mais de 80 %, além de eliminar gases nocivos sem o uso de tecnologias de redução de gases.

### 2.6.3 Íons de Lítio

Comparadas com outras tecnologias, essas baterias apresentam elevados valores de densidade de energia e de potência. Os dados apresentados na Tabela 2.2 mostram os vários parâmetros das baterias de íons de lítio (Sabihuddin, Kirakis, & Mueller, 2015).

Normalmente, as baterias de íons de lítio são vendidas e instaladas em contêiner de 20 ou 40 pés. Nesses contêineres é feita a instalação dos equipamentos de refrigeração e dos sistemas de controle das baterias. Além disso eles devem ser planejados para que haja espaço para se realizar a manutenção das baterias e dos outros equipamentos instalados. Considerando um contêiner de 20 pés, separando-se 60 % do espaço para as baterias, haveria cerca de 20 m<sup>3</sup> disponíveis para as outras instalações e processos. Em (Peralta, y otros, 2019) é feita uma análise do impacto que as baterias teriam na redução das emissões de de um navio, considerando dois tipos de baterias de íons de lítio instaladas em um contêiner de 20 pés.

As baterias de íons de lítio são compostas de dois eletrodos separados por um eletrólito condutor iônico e um isolador eletrônico que é o meio para que os íons de lítio transitem entre ânodo e cátodo (Wakihara & Yamamoto, 2008). A primeira bateria recarregável de íons de lítio foi colocada no mercado pela Sony, em 1991. De acordo com (Yuan, Liu, & Zhang, 2011), a primeira geração

de baterias de íons de lítio tinha e grafite como cátodo e ânodo. Outras baterias foram desenvolvidas e chegaram ao mercado em diferentes níveis de maturidade, com limitações intrínsecas às suas reações químicas e suas estruturas cristalinas (Yuan, Liu, & Zhang, 2011). Destacam-se abaixo algumas características das baterias de íon de lítio (Electronics Notes, 2018):

- **Alta densidade de Energia.** Diferente das baterias NaS, as baterias de íons de lítio apresentam altas densidades de energia combinadas com altas densidades de potência. Com isso, a faixa de aplicações dessas baterias é maior que a de baterias NaS;
- **Autodescarga.** Baterias de íons de lítio tem baixos valores de autodescarga, fazendo com que essas baterias possam armazenar energia por períodos mais longos, com baixíssimas perdas;
- **Baixa Manutenção.** Requerem baixa manutenção por gerarem energia através de uma reação eletroquímica, que não tem problemas como o efeito memória que exige que as baterias sejam descarregadas periodicamente;
- **Proteção para carga e descarga.** Diferente de outras baterias, as baterias de íons de lítio precisam de proteção para que as correntes de carga e descarga estejam dentro dos limites de segurança;
- **Envelhecimento.** Uma das desvantagens das baterias de íons de lítio é o envelhecimento que ocorre não somente por tempo, mas também pelos ciclos de carga e descarga.

### *Desenvolvimento e Aplicações*

Durante os testes dos vários tipos de baterias de íons de lítio, diversos tipos de eletrólitos foram testados. Os mais comuns e que devem ser evitados, são os eletrólitos líquidos compostos de solventes orgânicos inflamáveis. A presença desses solventes pode levar a um desequilíbrio térmico na bateria, fazendo com que aumente a geração de calor que pode levar a uma explosão (Yuan, Liu, & Zhang, 2011). Vários pesquisadores têm estudado uma forma de aumentar a performance de baterias de íons de lítio. Em (Ji, y otros, 2018), os autores propõem dopar a bateria de com  $\text{Co}^{+2}$  a fim de atingir uma maior condutividade elétrica. Em (Shang, y otros, 2018) é apresentado um método para desenvolver nanotubos

de alta qualidade de grafidino (Sun, y otros, 2015) para aumentar o armazenamento de íons de  $\text{Li}^+$ .

As baterias de íons de lítio são as baterias mais maduras do mercado para aplicações em sistemas de potência. Em (U.S. Department of Energy, 2018), existem mais de 700 projetos que usam essas baterias. Na Austrália foi instalada, em agosto de 2019, uma bateria de 20 MW/34 MWh junto a um parque eólico (Colthorpe, 2018). Outro exemplo pode ser visto em Orange County, na Califórnia/EUA, onde serão instalados 15 MW/60 MWh de baterias de íons de lítio até 2020. O objetivo dessa instalação é aumentar a capacidade e permitir uma maior flexibilidade da rede daquela região (Convergent, 2019).

## 2.6.4 Cloreto de Sódio-Níquel

Baterias de Cloreto de Sódio-Níquel () são também chamadas de Baterias ZEBRA (do inglês *Zero Emission Battery Research Activities*). Essa bateria opera a elevadas temperaturas entre 270 °C e 350 °C (Parkhideh, 2006). O cátodo destas baterias usa cloreto de sódio e pó de níquel, o eletrólito é sólido e composto de beta-alumina de sódio.

De acordo com (Benato, y otros, 2015), um projeto nos anos 80 na África do Sul e na Grã-Bretanha usou baterias de  $\text{Na-NiCl}_2$ , cujos materiais eram recicláveis. Nesse artigo é também mostrado que 64 módulos de bateria foram conectados em paralelo, formando uma unidade de 1.5 MWh. É detalhada, também, a segurança contra fogo que é intrínseca dessas baterias.

Nas baterias ZEBRA, os íons de sódio são transportados do ânodo para o cátodo através do separador cerâmico durante a descarga. Durante a carga, o cloreto de sódio é decomposto e forma íons de sódio e cloro (Rexed, Behm, & Lindbergh, 2010; Van Zyl, 1996). Algumas características desta bateria são (Kluiters, Schmal, Ter Veen, & Posthumus, 1999; Sabihuddin, Kiprakis, & Mueller, 2015; Ould Amrouche, Rekioua, Rekioua, & Bacha, 2016):

- **Densidade de Energia.** As baterias ZEBRA têm alta densidade de energia na faixa de 108 a 190 kWh/m<sup>3</sup>;
- **Ciclo de Vida.** As baterias de Cloreto de Sódio-Níquel têm um considerável ciclo de vida de cerca de 4500 ciclos com 75 % de eficiência;
- **Alta temperatura de operação.** Essas baterias requerem uma alta temperatura de operação, entre 270 °C e 350 °C;

- **Autodescarga.** Um dos principais problemas dessas baterias está na alta taxa de autodescarga que varia entre 11.89 % e 26.25 %.

## Desenvolvimento e Aplicações

As baterias ZEBRA têm sido aplicadas em algumas pequenas centrais elétricas; um exemplo é a FIAMM Green Energy Island, com capacidade de armazenamento de 230 kWh. Essa central tem pico de potência de 181 kW e produz cerca de 200 MWh/ano por meio de painéis fotovoltaicos (Santerno S.p.A, 2011). Em 2016 nas ilhas gregas chamadas Tilos, foram instalados 2,4 MWh em baterias dessa tecnologia para dar suporte a um sistema híbrido de geração (800 kW de turbinas eólicas e 160 kW de um parque fotovoltaico de pequena escala).

No Canadá, uma bateria ZEBRA de 1 MW/2 MWh foi escolhida para, junto de um gerador a diesel de 275 kW, aumentar a segurança de um sistema de potência que contém 10 MW de energia eólica. A bateria ZEBRA foi escolhida para esse sistema de potência devido à sua longa expectativa de vida e porque essa bateria permite descargas profundas, sem que isso afete a sua vida útil. Nesse projeto canadense, a bateria é carregada durante períodos de baixa demanda e é descarregada durante picos de demanda, além de dar suporte de tensão à linha de transmissão de 69 kV. As baterias permitem uma redução do fluxo de potência durante momentos em que a produção eólica é alta, absorvendo potência e reduzindo o fluxo nas linhas. Essa energia é retornada à linha em momentos que a linha está menos carregada, devido à redução da geração eólica. A redução da perda na transmissão é estimada em 4.5 % (The Wind Energy Institute of Canada, 2014).

## 2.7 BATERIAS DE FLUXO

De acordo com (Burheim, 2017), a bateria de fluxo é uma tecnologia emergente, conhecidas em inglês como *Redox Flow Batteries*. Nessas baterias, os reagentes são mantidos em tanques fora do reator da bateria. Se em baterias comuns a energia é armazenada como material do eletrodo, nas baterias de fluxo essa energia é armazenada no eletrólito. Uma das maiores vantagens das baterias de fluxo é que podem ser quase instantaneamente recarregadas substituindo o líquido do eletrólito (Energy Storage Association, 2019). Esse tipo de baterias apresenta baixo envelhecimento e a vantagem de que seus eletrólitos possam ser retirados dos tanques para serem tratados e devolvidos,

reduzindo o custo de eliminar descarte do material. Essas baterias podem ter a capacidade de armazenamento aumentada facilmente com incremento do volume dos tanques.

Nessa seção, três tipos de *Redox Flow Battery* serão apresentados: *Vanadium Redox Flow Battery*, *Iron-Chromium Flow Battery* e *Zinc-Bromine Flow Battery*.

Na Tabela 2.1 são apresentadas diversas características das baterias de fluxo do tipo *Vanadium-Redox* e do tipo *Zinc-Bromine*. Como pode ser visto, as baterias de fluxo do tipo *Zinc-Bromine*, geralmente, têm maior densidade de energia e de energia específica do que as do tipo *Vanadium-Redox*. Com essas características, as baterias do tipo *Zinc-Bromine* se apresentam como solução para aplicações que não requerem altas cargas ou descargas de potência, para o que, as baterias do tipo *Vanadium-Redox* são mais indicadas, graças à sua densidade de potência e à sua potência específica serem maiores que as do tipo *Zinc-Bromine*.

De acordo com (Battery University, 2018), as baterias de fluxo mais comerciais são as do tipo *Vanadium Redox Flow Batteries* (VRB), que usam ácido sulfúrico com sal de vanádio como eletrólito, enquanto seus eletrodos são feitos de placas bipolares de grafite. A razão do uso de vanádio é manter a corrosão sob controle, algo que poucos elementos disponíveis conseguem. A tensão da célula está entre 1.4 – 1.6 V, com densidade de potência de 100 mW/cm<sup>3</sup>.

A eficiência CC-CC varia entre 60 – 80 % (Energy Storage Association, 2019). De acordo com (Akhil, y otros, 2015), as baterias VRB são as baterias de fluxo mais tecnologicamente maduras disponíveis no mercado. Embora seja dito que a temperatura normal de operação varie entre 10 °C e 40 °C e que sistemas de resfriamento são usados quando a temperatura ambiente excede os 40 °C (Energy Storage Association, 2019), há baterias VRB podem operar entre -30 °C e 60 °C (Golden Energy Century Limited, 2018). As baterias de fluxo permitem uma descarga total sem que haja algum dano à bateria e podem atingir 13 mil ciclos de carga, com uma eficiência relativamente alta de 78 % (Díaz-González, Sumper, & Gomis-Bellmunt, 2016).

Outra bateria de fluxo conhecida é a de ferro-cromo, do inglês *Iron-chromium Flow Battery*. De acordo com (Energy Storage Association, 2019), essas baterias foram muito estudadas pela NASA nos anos 70 e 80. A tensão das células dessa bateria é de 1.18 volts e a densidade de potência tem valores típicos entre 70 e 100 mW/cm<sup>3</sup>. A eficiência CC-CC dessas baterias varia entre 70 % e 80 % e operam melhor em temperaturas na faixa de 40 °C e 60 °C.

Baterias de fluxo são ativadas por bombas e têm uma performance melhor com capacidades acima de 20 kWh, podendo entregar mais de 10 mil ciclos completos por mais de 20 anos (Battery University, 2018).

Tabela 2.1 – Redox flow batteries. Adaptada de (Sabihuddin, Kiprakis, & Mueller, 2015)

Métrica	Vanádio Redox	Bromo-Zinco
Energia Específica [Wh/kg]	10 - 50	11.10 - 90
Densidade de Energia [kWh/m <sup>3</sup> ]	10 - 33	5.17 - 70
Potência Específica [W/kg]	31.30 - 166	5.5 - 110
Densidade de Potência [kW/m <sup>3</sup> ]	2.50 - 33.42	2.58 - 8.5
Eficiência [%]	60 - 88	60 - 85
Vida útil [anos]	2 - 20	5 - 20
Ciclos durante a vida útil	800 - 16,000	800 - 5,000
Escala [MW]	0 - 20	0.001 - 20
Custo Capital de Energia [US\$/kWh]	100.00 - 2,000.00	110 - 2,000
Custo Capital de Potência [US\$/kW]	175.00 - 9,444.00	175 - 4,500
Aplicação	Mediana/Grande escala	Grande escala
	Gerenciamento de energia	Gerenciamento de energia
Maturidade Técnica	Comprovada/Em comercialização	Comprovada/Em desenvolvimento
Impacto Ambiental	Médio/baixo	Médio

## 2.8 DADOS GERAIS DE BATERIAS

Na Figura 2.7 é apresentado o custo capital por ciclo de diversos tipos de baterias entre 2010 e 2018. O custo por ciclo das baterias, exceto as baterias de chumbo-ácido, tem reduzido ano a ano e chegou a valores dentro da margem das usinas reversíveis. Um outro ponto que deve ser observado é que as baterias de íons de lítio e as baterias de chumbo-ácido, que são as duas tecnologias mais maduras e com maior viabilidade comercial, são as que têm as maiores reduções de custo entre os anos de 2010 e 2018.



Figura 2.7 Custo estimado nivelado de capital para armazenamento (Energy Storage Association, 2018)

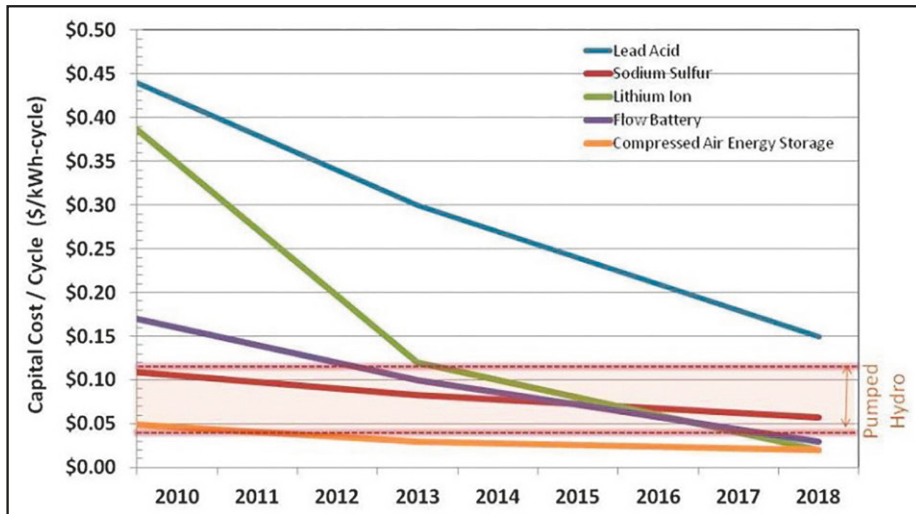


Tabela 2.2 – Tabela comparativa de baterias eletroquímicas. Adaptada de (Sabihuddin, Kiprakis, & Mueller, 2015)

Parâmetro	Sódio Enxofre	Chumbo-ácido	Íons de Lítio	Níquel-Metal Hidreto	Cloreto de Níquel-Sódio
Energia Específica [Wh/kg]	100 - 240	10 - 50	30 - 300	30 - 90	85 - 140
Densidade de Energia [kWh/m]	150 - 345	25 - 90	94 - 500	38,9 - 300	108 - 190
Potência Específica [W/kg]	14,29 - 260	25 - 415	8 - 2000	6,02 - 1100	10 - 260
Densidade de Potência [kW/m]	1,33 - 50	10 - 400	56,80 - 800	7,8 - 588	54,20 - 300
Eficiência de Round-trip (%)	75 <sup>1</sup>	50 - 921	80 - 981	70 - 901	89 - 921
Temperatura de Operação (°C)	300 - 500 <sup>2</sup>	-5 - 40 <sup>3</sup>	-30 - 60	-20 - 65 <sup>4</sup>	270 - 350 <sup>5</sup>
Tempo de vida (anos)	5 - 20	3 - 20	2 - 20	2 - 15	7 - 14
Ciclos durante a vida	1000 - 4500	100 - 2000	250 - 10000	300 - 3000	2000 - 3000
Taxa de autodescarga [%/dia]	0 - 20	0,033 - 1,10	0,03 - 0,33	0,3 - 4,0	11,89 - 26,25
Escala [MW]	0,01 - 80	0 - 50	0 - 3	0,01 - 3,0	0 - 53
Custo Capital de Energia [US\$/kWh]	150 - 900	50 - 1100	200 - 4000	200 - 729	100 - 345
Custo Capital de Potência [US\$/kW]	100 - 4000	175 - 900	175 - 4000	270 - 530	150 - 10000

<sup>1</sup> (Ehnberg, Liu, & Grahn, 2014).

<sup>2</sup> (Xu, y otros, 2018)

<sup>3</sup> (Banguero, Correcher, Pérez-Navarro, Morant, & Aristizabal, 2018)

<sup>4</sup> (Battery University, 2018)

<sup>5</sup> (Ould Amrouche, Rekioua, Rekioua, & Bacha, 2016)

## 2.9 TECNOLOGIAS FUTURAS DE BATERIAS ELETROQUÍMICAS

O objetivo desta seção é mostrar os estudos recentes de desenvolvimento de novas tecnologias de baterias ou alguns avanços nas tecnologias já existentes. Algumas químicas apresentadas aqui podem não passar das fases de teste, outras que passarem podem não estar disponíveis comercialmente nos próximos anos.

### 2.9.1 Baterias de Zinco-Ar

Diferentemente das outras baterias a serem tratadas nesse capítulo, baterias de Zinco-ar não se enquadram como baterias secundárias, ou seja, não são recarregáveis. Esse ponto da recarga, entretanto, vem sendo estudado (Power Electronics, 2017). De acordo com (DURACELL, 2016), as baterias de Zinco-ar foram descobertas no início do século 19 mas não tiveram aplicação comercial até os anos 30, quando células começaram a ser utilizadas na sinalização de linhas de trem.

Baterias de Zinco-ar fazem parte do grupo de baterias inclusas no grupo de Metal-Ar, cujo processo químico tem recebido mais atenção nos últimos anos graças à relativa estabilidade propiciada pelos eletrólitos ácidos e alcalinos (Daniel & Besenhard, 2012).

Essas baterias são mais recomendadas para aparelhos de uso frequente ou contínuo, que demandam baixas ou médias taxas de descarga e requerem altas densidades de energia com baixos custos de operação (DURACELL, 2016). Atualmente, essas baterias são aplicadas em aparelhos auditivos e câmeras.

Em (Li & Dai, 2014) são apresentados os recentes avanços que as pesquisas em Zinco-ar têm produzido. Alguns estudos sobre modelos de baterias de Zinco-ar secundárias são apresentados em (Mainar, y otros, 2016; Clark, Horstmann, & Latz, 2017; Park, Yang, Jeong, & Ryu, 2017).

Um projeto em desenvolvimento, com a meta de entrar em operação em 2020 na Califórnia, pretende instalar uma bateria de Zinco-ar com 10 MW/40 MWh na planta solar Henrietta, de 100 MW, localizada numa área de 2,7 km<sup>2</sup> em Kings County. Outra bateria de Zinco-ar de 3 MW deve ser instalada em uma subestação próxima a Folsom, chamada Pacific Gas & Electric's Clarksville (John, Greentech Media, 2015).

## 2.9.2 Baterias Avançadas de Chumbo-Ácido

As pesquisas feitas nas baterias de chumbo-ácido descobriram que a adição de carbono na placa negativa das baterias previne a acumulação de sulfato, aumentando a vida útil da bateria. A acumulação de sulfato ocorre quando o estado de carga permanece em valores muito baixos por um longo período (Consortium for Battery Innovation). Ao contrário das baterias de chumbo-ácido as baterias de chumbo-carbono podem operar variando seu estado de carga entre 30 % e 70 % sem o risco de ocorrer o acúmulo de sulfato. Outro ponto testado nessas baterias avançadas de chumbo-ácido é a inserção de um supercapacitor dentro da bateria, conectado à placa negativa para agir como um buffer de gerenciamento de altas taxas de carga e descarga (Consortium for Battery Innovation). Um relatório de 2012 da Pike Research mostrou que as baterias avançadas de chumbo-ácido poderiam capturar 25 % do mercado global de baterias aplicadas a sistemas de potência em 2020 (Green Car Congress, 2012).

## 2.9.3 Baterias de grafeno

O grafeno é um poderoso condutor de energia elétrica e térmica, e ainda é extremamente leve, quimicamente inerte, flexível e tem uma grande área de superfície. Além disso, o grafeno é considerado sustentável e com uma alta gama de aplicações. Em (Graphene-Info, 2019) é mostrado que o grafeno pode aumentar a densidade de energia de várias formas.

O *Samsung Advanced Institute of Technology* anunciou em novembro de 2017 que seus pesquisadores tinham desenvolvido uma bola de grafeno, um material que poderia permitir que baterias de íons de lítio carregassem cinco vezes mais rápido e tivessem 45 % mais capacidade que as baterias atuais.

Em (Kim, Park, Hong, & Kang, 2014), é proposta uma bateria feita totalmente de grafeno, com alta densidade de potência de 6460 W/kg e alta densidade de energia de 225 Wh/kg. A performance e os mecanismos de operação de uma bateria feita totalmente de grafeno assemelham-se aos dos supercapacitores e das baterias. Em (Das, 2018), é proposto o grafeno como uma opção para ser o material do cátodo numa bateria de íons de alumínio.

## 2.9.4 Baterias de Esponja de Cobre

As baterias de esponja de cobre, do inglês *Copper Foam Batteries*, são baterias novas que têm baixo custo de manufatura, rápida taxa de carga e são uma

alternativa mais duradoura face às atuais baterias comuns (Ayre, 2013). Usando um substrato de esponja de cobre, foi desenvolvida uma estrutura 3D formada por aproximadamente 98 % de ar (Langridge & Edwards, 2019). De acordo com (Prieto Battery, s.f.), a densidade de potência esperada chega a 14 kW/l, enquanto a densidade de energia chega a 650 Wh/l.

### **2.9.5 Baterias de Alumínio-Ar**

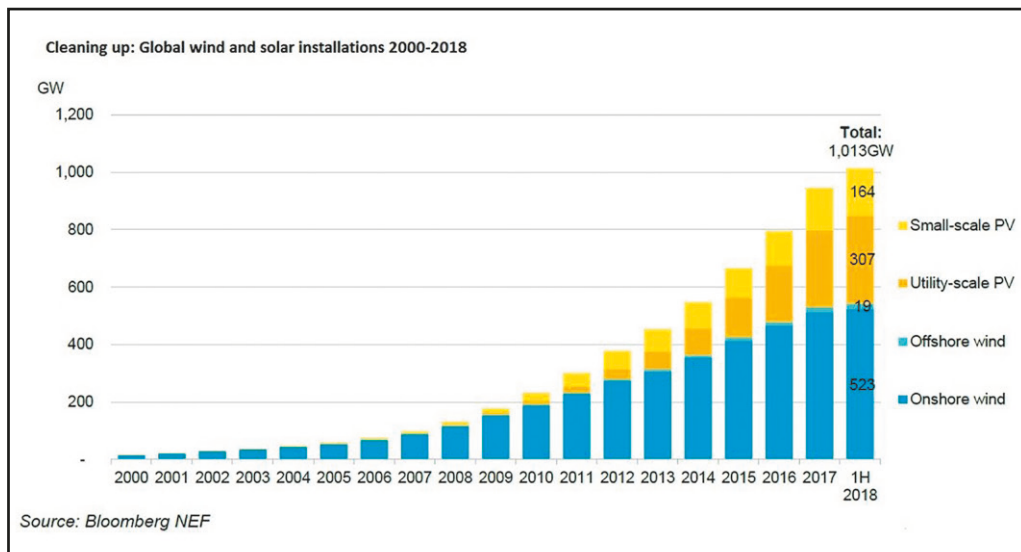
Similar às baterias de Zinco-ar, as baterias de Alumínio-ar também usam oxigênio para preencher o cátodo. Essas baterias foram aplicadas a carros elétricos em uma viagem de 1100 milhas, utilizando uma única carga (Edwards, 2014). De acordo com (Liu, y otros, 2017), essas baterias são indicadas para operação como fonte de energia para veículos elétricos graças ao seu alto valor, ainda teórico, de densidade de energia, 8.1 kWh/kg.



# TENDÊNCIAS NA EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

Desde 2010, vem ocorrendo aumento significativo da instalação de geração solar nos telhados de residências e edifícios comerciais, como mostra Figura 3.1. Essas instalações fizeram surgir um novo tipo de consumidor, o prosumidor, aquele que também pode gerar energia para rede. A Figura 3.1 também mostra que, após 2013, a geração solar de médio e grande porte ultrapassou a de pequeno porte em capacidade instalada e o crescimento da geração eólica no mar se inicia em 2015 e ainda é muito inferior à capacidade instalada em terra.

Figura 3.1 Potência instalada de solar e eólica no mundo (Willuhn, 2018)



Desta forma, constata-se que os sistemas elétricos de potência, que estão em constante evolução, se encontram no início de um processo para tornar a operação do sistema mais segura e mais econômica (Li, Shen, Wang, & Jiang, 2016). Essa transformação está associada ao crescimento da demanda, à diversificação dos tipos de geração, à modernização do sistema de transmissão e de distribuição, bem como à utilização de sistemas de armazenamento de energia e, principalmente, a crescente integração de todos esses sistemas. Esses temas são tratados a seguir.

### 3.1 CARACTERÍSTICAS DA DEMANDA

Embora a preocupação com mudanças climáticas tenha se intensificado, tem se verificado o crescimento da demanda de energia de forma global, o que tende a agravá-la. Os próximos itens tratam deste crescimento de consumo, assim como de alternativas de amenização, como resposta à demanda e a emulação de plantas virtuais de geração de energia.

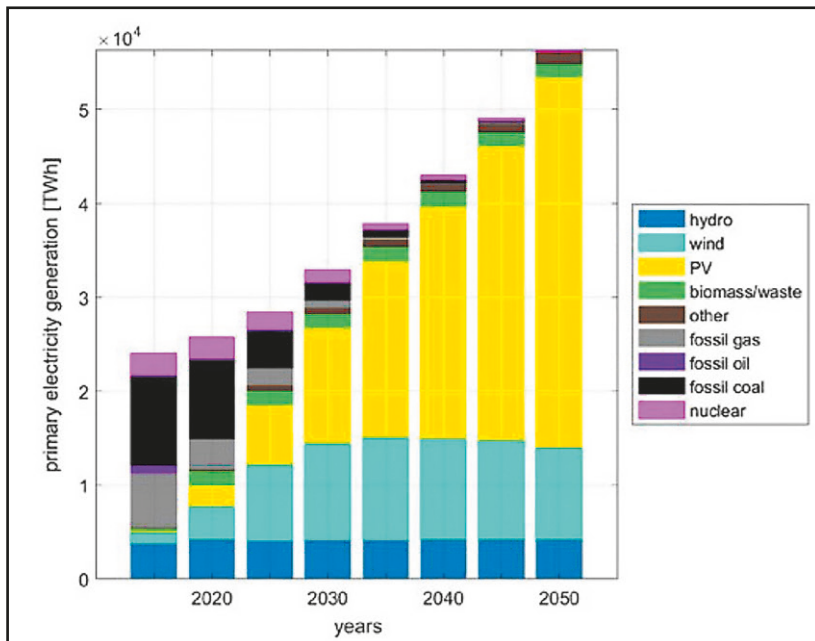
#### 3.1.1 Crescimento da demanda

A previsão da demanda de energia é sempre uma tarefa difícil por se basear em índices com grandes incertezas. De acordo com (Breyer, y otros, 2018), foi

previsto que a demanda mundial por energia elétrica aumentará a taxa média de 2 % ao ano entre 2015 e 2050, elevando a demanda global de 24.310 TWh para cerca de 48.770 TWh. Essa projeção se deve à estimativa do aumento populacional, que alcançaria 2,4 bilhões de pessoas, e à utilização de carros elétricos que devem fazer parte da vida cotidiana dos cidadãos no ano de 2050. Além desses fatores, (Breyer, y otros, 2018) também indica que a demanda média per capita deve evoluir de 3,2 MWh/ano para 5 MWh/ano em 2050.

A demanda em 2015 (24.310 TWh) foi suprida por uma matriz energética com 65 % de sua geração de energia elétrica baseada em combustíveis fósseis e outros 10 % em usinas nucleares, sendo apenas 17 % por usinas hidrelétricas e 7 % por outras renováveis (Breyer, y otros, 2018). Para atender a demanda esperada para 2050, é inevitável que haja uma composição da matriz de geração com grande aumento da participação de geração de energia renovável, como apresenta a Figura 3.2.

Figura 3.2 Geração de energia mundial por fonte de 2015 a 2050 (Breyer, y otros, 2018)



Como pode ser visto na previsão proposta na Figura 3.2, a geração hidrelétrica deverá permanecer no mesmo patamar atual até 2050, devido ao alto custo de construção, às restrições ambientais e à inexistência de grandes potenciais



adequados para exploração. Enquanto isso, a geração por meio de combustíveis fósseis deve ser reduzida drasticamente no mesmo período.

### Resposta da Demanda (*Demand Response*)

A resposta da demanda é um procedimento que se fundamenta num acordo entre consumidor e fornecedor de energia, que permite interromper ou reduzir o fornecimento em um determinado período, podendo deslocá-lo para outro. A motivação desse procedimento é restringir a oferta, em períodos de ponta, quando há limitação no transporte ou a geração incremental é indisponível ou de custo elevado, como por exemplo, a necessidade de acionamento de usinas térmicas.

Usualmente, criam-se programas para os quais os consumidores admitem cortes de carga em troca de benefícios ou incentivos, podendo envolver a utilização de recursos como geração própria e sistema de armazenamento de energia. Os desligamentos seguem uma ordem de prioridade para que o número de cargas afetadas seja o menor possível e que haja compatibilidade com as restrições dos consumidores que aderiram ao programa.

O programa de resposta da demanda para um consumidor que dispõe de recursos próprios de geração ou de armazenamento de energia pode ser feito de forma a considerar, além do corte de carga, possibilidades e combinações de fornecimento envolvendo os níveis de corte vis-à-vis esses recursos.

Vale ressaltar que a resposta à demanda pode ser utilizada para solucionar restrições operativas da rede como, por exemplo, linhas de transmissão operando próximas de seus limites de carregamento ou quando os limites de frequência ou tensão estiverem próximos de serem ultrapassados (Aghaei, Alizadeh, Abdollahi, & Barani, 2016).

### Central Elétrica Virtual (*Virtual Power Plants*)

As centrais elétricas virtuais (VPP, do inglês *Virtual Power Plants*) são recursos energéticos distribuídos pela rede, constituídos por controle de corte de cargas ou de fontes de energia que aumentam a oferta em determinados períodos, agregados em controle de despacho centralizado. A energia resultante das VPP pode, idealmente, ser comercializada em mercados livres de energia.

As VPP terão um papel muito importante no futuro (Pasetti, Rinaldi, & Manerba, 2018) como parte de redes inteligentes e já são realidade em alguns mercados em vários países.

Em um primeiro momento, as VPP agregavam cargas industriais que pudessem ser desligadas conforme a conveniência e a disponibilidade acordada previamente com os consumidores para negociação no mercado de energia. A VPP não dispunha de geração, mas tinha o poder de cortar cargas, o que, de certa forma, era contabilizada como geração.

No segundo momento, uma nova modalidade de VPP surgiu agregando a disponibilidade de micro e minigerações distribuídas oferecendo melhores valores na venda dessa energia, do que seria apurado na injeção individual na rede.

Num terceiro momento, as VPP operam com mais flexibilidade na oferta ao mercado de energia, utilizando sistemas de armazenamento e geração distribuída, entre outros recursos distribuídos e conectados e despachados via internet, lançando mão de ferramentas de big data e de inteligência artificial. Em 2019, esse tipo de serviço já está sendo desenvolvido por meio de projetos da Autogrid na Índia, no Japão e na Austrália, com foco na expansão para o mercado chinês, asiático e europeu. Nos Estados Unidos, um projeto demonstrativo está sendo desenvolvido pela *Pacific Northwest GridWise* (Thavlov & Bindner, 2015).

### Microrredes (*Microgrids*)

Uma microrrede é um conjunto de instalações, à jusante de uma subestação do sistema de distribuição, que inclui alguns tipos de geração de energia elétrica, armazenamento de energia e cargas. As microrredes podem operar conectadas à rede elétrica ou totalmente isoladas e autônomas. Dentre as vantagens das microrredes estão a diminuição do congestionamento da rede, já que a geração é feita próxima ao local de consumo, permitindo também possível postergação de investimento em novas usinas ou em linhas de transmissão, bem como o aumento da confiabilidade e possível redução de custo de energia (Lotfi & Khodaei, 2017). Por outro lado, existe a possibilidade de impacto nos níveis de qualidade de energia na operação isolada, causado pela variação das fontes renováveis que geralmente são utilizadas (Bellido, 2018) e as dificuldades inerentes de operação de sistemas em ilhas.

## 3.2 CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO

A evolução das tecnologias de geração de energia elétrica tem contribuído para o seu estabelecimento na expansão das fontes renováveis no setor elétrico,

fazendo com que a matriz de geração mundial tenha se alterado rapidamente nos últimos anos.

### 3.2.1 Geração centralizada

A geração centralizada se caracteriza por ter grandes usinas, geralmente afastadas do centro de carga, desenvolvidas com o intuito de reduzir o custo da produção de energia. Alguns dos motivos que levam a essa concentração de energia em pontos centralizados são (Martin, 2009):

- Aumento do tamanho das turbinas;
- Busca por uma melhor eficiência energética;
- Aumento da confiabilidade ao consumidor final;
- Maior restrição ambiental em locais próximos aos grandes centros;
- Regulamentações favorecendo grandes usinas geradoras.

O aumento das plantas de geração possibilitou um aumento da eficiência energética, uma vez que passaram a ser capazes de lidar com maiores variações da demanda. A operação centralizada trouxe maior economia e flexibilidade para a operação da rede.

O atendimento da demanda, quando feito com a geração centralizada, torna-se dependente das linhas de transmissão que interligam a geração e a carga, porém, nela podem se conectar diferentes tipos de plantas de geração fazendo com que a demanda seja atendida por uma combinação de fontes. Para que a operação fosse centralizada e uniformizada, agentes de operação dos sistemas e agências reguladoras foram criadas e, de certa forma, favoreceram grandes usinas. Com as limitações ambientais atuais, grandes empreendimentos tradicionais deixam de ser atrativos. No Brasil, a criação de programas/leilões de energia específicos para energias alternativas, iniciado pelo PROINFA, deu início a uma movimentação rumo a uma diversificação da matriz brasileira.

Os novos objetivos que a geração centralizada deve ter no cenário com maior penetração de energias renováveis é distinto dos objetivos iniciais desta modalidade e os desafios são grandes para as próximas décadas. Um desses

grandes desafios é o de gerar energia no mar utilizando turbinas eólicas e levar essa energia para o sistema em terra. Com o aumento da capacidade das turbinas eólicas para aplicações no mar chegando por volta de 12 MW por turbina, os locais mais adequados estão se tornando mais distantes e mais profundos. Para essa nova modalidade de instalações flutuantes necessitam-se novas tecnologias (The American Geosciences Institute, 2017). De certa forma, elas são componentes-chave de transição para um futuro com menos emissões de gases de efeito estufa e fontes mais limpas.

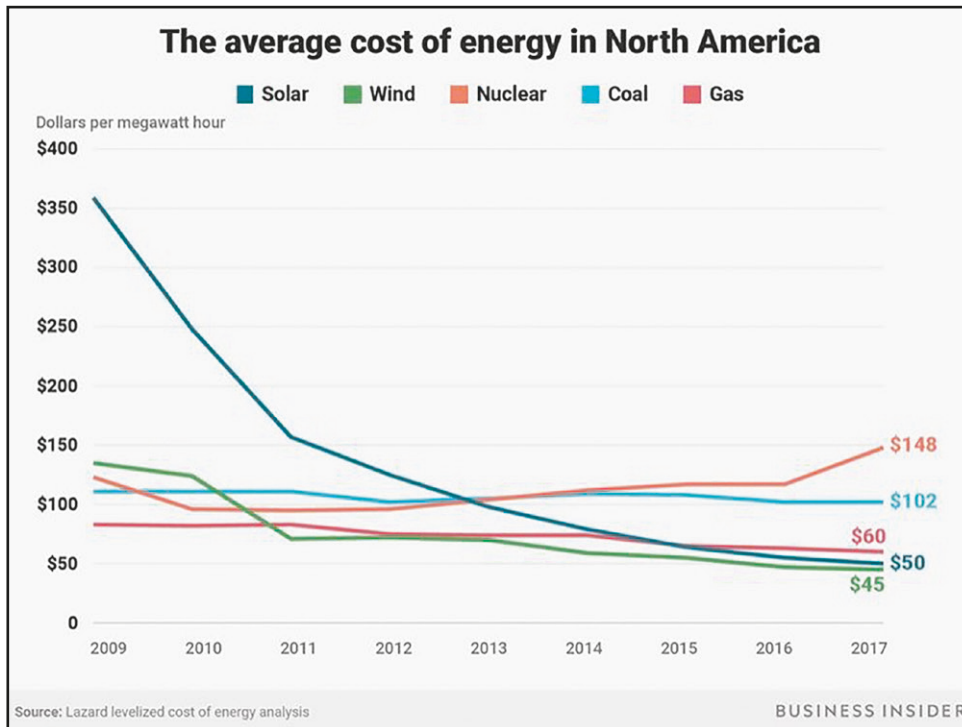
### **3.2.2 Geração distribuída**

A geração distribuída (GD) se caracteriza pela instalação de unidades produtoras de energia elétrica de pequeno ou grande porte próximos das cargas. Geralmente a GD é constituída por fontes de energia renovável, predominantemente solar.

Embora o parque de GD venha ocorrendo de forma mais lenta no Brasil, no mundo já se atingiu quase 160 GW de potência instalada. Um estudo recente, elaborado pela Navigants, projeta que a geração distribuída atingirá 345 GW de potência instalada em 2028 (Silverstein, 2019).

Uma motivação desse aumento de instalações é a redução do custo de energia gerada pelas fontes alternativas mais comuns, como é apresentado na Figura 3.3. O custo da energia produzida pelas eólicas nos Estados Unidos alcançou 45 US\$/MWh em 2017, o que representa uma redução de cerca de 65 % em relação ao valor de 2019, de 140 dólares. A maior redução em termos de valor ocorreu no caso da energia gerada a partir das usinas solares, que em 2009 era pouco mais de 350 US\$/MWh e em 2017 chegou a 50 US\$/MWh. Uma redução de mais de 300 dólares, ou cerca de 85 %, em apenas 8 anos.

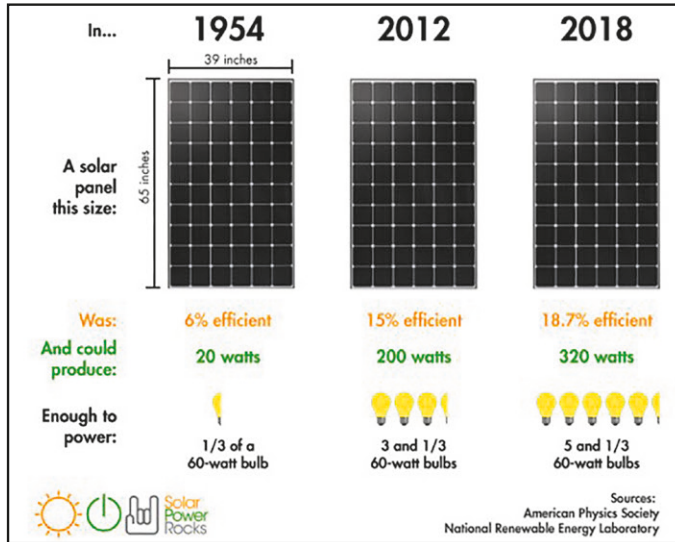
Figura 3.3 Variação do custo de energia de várias fontes de energia entre 2009 e 2017 nos Estados Unidos (Berke, 2018)



Nos últimos anos houve uma considerável evolução dos painéis fotovoltaicos e das turbinas eólicas, permitindo um aumento na taxa de energia gerada por painel e o aumento das potências das turbinas eólicas (ou aerogeradores).

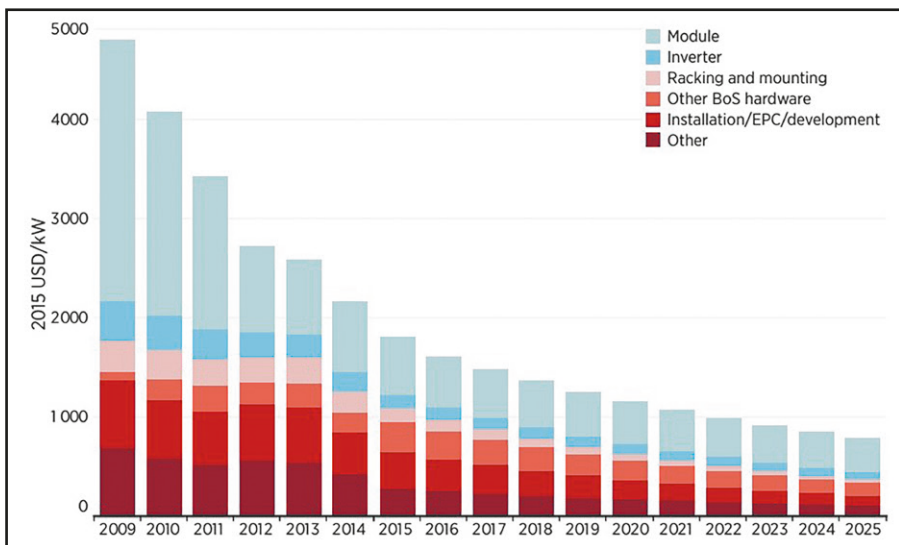
Na Figura 3.4 é apresentada a evolução dos painéis solares, que partiram de 20 W em 1954 para 320 W em 2018, representando aumento da eficiência de cerca de 200 % no período. Apenas entre 2012 e 2018 houve aumento significativo da potência gerada (60 %) e da eficiência (24 %), o que ressalta, em cerca de 6 anos apenas, a intensa evolução dessa tecnologia.

Figura 3.4 Crescimento da potência produzida por um painel solar (Zientara, 2018)



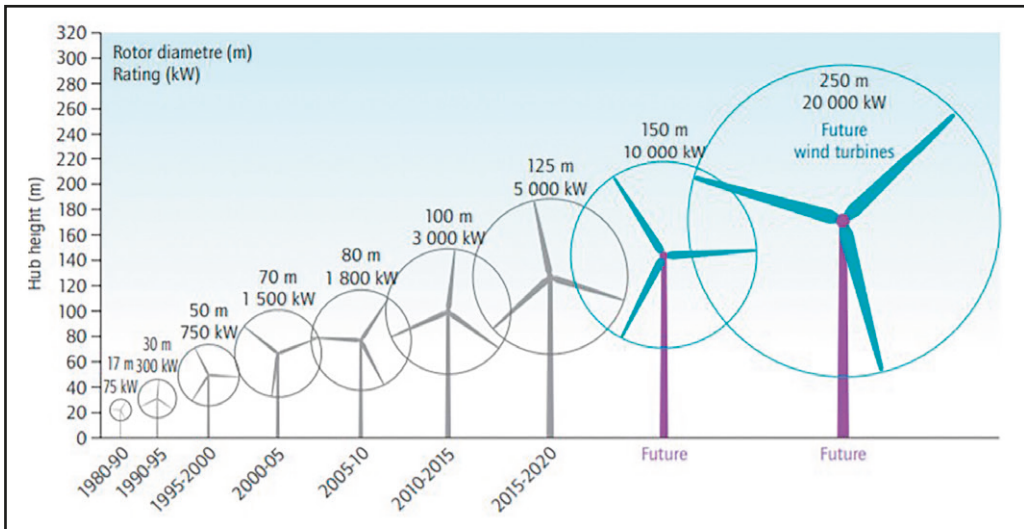
A evolução tecnológica da geração solar se resalta não só pelo aumento da eficiência e da capacidade específica do painel fotovoltaico, como também pela redução de custo. A Figura 3.5 apresenta preços verificados em 2009 e sua projeção até 2025 de diversos componentes de sistemas de geração solar instalado, onde se nota que o maior custo é o correspondente ao módulo.

Figura 3.5 Custo médio total ponderado global de energia solar PV instalada à escala de usina, 2009-2025 (IRENA, 2016)



Na Figura 3.6 é ilustrado o crescimento das turbinas eólicas desde 1980. Como se pode observar, a taxa de crescimento vem aumentando desde 2005 e é esperado que no futuro existam turbinas com a capacidade de cerca de 20 MW. Em (Kellner, 2019) é destacado que a GE espera ter, ainda em 2021, a certificação para a venda de turbinas de 12 MW de capacidade, indicando um possível adiantamento das previsões.

Figura 3.6 Crescimento em tamanho dos aerogeradores desde 1980 e prospectos. (IEA, 2013)



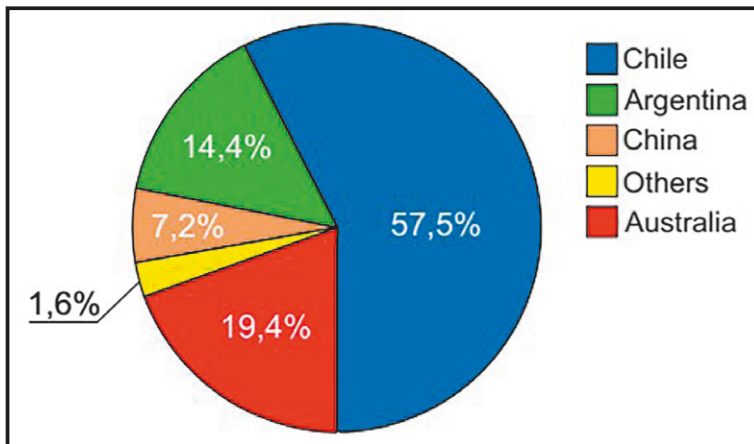
# EXPERIÊNCIA RECENTE NA OPERAÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar um panorama atual do armazenamento por baterias de lítio, partindo desde a localização do insumo até uma visão geral das baterias e das aplicações realizadas no mundo.

Na Figura 4.1 é ilustrada a localização das reservas de lítio em 2018. O foco nas reservas se dá pela ampla importância que o material possui. Como se pode observar, o Chile possuía cerca 8 milhões de metros cúbicos, equivalente a 57,5 % das reservas mundiais, seguido pela Austrália, com cerca de 2,7 milhões de metros cúbicos (19,4 %), Argentina (14,4 %) e China (7,2 %). Apenas esses quatro países concentram 98,4 % das reservas mundiais.



Figura 4.1 Reservas de lítio ao redor do mundo em 2018  
(Statista, 2019; U.S. Geological Survey, 2019)

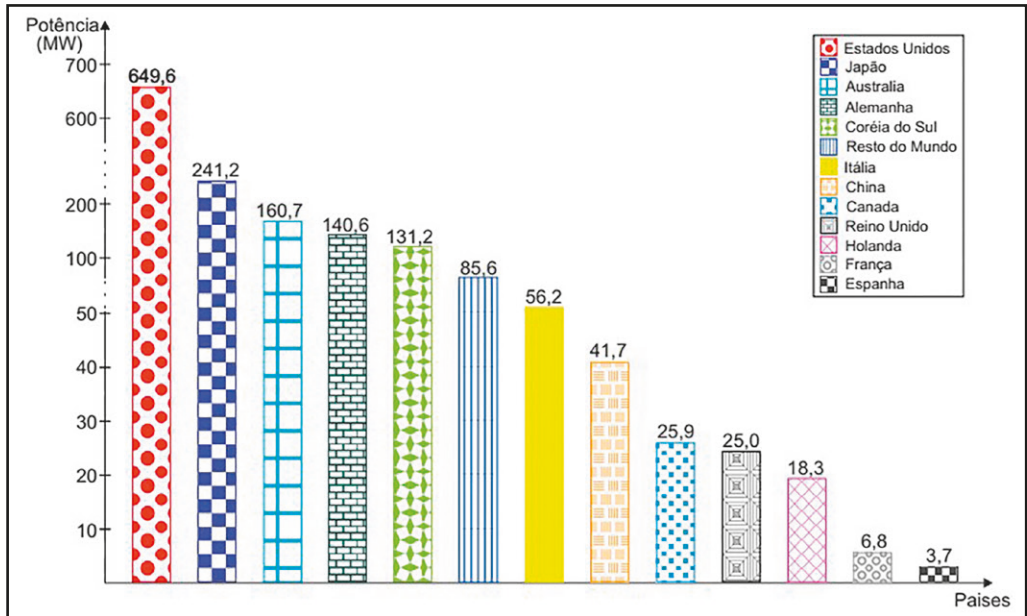


Apesar da maior disponibilidade ser no Chile, a principal extração é realizada na Austrália, que representa 43 % da produção mundial (Metso, 2019). Chile e a Argentina aparecem na sequência, com, respectivamente, 32,8 e 13,5 %.

A seguir é apresentado o atual cenário em termos de potência e energia das baterias instaladas ao redor do mundo, utilizando a base de dados do Departamento de Energia Americano (Department of Energy, 2019).

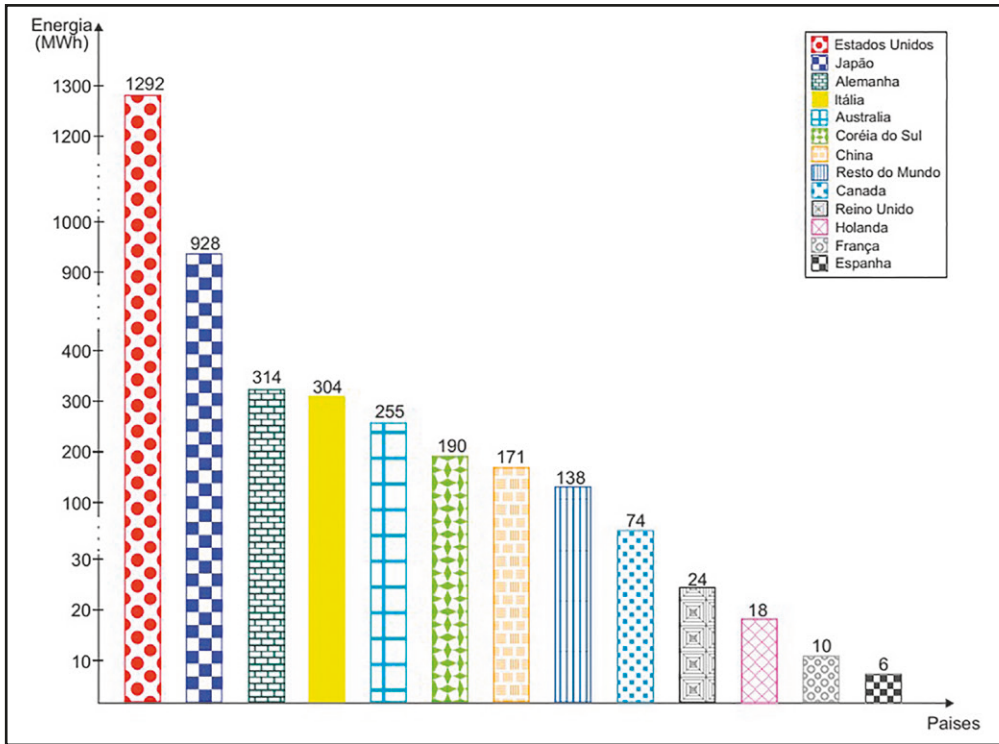
Como pode ser visto na Figura 4.2, os Estados Unidos têm a maior potência instalada, com cerca de 650 MW de potência. O país com a segunda maior potência instalada é o Japão, com cerca de 241 MW distribuídos em todo o seu território. Austrália, Alemanha e Coreia do Sul aparecem logo na sequência com potências superiores a 100 MW. Ainda merecem destaque Itália, China, Canadá, Reino Unido, Holanda, França e Espanha, finalizando a lista com os 12 países com maiores potências instaladas. O restante do mundo chega a apenas 85,6 MW, valor inferior aos cinco primeiros países da lista observados isoladamente.

Figura 4.2 Potência instalada de sistemas de armazenamento, tais como: baterias eletroquímicas e baterias de fluxo (Department of Energy, 2019)



No foco energético, a Figura 4.3 apresenta a capacidade de acúmulo de energia disponível ao redor do mundo. Na comparação com a Figura 4.2 observa-se que a ordenação dos países não é a mesma. Apenas Estados Unidos e Japão mantém suas posições em ambos os gráficos. A terceira maior capacidade de acúmulo de energia é observada na Alemanha, que possui cerca de 314 MWh. Itália, Austrália, Coreia do Sul e China fecham a sequência de países com energias maiores que 100 MWh.

Figura 4.3 Capacidade de acúmulo de energia de sistemas de armazenamento, tais como: baterias eletroquímicas e baterias de fluxo (Department of Energy, 2019)



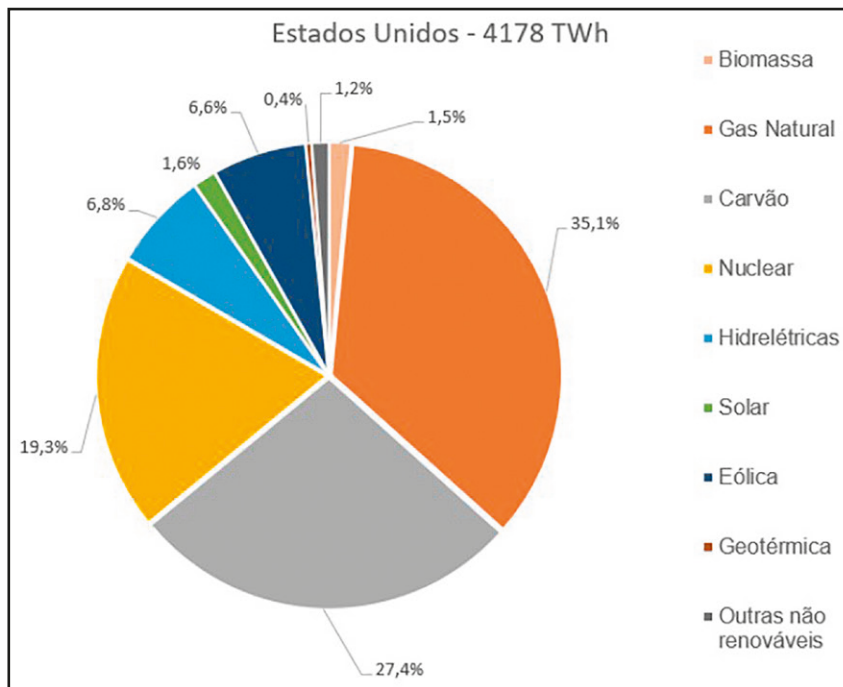
O ranqueamento dos 12 países com as maiores capacidades de acúmulo de energia é fechado com Canadá, Reino Unido, Holanda, França e Espanha.

Os principais países indicados nas figuras citadas são explorados em mais detalhe nos itens seguintes, com identificação das tecnologias de bateria utilizadas em paralelo às respectivas matrizes energéticas.

## 4.1 ESTADOS UNIDOS

Como pode ser observado na Figura 4.4, a geração total de energia nos Estados Unidos chegou a 4.178 TWh em 2018. As fontes mais representativas foram o gás natural (35,1 %), o carvão (27,4 %) e a nuclear (19,3 %). Destaca-se também que o fornecimento é majoritariamente termelétrico não renovável, com representatividade de 83 %. Dentre as renováveis, hidro e eólicas se destacam com mais de 6 % cada.

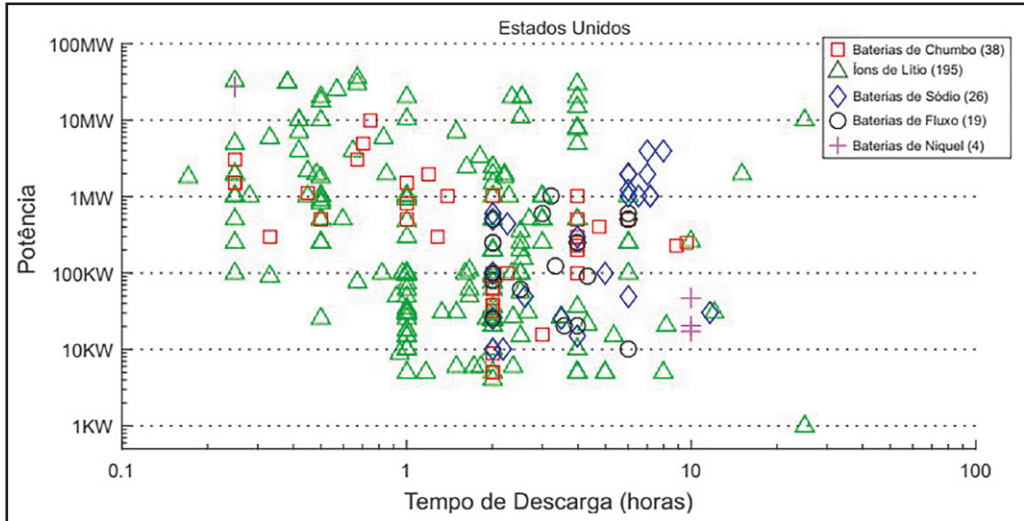
Figura 4.4 Geração por tipo de fonte nos Estados Unidos no ano de 2018 (EIA, 2019)



Como já ilustrado anteriormente, os Estados Unidos possuem a maior potência e a maior capacidade energética instalada do mundo. Entretanto, seu mercado de energia é dividido regionalmente, cada qual com sua gestão e operação independentes. A seguir são apresentados quatro desses mercados: PJM, CAISO, ERCOT e Havaí. Os três primeiros foram escolhidos por suas dimensões e importância, enquanto que o Havaí por ser um caso particular de sistema isolado.

Na Figura 4.5 é possível observar que as baterias de íons de lítio (em triângulos verdes) são as mais utilizadas nos Estados Unidos, totalizando 195 unidades instaladas, equivalente a 80 % do total. As baterias de chumbo aparecem em segundo lugar com 38 unidades instaladas. A lista também conta com baterias de sódio (26), de fluxo (19) e de níquel (4).

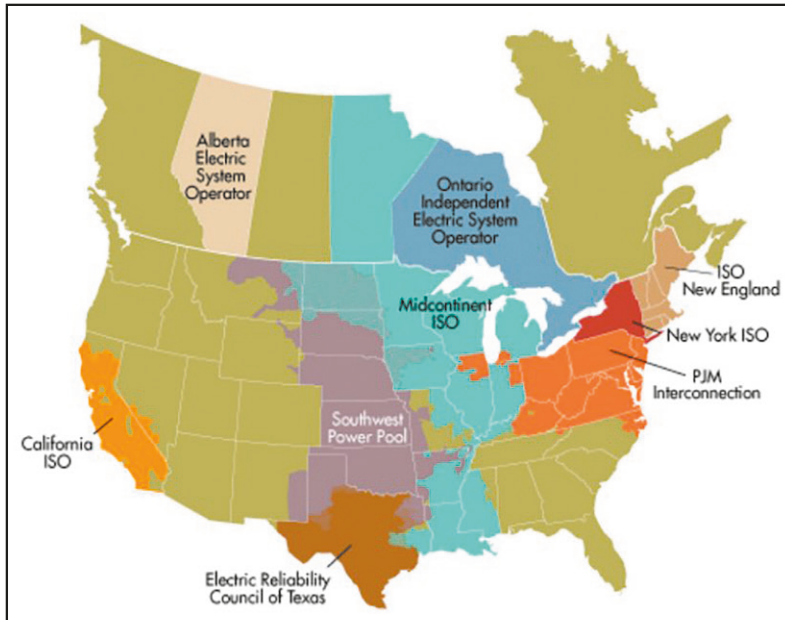
Figura 4.5 Baterias instaladas nos Estados Unidos, por tipo (Department of Energy, 2019)



### 4.1.1 Mercados de Energia Americanos

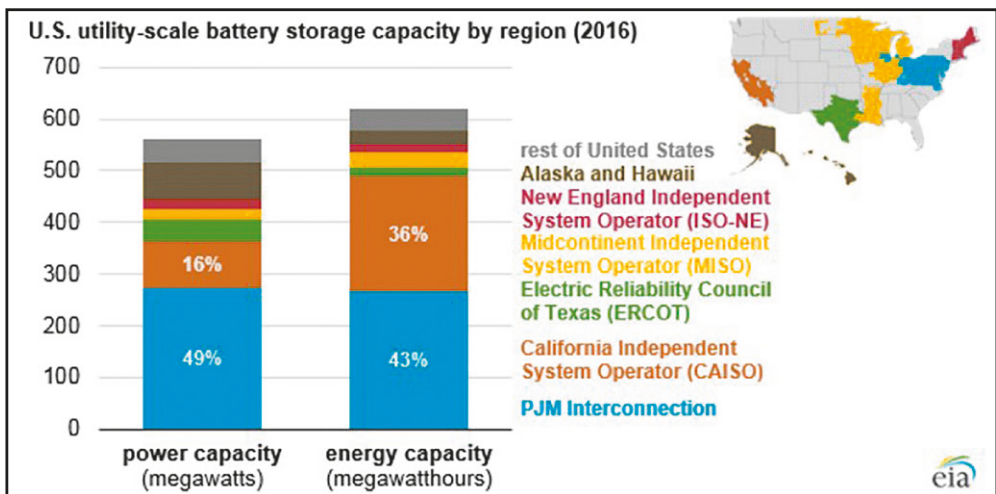
Os Estados Unidos possuem mercados de energia que se estendem, muitas vezes, por diversos estados. Nesses casos as empresas de energia se associam com o objetivo de buscar melhor eficiência e menor custo de atendimento. A Figura 4.6 apresenta os sete mercados de energia associados, que, quando somados, representam consumo de 2.200 TWh/ano, equivalente a cerca de 52 % do total de energia gerado nos Estados Unidos.

Figura 4.6 Mercados de energia americanos (CAISO, 2019)



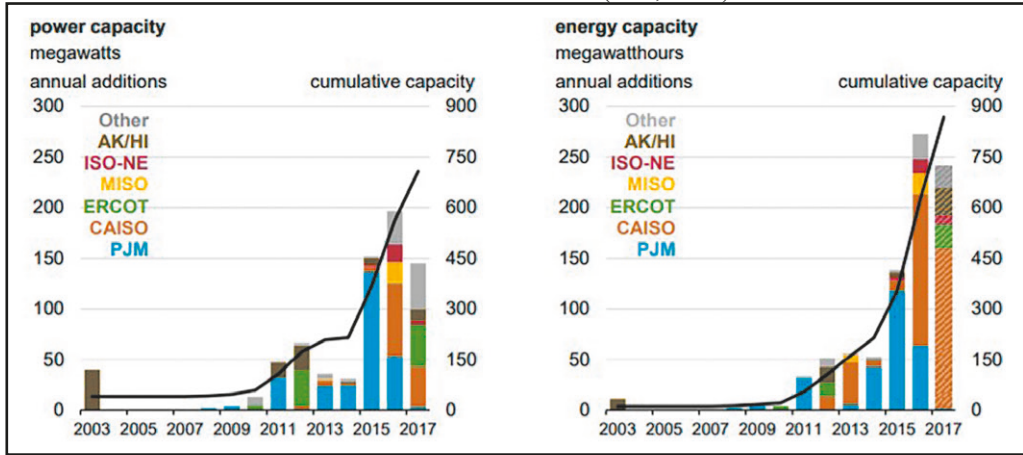
A Figura 4.7 ilustra a capacidade de armazenamento de cada mercado, onde se observa que os três com a maior capacidade em termos de potência são PJM, CAISO e ERCOT.

Figura 4.7 Capacidade de armazenamento dos Estados Unidos por operador do sistema (EIA, 2018)



Na Figura 4.8 é apresentada a evolução da capacidade instalada de sistemas de armazenamento nos operadores de mercado de energia americanos. Na última década, PJM e CAISO foram os mercados que mais aumentaram a participação de baterias em seus sistemas.

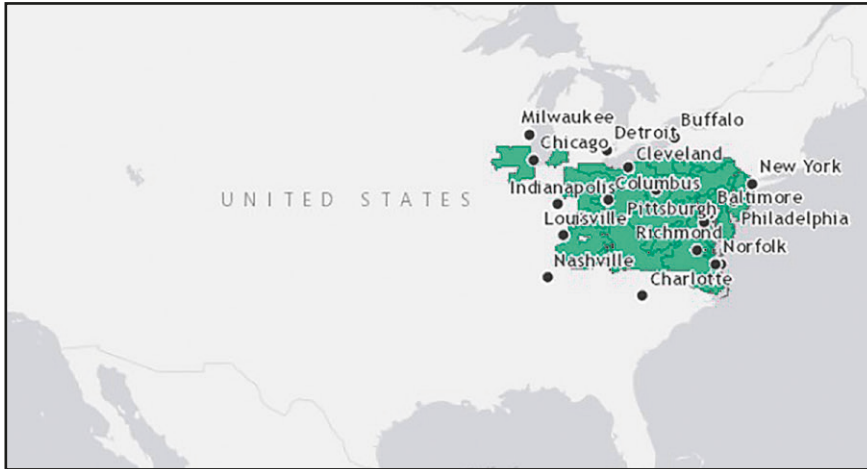
Figura 4.8 Evolução da potência instalada e da capacidade de armazenamento de energia instalada entre 2003 e 2017 (EIA, 2018)



## PJM

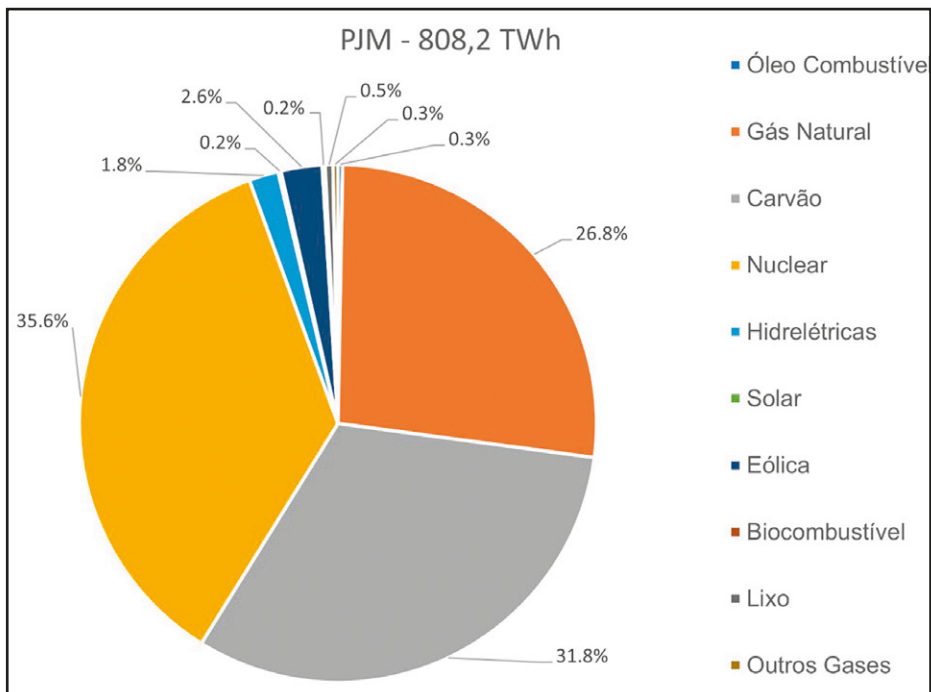
A sigla PJM vem da interconexão entre Pensilvânia, Nova Jersey e Maryland. Essa interconexão começou em 1927, com três usinas instaladas em Pensilvânia e Nova Jersey, e recebeu em 1956 a entrada de usinas de Maryland. Em 1997 o PJM se tornou uma organização independente e começou a operar como um mercado de energia baseado no custo, se tornando, em 1998, o primeiro mercado baseado no preço marginal locacional. O mapa da região atendida e operada pelo PJM é apresentado na Figura 4.9.

Figura 4.9 Mercado PJM (PJM, 2019)



Na Figura 4.10 é apresentada a contribuição de cada fonte na geração de energia em 2017, totalizando 808 TWh. Assim como na totalização nacional, gás natural, carvão e nuclear se destacam e representam, no caso, 94 % da geração.

Figura 4.10 Geração de energia no PJM em 2017 (Monitoring Analytics, 2018)



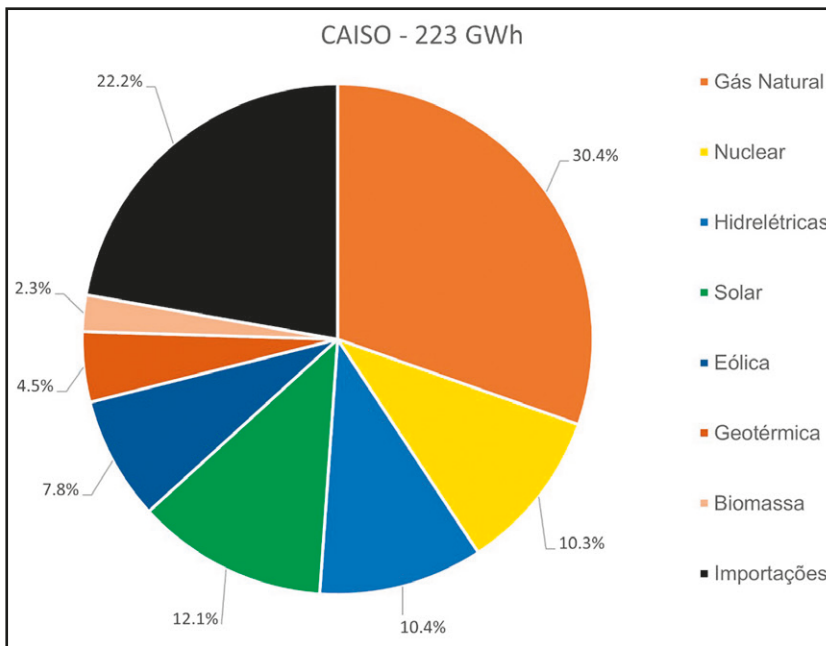


## CAISO

O Operador Independente do Sistema da Califórnia, CAISO, do inglês *California Independent System Operator*, opera no mercado de energia que inclui 80 % da Califórnia e uma pequena parte do estado de Nevada. A carga atendida por esse mercado corresponde a cerca de 35 % da carga da costa oeste.

No ano de 2018 o CAISO consumiu 223 GWh, tendo como principal fonte o gás natural, com 30,4 % de participação. Destaca-se que a Califórnia é uma das regiões dos EUA com maiores políticas sustentáveis, refletindo na participação de renováveis com maior representatividade que outros mercados. Ainda assim, gás natural, nuclear e importações ainda representam quase dois terços do consumo (California ISO, 2019).

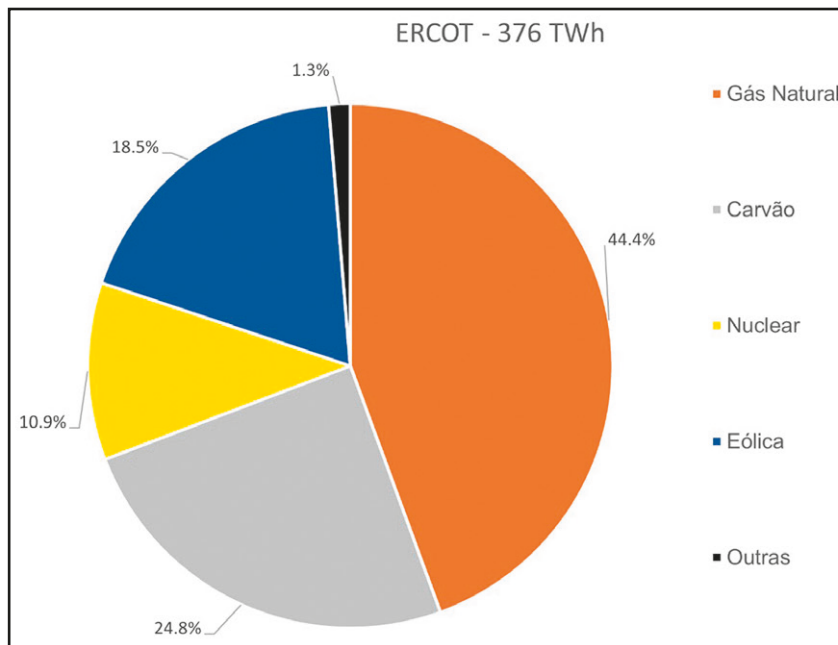
Figura 4.11 Geração de energia no CAISO (California ISO, 2019)



## ERCOT

O Conselho de Confiabilidade Elétrica do Texas, ERCOT, do inglês *Electric Reliability Council of Texas*, foi criado para gerenciar o fluxo de potência elétrica do estado do Texas. Apenas 10 % do estado do Texas não é gerenciado por esse mercado.

Figura 4.12 Geração de energia no ERCOT, por fonte de energia, no ano de 2018 (John, Greentech Media, 2019)



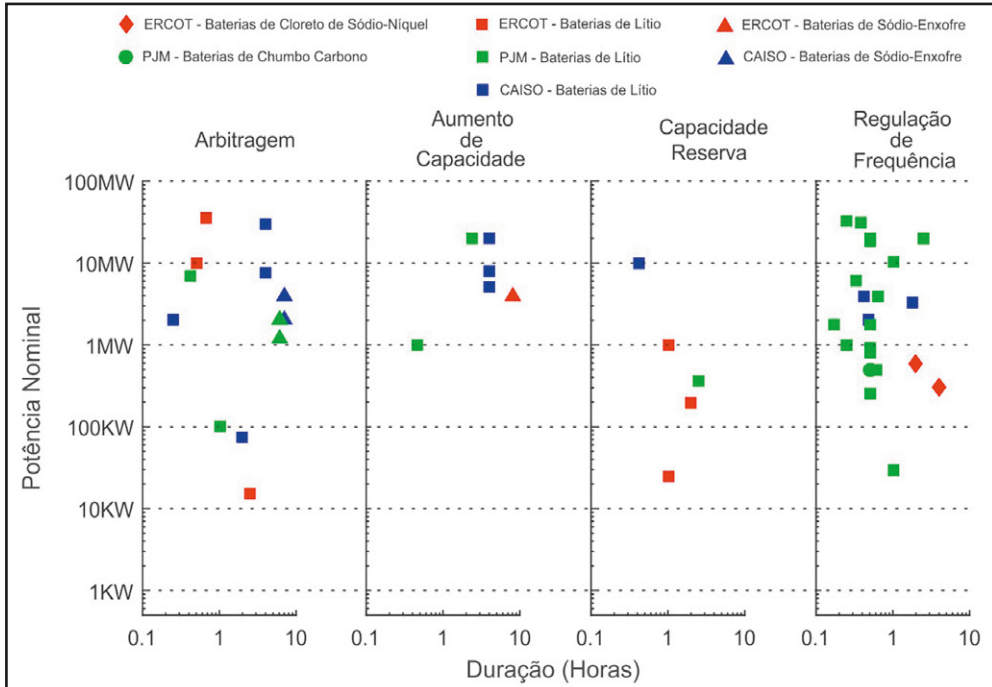
No ano de 2018 o ERCOT foi responsável por 376 TWh de energia. As três fontes termelétricas típicas dos EUA mantêm seu destaque com cerca de 80 % da geração.

#### 4.1.2 Aplicações típicas

Na Figura 4.13 são apresentadas as quatro funções mais exercidas pelas baterias nos três mercados citados. A regulação de frequência é a função mais recorrente, com destaque para sua aplicação no PJM, com 24 baterias, das quais 23 são de íons de lítio. CAISO e ERCOT vêm na sequência com 3 e 2 baterias, respectivamente. Uma curiosidade é que embora as baterias de íons de lítio sejam amplamente empregadas no PJM e no CAISO para regulação de frequência, no ERCOT são preferidas as de cloreto de sódio-níquel.

A segunda aplicação mais utilizada é a de arbitragem, com 15 baterias instaladas nos três mercados, sendo PJM e CAISO com seis cada e as três restantes no ERCOT. Este último possui apenas íons de lítio, no PJM a maioria é do tipo sódio-enxofre e no CAISO existem 3 de cada.

Figura 4.13 Baterias instaladas no ERCOT, PJM e CAISO

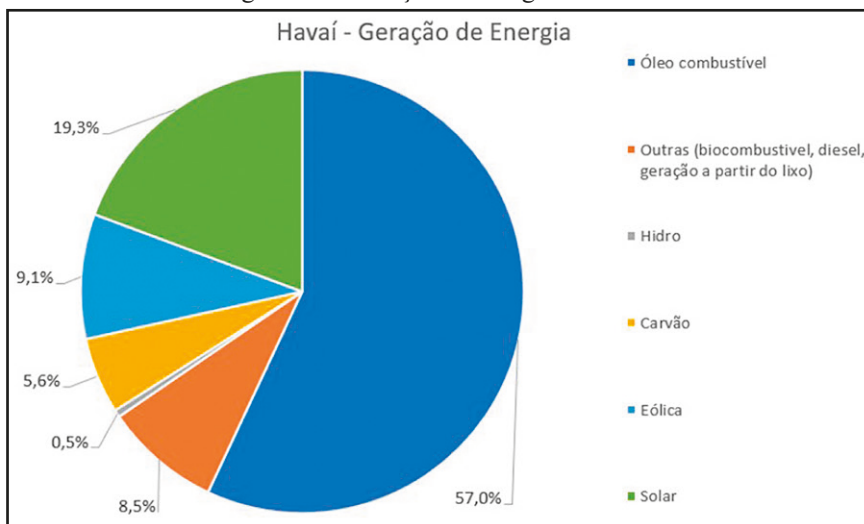


Quando se observa a função de capacidade reserva, pode-se constatar que a maior parte das baterias usadas está no mercado texano, com 3 baterias instaladas. PJM e CAISO têm apenas uma cada. Todas as baterias instaladas para essa função são de íons de lítio. No caso de aumento da capacidade o CAISO se destaca com seis unidades, cinco de íons de lítio e uma de sódio-enxofre.

### 4.1.3 Havaí

O sistema elétrico do Havaí é 95 % alimentado pelas companhias elétricas havaianas (Hawaiian Electric, Maui Electric e Hawai'i Electric Light), sendo que cerca de 57 % da geração é procedente da queima de óleo combustível. O restante das termelétricas não é expressivo como nos outros estados, sendo o carvão a segunda mais significativa, com apenas 5,6 %. A energia solar, oriunda principalmente de instalações dos próprios consumidores, é bastante significativa, representando 19,3 % da produção total. De acordo com (Hawaii State Energy Office, 2018) o Havaí possui um ousado plano de, a partir de 2045, gerar toda sua energia de fontes 100 % renováveis e já vem fazendo análises de interligações entre suas ilhas.

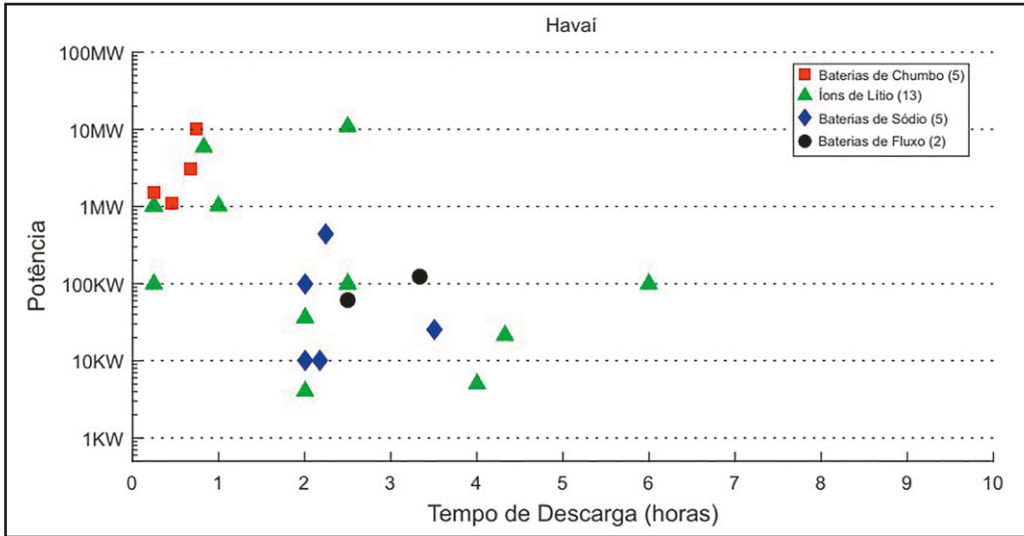
Figura 4.14 Geração de energia no Havái



Na Figura 4.15 são apresentadas as baterias instaladas no Havái. Ao todo 25 baterias estão em operação, com predominância de íons de lítio (13). Observa-se que as baterias de chumbo operam apenas com elevadas potências e curtos períodos de descarga, ao contrário das de sódio e de fluxo, destinadas para intervalos superiores a duas horas e potências da ordem de dezenas ou centenas de kW. O lítio é utilizado em todas as aplicações, com boa variação de potência e de duração.

As duas baterias de fluxo em operação são usadas para restauração do sistema elétrico (*black start*), após o desligamento dos geradores e um consequente desligamento total ou parcial da rede. Das oito baterias com duração inferior a uma hora, cinco são utilizadas para regulação de frequência, sendo três de íons de lítio e duas de chumbo.

Figura 4.15 Baterias instaladas no Haváí

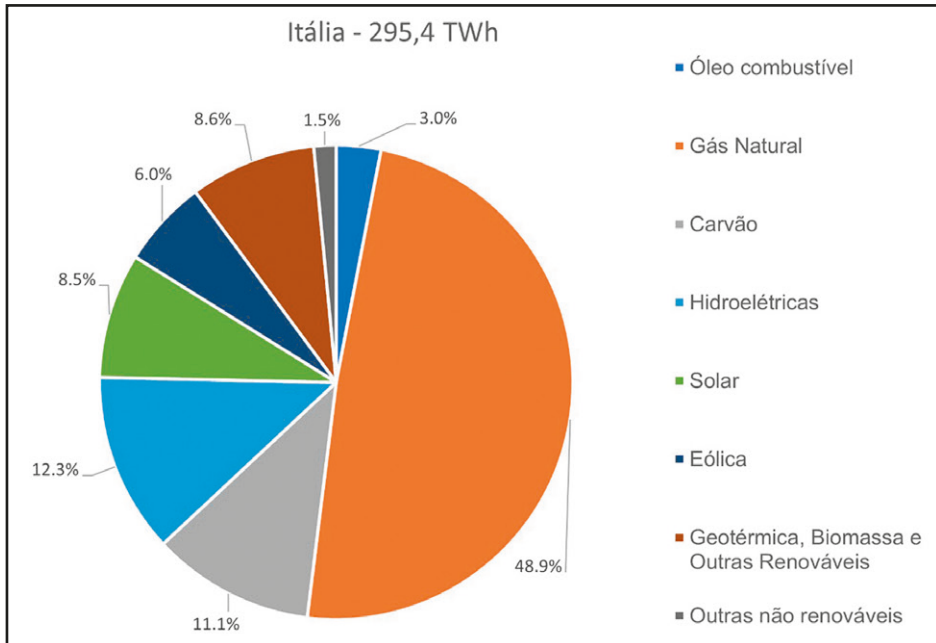


Um projeto de destaque em operação está localizado em Ulupalakua Ranch, a cerca de 20 km sudoeste de Maui, junto ao Projeto Eólico de Auwahi, composto por oito turbinas Siemens, de 3 MW cada, e baterias de lítio com capacidade de 11 MW/27,5 MWh. Esse sistema de armazenamento tem por finalidade auxiliar a geração para atender requisitos operacionais de partida e de desligamento em rampa, sem causar variações repentinas à rede convencional.

## 4.2 ITÁLIA

A Itália é lembrada como pioneira na troca massiva de seus medidores de energia convencionais para medidores inteligentes, facilitando a inserção de geração de energia distribuída, porém o gás natural ainda é sua principal fonte de energia. Na Figura 4.16 são apresentados os percentuais das fontes de energia na geração de eletricidade na Itália em 2017.

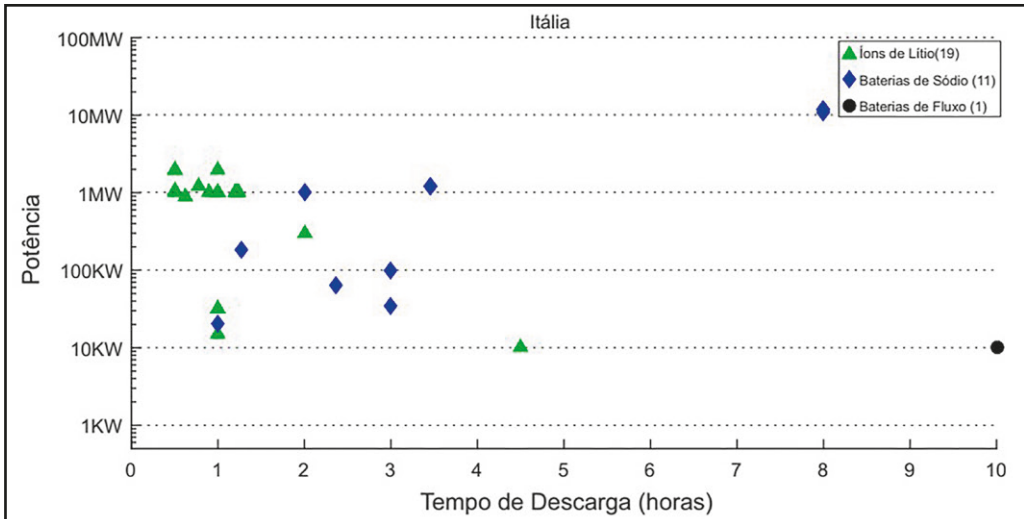
Figura 4.16 Geração de energia na Itália em 2017



A principal fonte italiana é o gás natural, sendo responsável por quase metade do atendimento de eletricidade do país. Dentre as restantes se destaca a solar, com 8,6%. Esse valor é bastante significativo por ser um recurso que começou a ser explorado comercialmente há menos de uma década e já tem quase a mesma representatividade do carvão e de hidrelétricas.

A aplicação de sistemas de armazenamento é apresentado na Figura 4.17, sendo composto por 31 baterias, com destaque para potências de 20 kW a 2 MW e predominância do lítio (19), seguido pelo sódio (11).

Figura 4.17 Baterias em operação na Itália em 2019



Destaca-se que quase metade das baterias de lítio são dedicadas para *black start*, sendo seis delas com 1 MW de potência. Outras duas são utilizadas para regulação de frequência e duas para suporte de tensão. A bateria de íons de lítio com maior duração está instalada em uma planta de energia renovável e tem capacidade de atendimento de quatro horas e meia, com 10 kW, e é da variação LiTiO (óxido de titanato de lítio). Seu objetivo é deslocar a geração no tempo, utilizando a energia em um momento de maior necessidade.

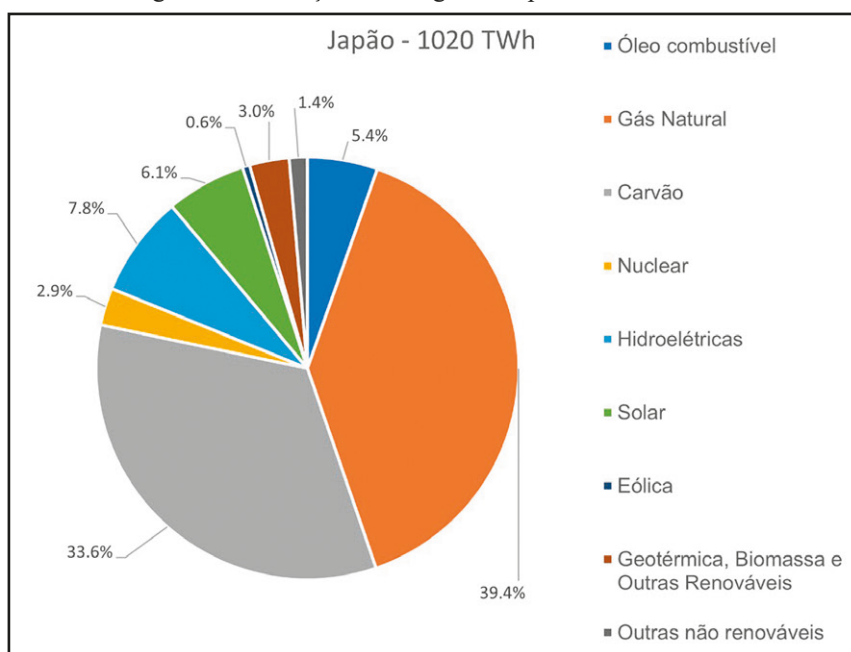
As baterias de sódio utilizadas têm, em geral, tempo de descarga maior, além se destacarem como as três de maior potência instalada, superiores a 10,8 MW para descargas de oito horas. Essas três são prioritariamente utilizadas para regulação de frequência, mesmo com a elevada capacidade de acúmulo de energia. Por fim, há apenas uma bateria de fluxo do tipo VRFB (*Vanadium Redox Flow Battery*) com 10 kW e 10 horas de duração, utilizada para aumentar a capacidade firme de renováveis.

O projeto de maior potência, 35 MW, pertence à Terna Electric e tem três funções: regulação de frequência, suporte de tensão e alívio da rede de transmissão. As baterias são de sódio-enxofre e foram instaladas em Castelfranco, Flumeri e Avellino. As capacidades são as três maiores supracitadas de, respectivamente, 12, 12 e 10,8 MW. Uma segunda fase do projeto deve ser realizada na Sicília e na Sardenha, compreendendo 16 MW e as tecnologias de lítio e de fluxo (Bellini, 2018).

## 4.3 JAPÃO

O Japão foi sempre conhecido por sua geração nuclear, porém, após o acidente de Fukushima, sua estratégia vem sendo modernizada. Como pode ser visto na Figura 4.18, em 2017 a geração de energia do Japão foi majoritariamente atendida por gás natural (39,4 %) e carvão (33,6 %). A geração renovável, de aproximadamente 17 %, está em ampliação, com tendência de novos projetos principalmente de fonte eólica no mar.

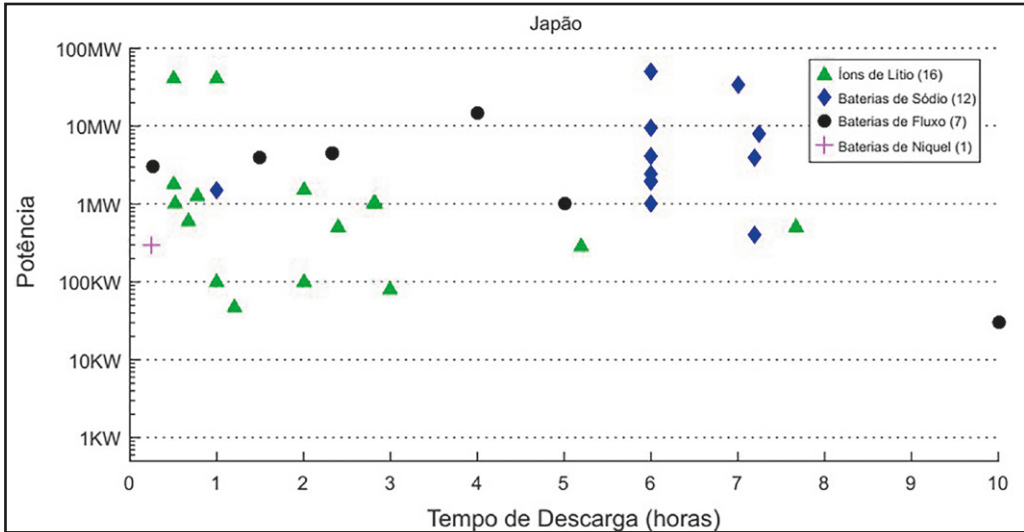
Figura 4.18 Geração de energia no Japão no ano de 2017



As baterias instaladas no Japão, ilustradas na Figura 4.19, têm tempo de descarga variado e, em geral, potências superiores a 100 kW. Ao todo são 36 unidades, das quais sete fazem regulação de frequência, cinco arbitragem e 11 têm aplicação que envolve geração renovável. Destaca-se a representatividade de baterias de sódio com mais de 1 MW e 6 horas de duração, utilizadas em sua maioria para realizar corte de consumo em horário de ponta.



Figura 4.19 Baterias em operação no Japão em 2019



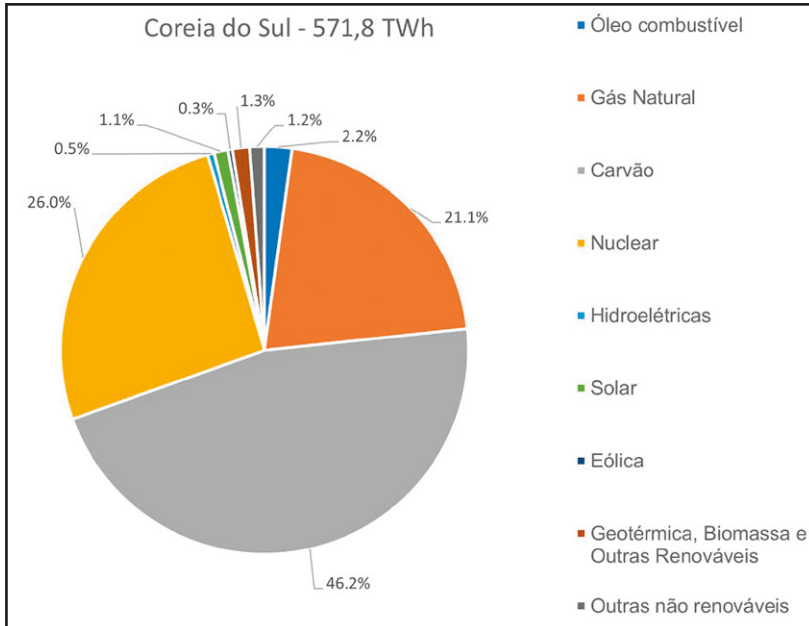
Dois projetos operacionais merecem destaque. O primeiro é fruto de uma parceria entre Toshiba e a Tohoku Electric e está localizado nas proximidades de Fukushima. Ele conta com baterias de íons de lítio de 40 MW/40 MWh e tem como finalidade o deslocamento da energia gerada por renováveis para melhorar sua previsibilidade (Kaneko, 2016).

O segundo projeto foi implantado na cidade de Buzen pelas empresas Mitsubishi Electric, NGK Insulators e Kyushu Electric Power. Ao todo são 252 contêineres em uma área de 14.000 m<sup>2</sup>, com baterias de sódio enxofre de 50 MW/300 MWh. O objetivo é melhorar a regulação de frequência e elevar o nível de previsibilidade da energia gerada pelas renováveis (NGK Insulators, 2016).

## 4.4 COREIA DO SUL

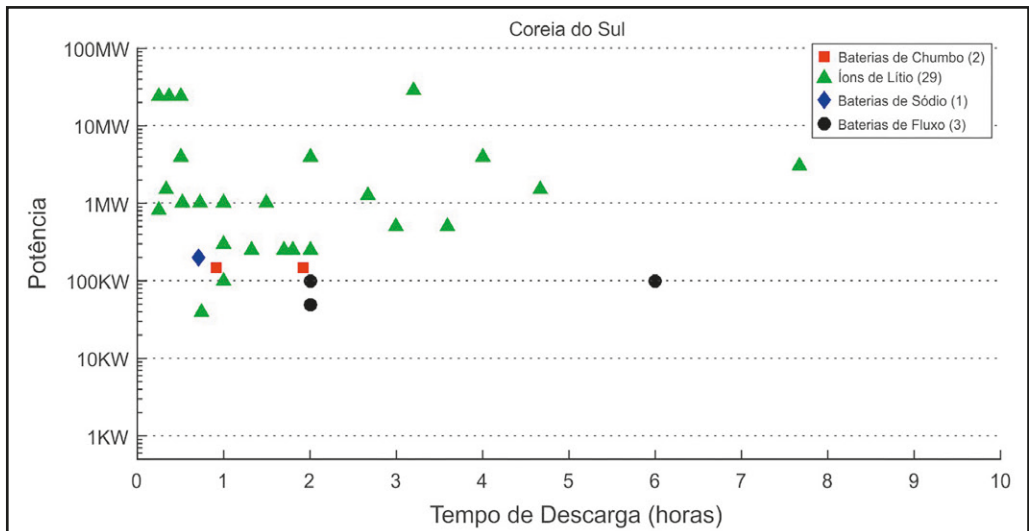
Na Coreia do Sul a geração de energia é majoritariamente de termoelétricas, sendo 93 % oriundo de carvão, gás natural e nuclear. As energias renováveis são insignificantes na produção total. A Figura 4.20 ilustra a matriz energética completa.

Figura 4.20 Geração de energia na Coreia do Sul em 2017



Na Figura 4.21 observa-se a predominância das baterias de íons de lítio, especialmente com potências superiores a 200 kW e duração de poucas horas. As aplicações são, em geral, utilizadas para gestão do consumo próprio, com casos pontuais de regulação de frequência e controle da geração.

Figura 4.21 Baterias em operação na Coreia do Sul em 2019



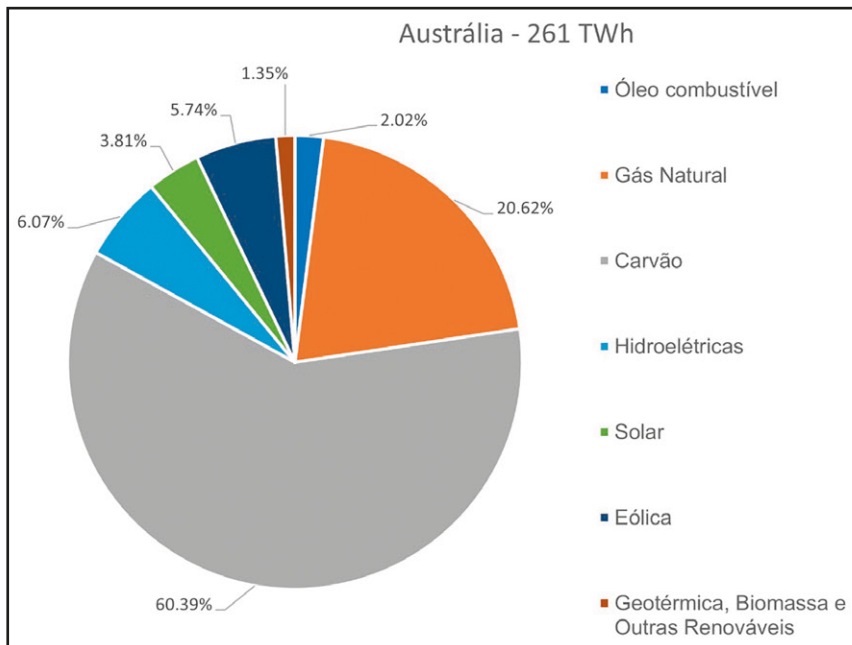
Entre os projetos citados, três merecem destaque especial:

- Uma aplicação de três baterias de lítio com óxido de níquel manganês cobalto ( ) para regulação de frequência, que totalizam 56 MW / 20 MWh;
- A instalação na fábrica da LG Chem em Iksan, com 3 MW / 23 MWh para operação complementar à usina fotovoltaica local. Espera-se economizar 1,2 milhões de dólares anualmente, além da melhoria na continuidade do atendimento elétrico local;
- Na subestação de West Ansong, com 28 MW / 89,6 MWh para finalidade múltipla: regulação de frequência, alívio da rede de transmissão e suporte de tensão.

## 4.5 AUSTRÁLIA

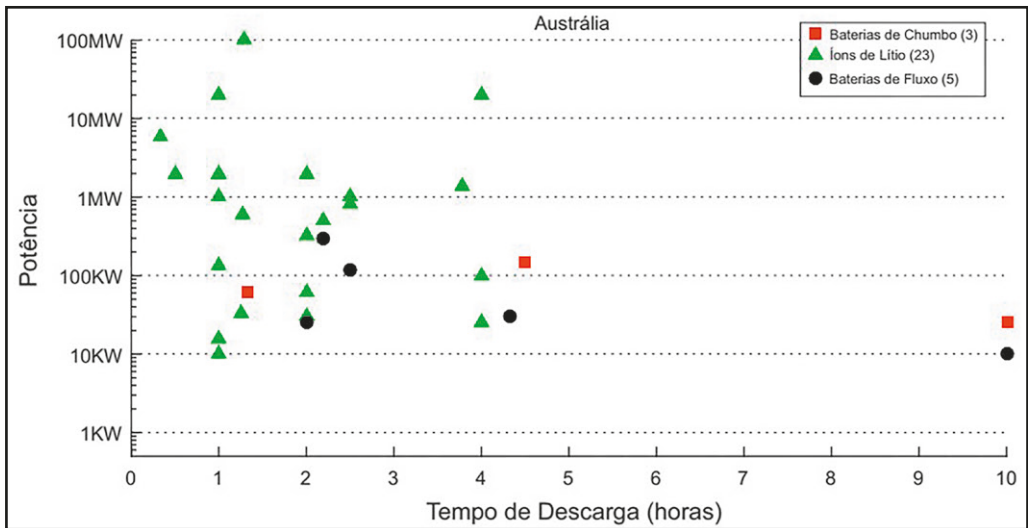
A Figura 4.22 apresenta as participações das fontes na geração de energia da Austrália, onde observa-se principalmente o uso do carvão e do gás natural. A geração renovável com característica intermitente é de quase 10 %, equivalente a 261 TWh.

Figura 4.22 Geração de energia na Austrália em 2018



As baterias instaladas, indicadas na Figura 4.23, se concentram especialmente na faixa entre 10 kW e 10 MW, com duração de até 5 horas. Assim como na maioria dos outros países, a tecnologia de íons de lítio é predominante. A aplicação mais frequente é a gestão da energia gerada para atendimento à carga em horário distinto. Por outro lado, duas aplicações atípicas se destacam com duração de 10 horas, sendo uma de chumbo, para estratégias de preço da demanda, e outra de fluxo, para controle da demanda em termos energéticos.

Figura 4.23 Baterias instaladas na Austrália

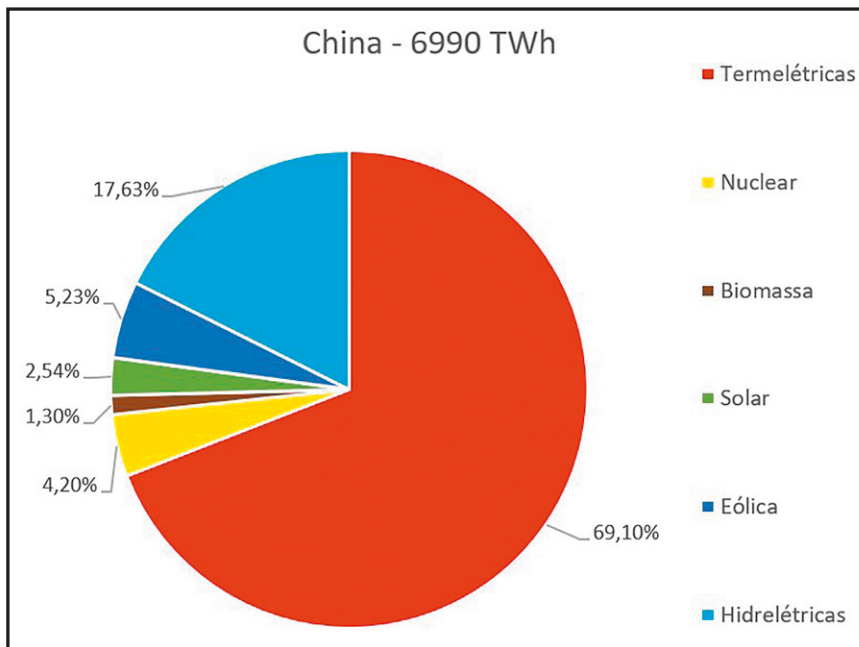


O projeto de maior potência, com 100 MW/129 MWh, está instalado junto à subestação de *Mount Lock*, na rede elétrica do estado da Austrália do Sul, a 220 km de sua capital Adelaide. O sistema opera de forma casada à usina eólica de Hornsdale, de 315 MW, e tem por objetivo aumentar a confiabilidade da rede e prover serviço de regulação de frequência.

## 4.6 CHINA

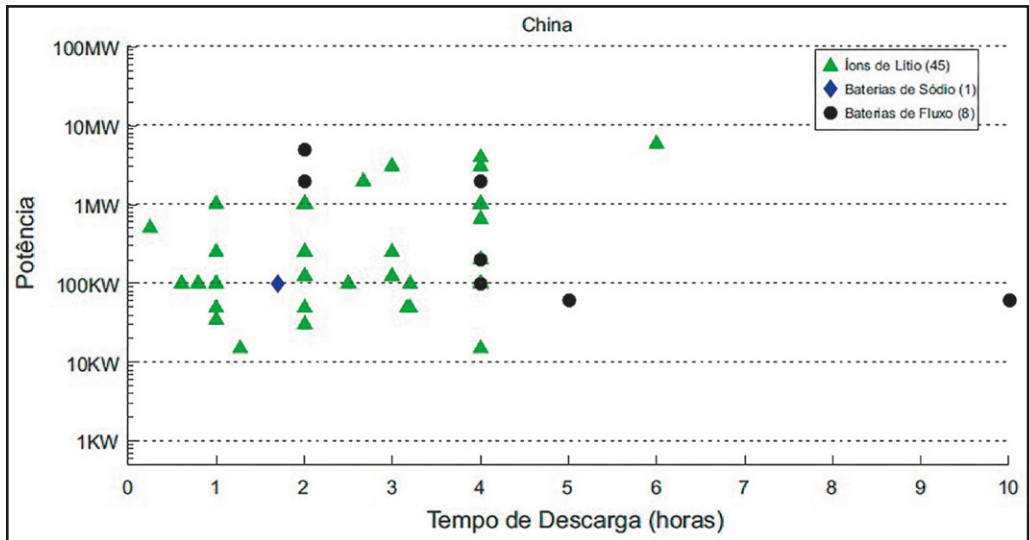
A Figura 4.24 apresenta a participação das fontes na matriz de geração de energia elétrica da China. As termelétricas em geral atendem mais de 70 % da demanda, com participação de renováveis intermitentes de quase 8 %.

Figura 4.24 Geração de Energia na China em 2018



A China é o segundo país com maior número de baterias instaladas, com 53 unidades. A Figura 4.25 apresenta a distribuição de capacidades e tecnologias, onde cerca de 85 % são de íons de lítio e a grande maioria tem duração inferior a quatro horas. O banco de dados do departamento de energia americano não relata nenhuma bateria instalada acima de 10 MW ou abaixo de 10 kW, provavelmente por sigilo industrial. Aproximadamente metade das instalações é associada à geração de renováveis, com outras 14 dedicadas à regulação de frequência. As unidades restantes são utilizadas para arbitragem ou *black start*.

Figura 4.25 Baterias instaladas na China

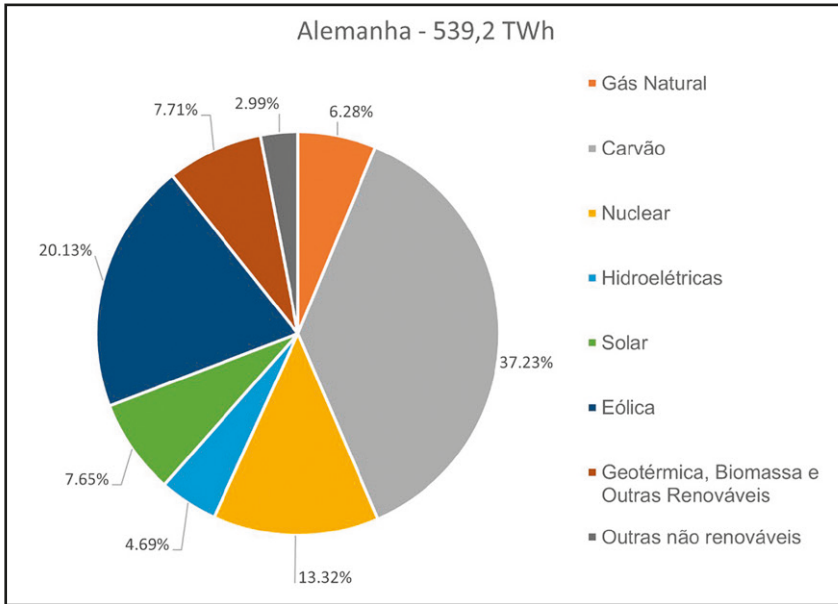


Um dos principais projetos em operação na China foi desenvolvido pela *Zhangbei National Wind and Solar* para operação conjunta à sua usina, composta por 100 MW eólico e 40 MW solar. A instalação é composta por cinco bancos de bateria, sendo quatro de lítio do tipo , totalizando 14 MW/63 MWh, e uma de fluxo, de 2 MW/8 MWh. Os sistemas são utilizados para regulação de frequência, suporte à rampa de geração e deslocamento da produção, com uma das unidades ainda realizando suporte de potência reativa.

## 4.7 ALEMANHA

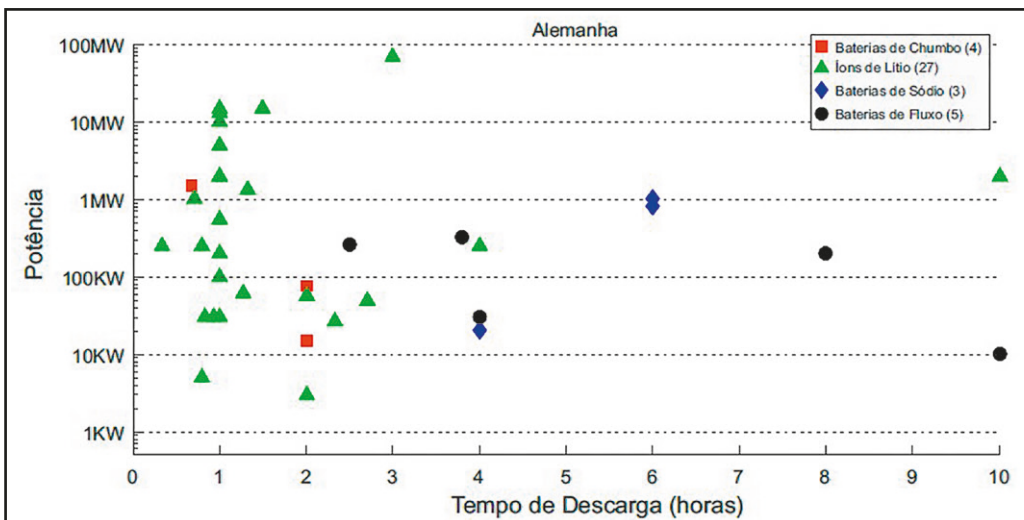
O atendimento à demanda de eletricidade da Alemanha é realizado principalmente por termelétricas, porém há significativa participação de renováveis, com destaque para eólica (20,1 %) e solar (7,7 %). A Figura 4.26 ilustra as fontes em detalhe. Destaca-se que o país passa por um processo de transição, atendendo principalmente a um plano de desligar todas as nucleares até 2022.

Figura 4.26 Geração de Energia na Alemanha em 2018



Em março de 2019 a Alemanha possuía 39 baterias instaladas, distribuídas conforme ilustrado na Figura 4.27. A tecnologia de íons de lítio é a mais frequente, especialmente em aplicações de baixa duração.

Figura 4.27 Baterias instaladas na Alemanha

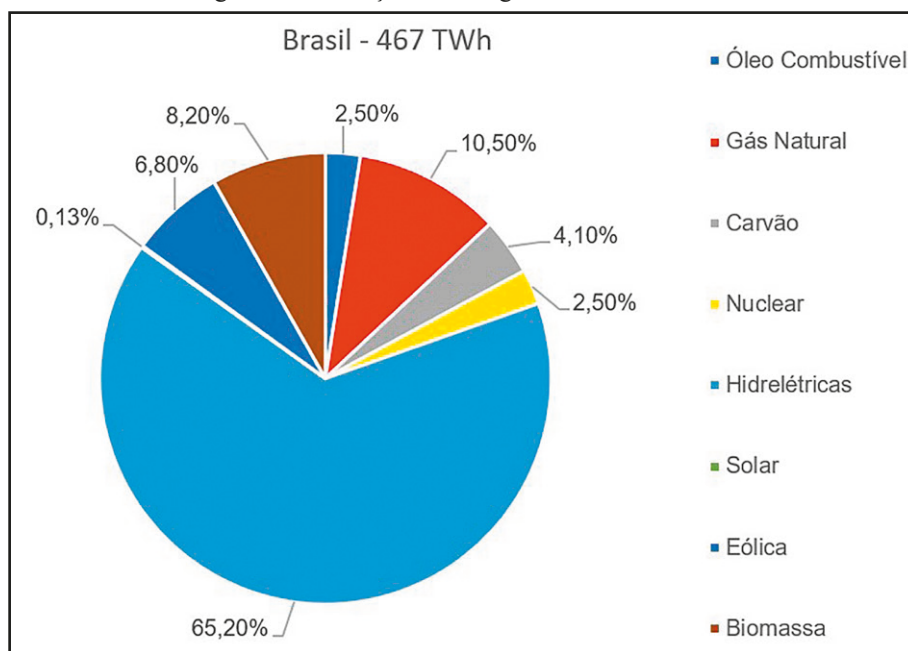


Um projeto interessante, desenvolvido pelo Instituto Fraunhofer, conectou 2 MW/20 MWh de baterias de íons de lítio ao barramento de corrente contínua de turbinas eólicas com 2MW. O esquema de instalação reduz a necessidade de investimento em conversores e reduz perdas e os custos de manutenção. A instalação é capaz de realizar serviços de resposta à demanda, *black start* e aumento da capacidade de potência da microrrede (Fraunhofer ICT, 2016).

## 4.8 BRASIL

O Brasil tem a maior parte de sua geração oriunda de hidrelétricas e ainda conta com participação significativa de outras fontes renováveis, como pode ser observado na Figura 4.28.

Figura 4.28 Geração de Energia no Brasil em 2018



A instalação de sistemas de armazenamento se encontra em estágio anterior aos países citados, com a presença de poucos projetos-piloto, ainda pouco difundidos.

Entre os projetos em operação, merecem destaque:

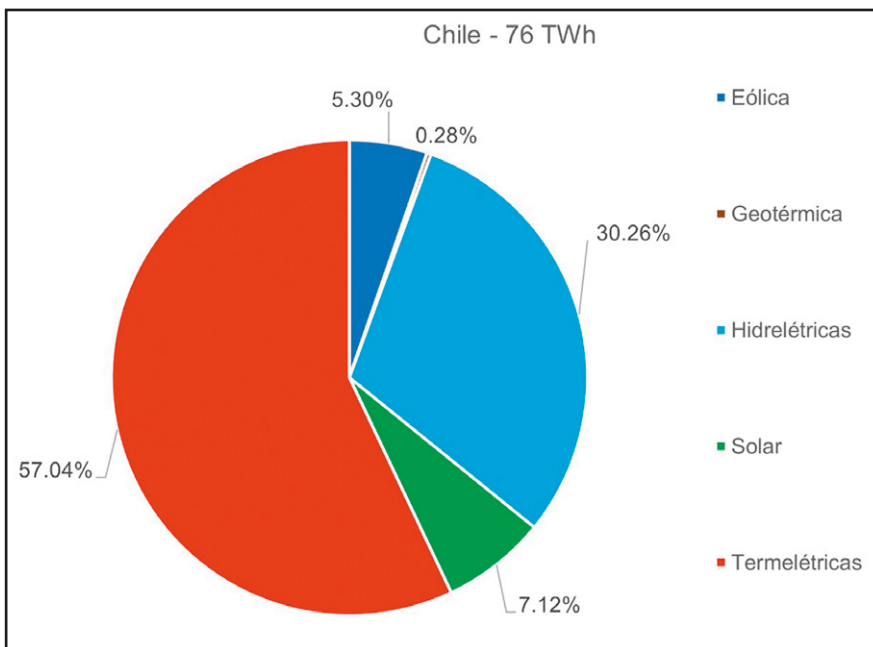


- AES Tietê em Bariri/SP, com baterias de íons de lítio de 161 kW, para suporte à demanda no horário de ponta, postergação de investimentos e prestação de serviços auxiliares (Ambiente Energia, 2018);
- Neoenergia em Fernando de Noronha, com dois módulos de 280 kW cada, para estudos de um projeto de P&D (Freitas, 2018; Bitencourt, 2018);
- Eletrobrás no Amazonas, para a reforma e reativação de 12 miniusinas fotovoltaicas com operação isolada.

## 4.9 CHILE

A geração de energia elétrica no Chile alcançou 76 TWh no ano de 2018, dos quais cerca de 12,42 % são procedentes das fontes eólica e solar.

Figura 4.29 Geração de Energia no Chile em 2018



Apesar de se destacar no cenário latino-americano, o país ainda possui poucos projetos de armazenamento, com destaque para três aplicações:

- Uma unidade de 180 kW/320 kWh para operação conjunta à geração fotovoltaica de 156 kW do *Tierra Atacama Hotel*;
- Um banco de baterias de 120 MW/120 MWh utilizada para aumentar a capacidade de reserva da região norte do Chile e, conseqüentemente, a estabilidade do sistema;
- Um sistema de 20 MW/6,6 MWh, também dedicado à capacidade de reserva.

## 4.10 OUTROS PAÍSES

Completando a lista de países com experiências relevantes em sistemas de armazenamento, com atenção especial às aplicações na rede (e não para uso residencial), devem ser citados: Espanha, Holanda, Canadá, Reino Unido e França. As figuras seguintes ilustram as respectivas matrizes energéticas, com comentários na sequência.

Figura 4.30 Geração de Energia na Espanha em 2017

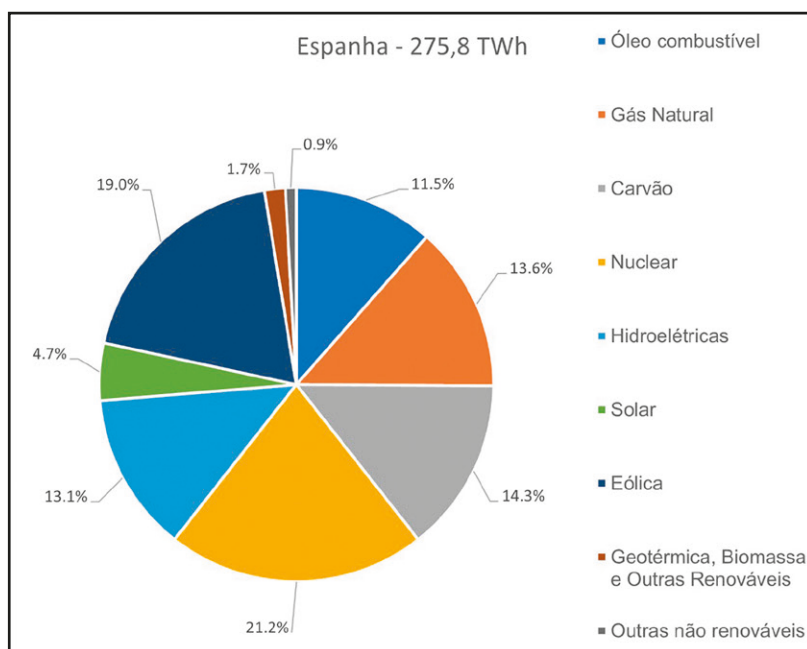


Figura 4.31 Geração de Energia na Holanda em 2017

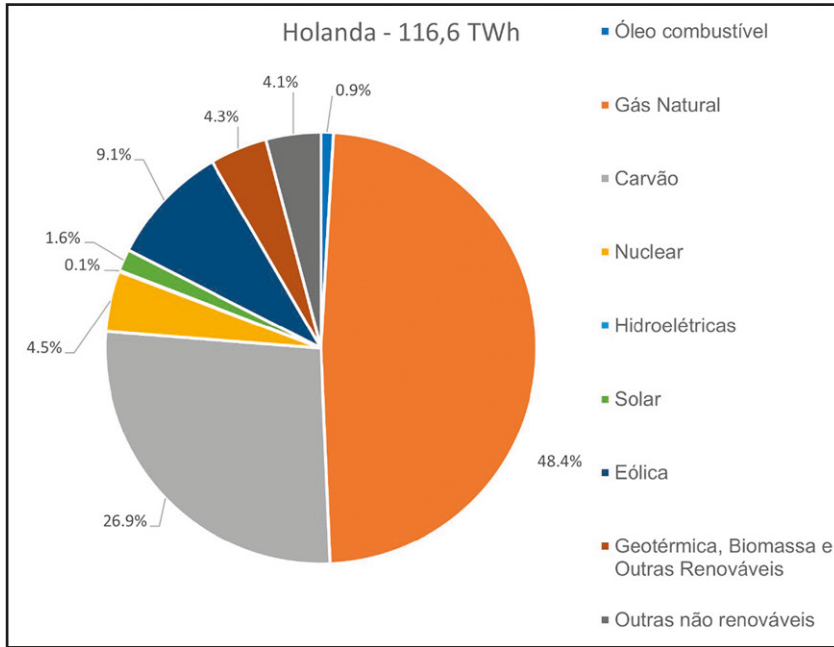


Figura 4.32 Geração de Energia no Canadá em 2017

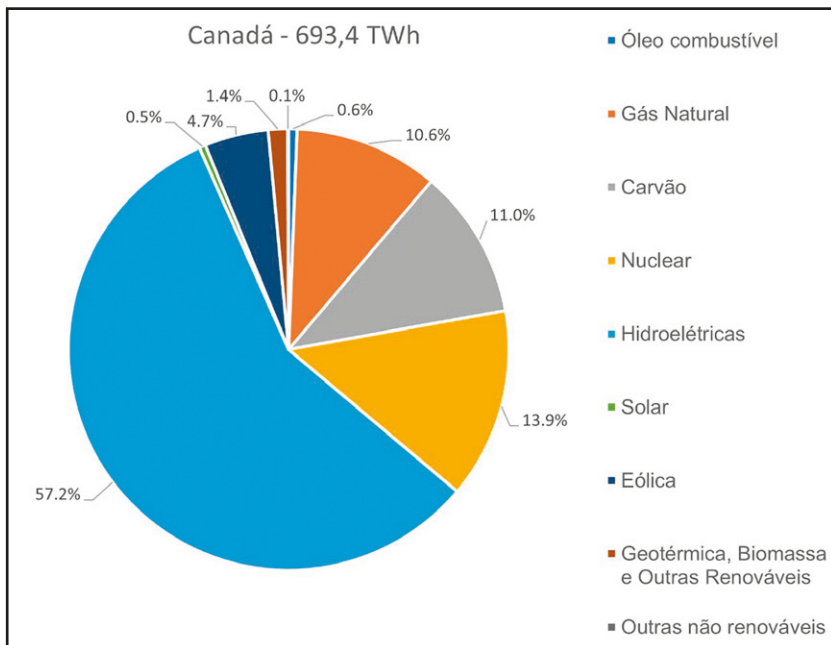


Figura 4.33 Geração de Energia no Reino Unido em 2018  
(Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019)

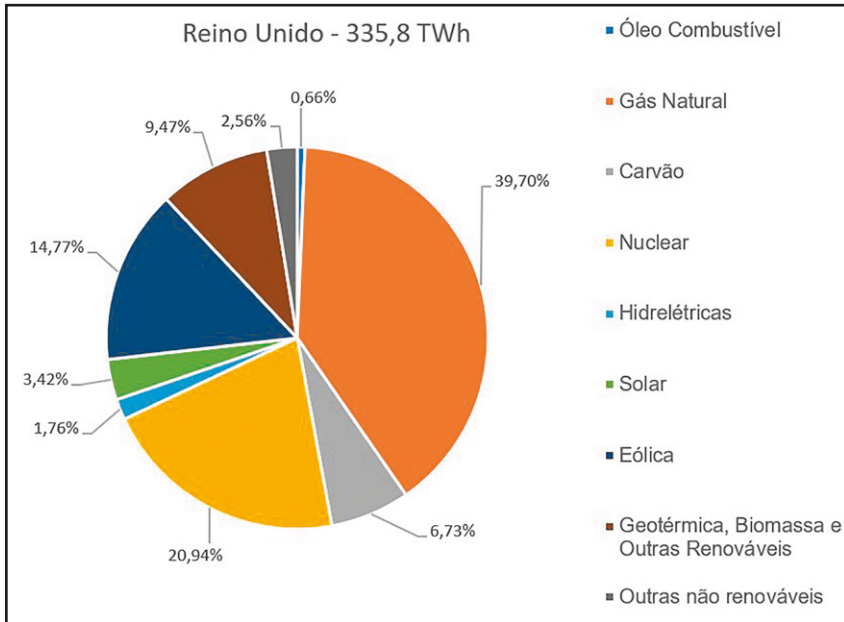
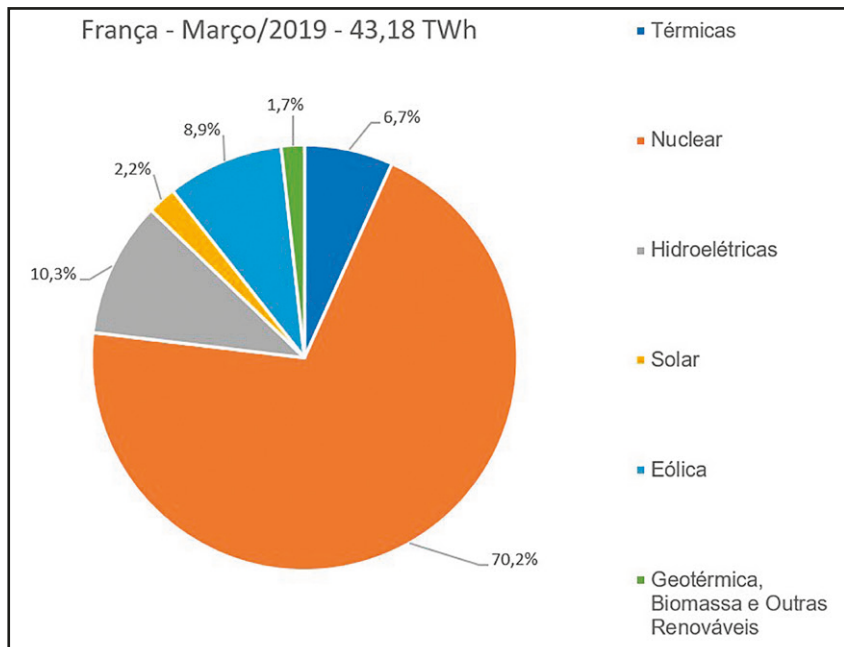


Figura 4.34 Geração de Energia na França em 2019 (RTE, 2019)

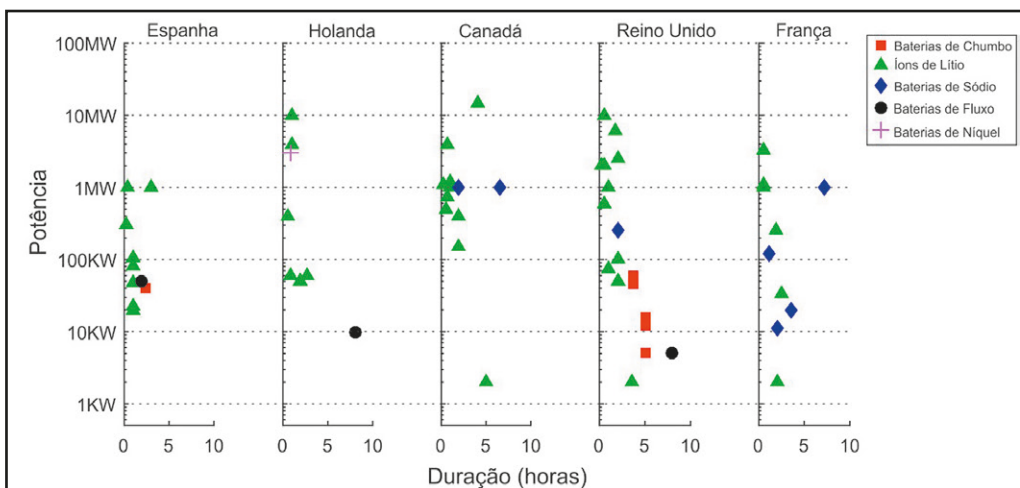


Excetuando-se o Canadá, que apresenta elevada produção hidrelétrica, o restante dos países tem elevada dependência em termelétricas, especialmente de carvão, gás natural e nuclear.

As fontes intermitentes (solar e eólica) têm maior destaque na Espanha, com 23,7 % da produção total, seguida pelo Reino Unido, com 18,2 %. Holanda e França possuem pouco mais de 10 % cada, enquanto o Canadá está na faixa de 5 %. Em todos os casos, a participação eólica é mais representativa que a solar (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019).

Os sistemas de armazenamento instalados, assim como suas capacidades de potência e duração, estão ilustrados na Figura 4.35. Holanda e Reino Unido se destacam pela quantidade total, com 23 e 22 unidades, respectivamente. Os outros três países possuem cerca de 11 baterias cada. O uso de lítio é predominante, com projetos pontuais de outras tecnologias.

Figura 4.35 Baterias instaladas, ES, HO, CA, UK e FR



A Espanha é o país com a faixa de capacidade mais restrita, variando entre 10 kW e 1 MW e com duração sempre inferior a três horas. Ao todo estão instalados 3,6 MW, com funções variadas, como resposta à demanda, suporte à transmissão, gestão da geração e regulação de frequência.

Na Holanda há sistemas de até 10 MW, porém a maior concentração está ao redor de 50 kW e tem fins de gestão da geração. A maior duração tem oito horas e corresponde a uma bateria de fluxo, utilizada para gestão do consumo. A potência instalada total supera 18 MW e tem aplicações adicionais às citadas, como regulação de frequência, *black start* e melhoria da confiabilidade da rede.

O Canadá tem suas aplicações com capacidade concentrada na faixa de 500 a 1.000 kW e duração de uma hora. Ao todo, são quase 26 MW utilizados para regulação de frequência, gestão do consumo e resposta à demanda.

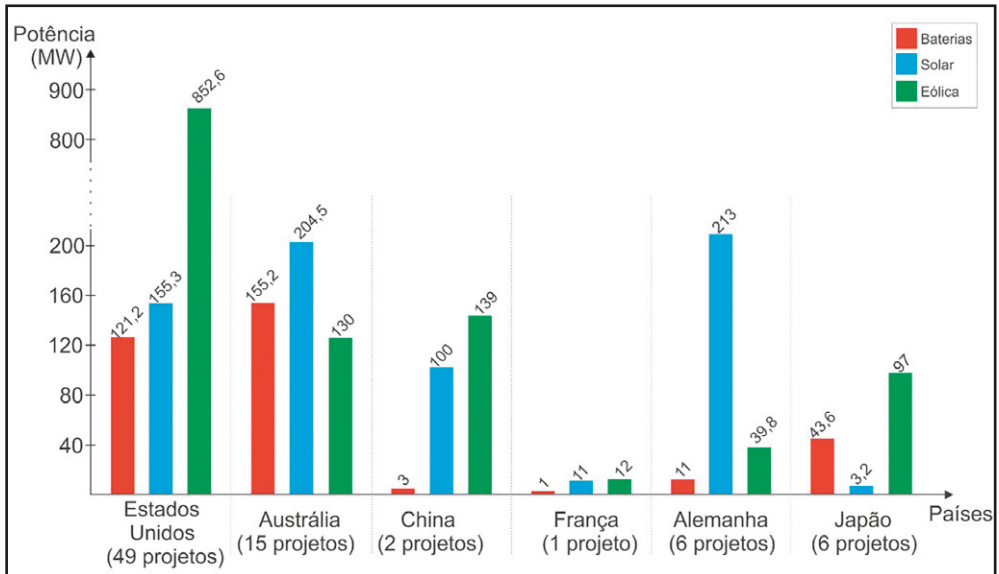
O Reino Unido possui grande variação de sistemas, tanto na potência como na duração, e possui a capacidade instalada desse conjunto de países, com 24,9 MW. O ponto de destaque, assim como na Holanda, é um sistema de fluxo com capacidade de 8 horas, utilizado, entretanto, para a gestão da geração.

Por fim, a potência instalada de baterias na França é de 6,8 MW, com apenas 10 baterias, das quais apenas uma tem duração superior a três horas. Este caso particular é de sódio-enxofre, com 1 MW e sete horas de descarga, com a finalidade de gestão da geração. As principais aplicações são: regulação de frequência, suporte de tensão e aumento da capacidade de microrredes.

## 4.11 PROJETOS HÍBRIDOS

Esta seção destaca, dentre os projetos citados, as aplicações de sistemas de armazenamento junto a usinas fotovoltaicas e eólicas. A Figura 4.36 apresenta as potências totalizadas das baterias e das usinas levantadas.

Figura 4.36 Número de projetos híbridos, identificados no banco de dados do departamento de energia americano, do tipo solar e/ou eólica com bateria e a potência total instalada nesses projetos



Destaca-se que não são consideradas na figura as potências das usinas que não possuem armazenamento associado, assim como de possíveis instalações cujos dados não sejam públicos ou divulgados oficialmente.

Os Estados Unidos possuem, com folga, a maior quantidade de projetos combinados, enquanto a Austrália e o Japão apresentam as maiores relações de potência bateria/geração. Estados Unidos, Alemanha e China têm relações menores por conta do objetivo para o qual essas baterias estão aplicadas, como a regulação de frequência, enquanto Austrália e Japão buscam aumentar a capacidade firme das renováveis.

Por fim, o único projeto instalado na França possui uma combinação de baterias com usinas eólicas e fotovoltaicas, instaladas na ilha de La Reunión, para aumentar a confiabilidade da rede elétrica.

# ESTUDOS ECONÔMICOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Os estudos econômicos realizados para avaliar a atratividade financeira de investimentos na implementação de uma certa tecnologia em sistemas elétricos visam antecipar o potencial de receita que essa eventual adoção possa trazer. Para cada tipo de tecnologia avaliam-se alguns cenários selecionados cuidadosamente e que fazem sentido para a aplicação em questão. O mesmo tipo de tecnologia, como no caso de sistemas de armazenamento de energia, pode ter várias aplicações distintas e para cada uma delas podem ser feitas análises específicas. Para estudos relacionados às baterias de íon de lítio, o rápido declínio dos preços dificulta as análises e impõe uma dificuldade adicional para se chegar a resultados confiáveis.

Neste capítulo são apresentados os principais estudos aplicados aos sistemas de armazenamento de energia, com foco nas baterias.

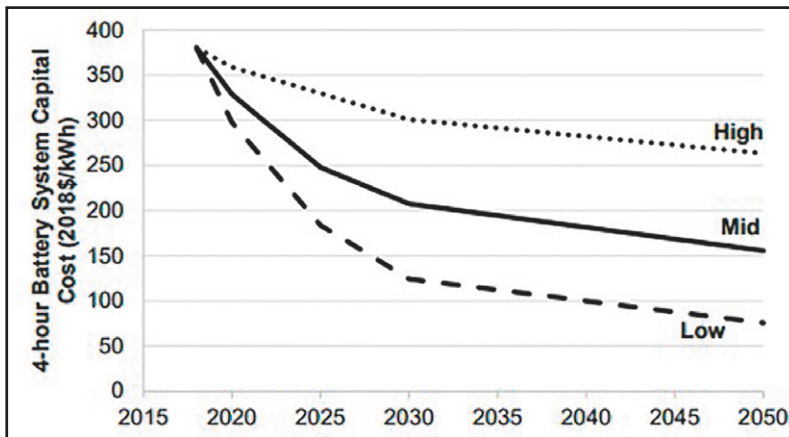
### 5.1 PROJEÇÃO DOS CUSTOS

A Figura 5.1 ilustra três cenários de projeção dos preços totais (baixo, médio e alto) de sistemas de armazenamento baseados em baterias de íon de lítio, incluindo componentes de potência e de energia e com 4 horas de descarga



na potência nominal (Cole & Frazier, 2019). Esse estudo compila 25 publicações e foi desenvolvido pelo laboratório americano NREL (*National Renewable Energy Laboratory*).

Figura 5.1 Projeção dos preços de sistemas de armazenamento em baterias de íon de lítio (Cole & Frazier, 2019)



## 5.2 REDUÇÃO DO USO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

Os sistemas de armazenamento de energia podem ajudar a reduzir a utilização de combustíveis fósseis tanto em sistemas isolados quanto interligados. Para isso, é necessário que exista um sistema de despacho de energia otimizado que considere o custo mais baixo da energia necessária para suprir a demanda ou a energia injetada na rede.

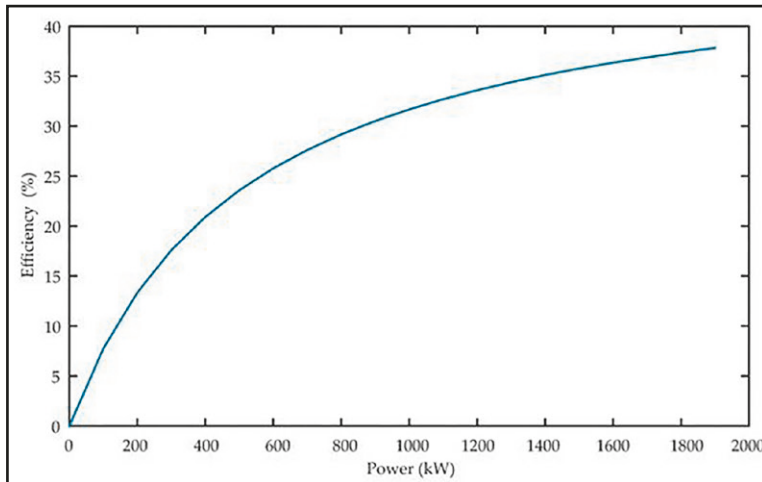
Neste tipo de estudo, a economia obtida com a redução do uso de combustível serve de parâmetro para a avaliação do financiamento da compra de um sistema de baterias.

### 5.2.1 Sistema Isolado (somente diesel)

Um sistema isolado simples, com a produção de energia baseada apenas em geradores a diesel, pode reduzir o uso de combustível e ao mesmo tempo as emissões resultantes de sua queima instalando sistemas de armazenamento de energia. Essa redução está relacionada com a operação dos geradores a diesel em pontos mais eficientes, acompanhando a variação da demanda. A Figura 5.2

apresenta uma curva genérica de eficiência para geradores a diesel (Peralta, y otros, 2019). A bateria pode ser carregada quando a demanda estiver baixa (aumentando a demanda vista pelo gerador) e descarregar quando a demanda estiver alta (complementando o gerador).

Figura 5.2 Curva de eficiência para gerador a diesel de 1850 kW (Peralta, y otros, 2019)



Em (Peralta, y otros, 2019), os autores fazem análises da utilização de um sistema de armazenamento instalado em navios de abastecimento de plataformas de exploração de petróleo. O sistema elétrico deste navio é equipado com 4 geradores de 1.850 kW, apresentando curva de demanda de energia elétrica que inclui quatro propulsores, cargas de hotelaria e auxiliares do navio. A redução percentual de uso de combustível e a energia total gerada em relação ao caso com apenas diesel podem ser observadas na Figura 5.3. A eficiência da bateria é mantida constante em 92 % para os dois níveis mínimos de geração simulados (30 % e 40 %, ou seja, os geradores só são ligados para operar acima desse nível de geração). Em ambos os casos, pode-se verificar considerável redução do consumo apenas melhorando a eficiência dos geradores a diesel.

Figura 5.3 Redução de consumo de combustível em um navio (Peralta, y otros, 2019)



### 5.2.2 Sistema Isolado (com energia renovável e diesel)

Sistemas isolados que já operam com percentual de energia renovável podem se beneficiar do armazenamento de energia, otimizando, principalmente, a intermitência da geração renovável. A estratégia principal é absorver o excesso de geração e utilizá-lo no momento de escassez, evitando, ao máximo, o uso do gerador a diesel. Adicionalmente, também pode ser utilizada a operação do gerador convencional apenas em seu ponto ótimo, reduzindo o consumo de combustível.

Uma análise do potencial de redução de consumo de combustível e de redução de CO<sub>2</sub> foi feita para a ilha de Fernando de Noronha (Peralta Pier-nagorda, 2019). Os estudos utilizaram uma curva de demanda com 2 MW de potência máxima e 1,4 MW de mínima, com quatro geradores a diesel (1.200, 900 e dois de 600 kW). Os resultados são apresentados na Figura 5.4, onde observa-se que é possível reduzir cerca de 48,2 % do consumo de combustível quando é utilizado sistema de bateria de 700 kW/700 kWh, 1000 kW de geração fotovoltaica e 1320 kW de aerogeradores. Porém, a redução é bem inferior quando se utilizou apenas sistemas de baterias, chegando ao máximo de 2,2 %. Essa característica tem relação com a baixa diferença entre a demanda máxima e a mínima.

Figura 5.4 Análise de sensibilidade da redução potencial de consumo de combustível utilizando baterias (Peralta Piernagorda, 2019)

Battery 0 kW						
Wind/Solar	0	200	400	600	800	1000
0	0,0%	2,5%	4,9%	7,4%	9,8%	12,3%
330	9,0%	11,4%	13,8%	16,3%	18,7%	21,1%
660	17,7%	20,2%	22,7%	25,1%	27,5%	29,8%
990	26,5%	29,0%	31,3%	33,6%	35,7%	37,6%
1320	34,9%	37,2%	39,3%	41,1%	42,8%	44,2%

Battery 300 kW						
Wind/Solar	0	200	400	600	800	1000
0	0,9%	3,4%	5,8%	8,3%	10,7%	13,2%
330	9,9%	12,3%	14,7%	17,2%	19,6%	22,0%
660	18,7%	21,1%	23,5%	25,9%	28,3%	30,6%
990	27,4%	29,8%	32,2%	34,6%	36,8%	38,9%
1320	36,0%	38,4%	40,6%	42,6%	44,4%	46,0%

Battery 700 kW						
Wind/Sol	0	200	400	600	800	1000
0	2,2%	4,8%	7,2%	9,6%	12,1%	14,4%
330	11,2%	13,6%	16,0%	18,4%	20,7%	23,1%
660	19,8%	22,2%	24,6%	27,0%	29,4%	31,8%
990	28,5%	30,9%	33,3%	35,8%	38,1%	40,5%
1320	37,4%	39,8%	42,1%	44,4%	46,4%	48,2%

Este estudo foi realizado através da ferramenta computacional Homer Pro (desenvolvido inicialmente pelo NREL). Variantes que podem deixar esse tipo de estudo mais completos são a consideração da vida útil da bateria e de seu envelhecimento por tempo e por uso. Microrredes, em operação isolada ou não, podem ser alvo de estudos semelhantes.

### 5.3 ARBITRAGEM EM MERCADOS DE ENERGIA

De forma geral, a arbitragem pode ser definida como a compra e venda simultânea de valores mobiliários, moedas ou mercadorias em diferentes mercados ou em formas de derivativos, a fim de se beneficiar de diferenças de preço

visando lucro. No caso de arbitragem em mercados físicos de energia, a negociação de compra e venda acontece, em geral, de forma digital. Os mercados americanos, por exemplo, realizam pregão eletrônico, com negociação para o dia seguinte (*day-ahead markets*, DA) ou em tempo real (*real-time markets*, RT).

### 5.3.1 Tipos de Mercado

No mercado DA os geradores ofertam os valores e as quantidades que pretendem vender de energia para cada uma das 24 horas do dia seguinte. Já as distribuidoras, colocam quanto estão dispostas a pagar e a quantidade de energia que desejam comprar, também de forma independente para cada hora do próximo dia.

No dia seguinte, o mercado RT entra em operação para que os agentes renegociem apenas as diferenças de suas compras do dia anterior. Ou seja, caso uma distribuidora tenha comprado mais energia no dia anterior do que os seus consumidores utilizaram dentro do horário negociado, ela deve vender instantaneamente esse excedente para outra distribuidora (ou grande consumidor) que comprou menos do que necessitou. Esses valores de renegociação das diferenças estão expostos à volatilidade do mercado e podem chegar em alguns casos a quase 200 vezes o valor médio da energia.

De forma geral, os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem participar desses mercados como agentes que podem vender (descarregar) e comprar energia (carregar), aproveitando as diferenças de preço horário para acumular receita, pagar os seus investimentos e gerar lucro.

### 5.3.2 Preço do MWh e Receita

A Figura 5.5 ilustra os preços horários em sete barras distintas do sistema americano PJM. Na barra pjm6059, por exemplo, ocorreram as variações com maior amplitude, com o valor máximo do preço por MWh alcançando quase 2000 dólares.

A título ilustrativo, a Figura 5.6 apresenta uma análise de sensibilidade da receita potencial anual em relação à capacidade de armazenamento de energia de um sistema genérico com 1 MW e 95 % de eficiência. Neste caso, a barra supracitada se destaca como a de melhor retorno potencial para um sistema de armazenamento, seja qual fosse sua capacidade de energia (Salles, Huang, Aziz, & Hogan, 2017).

Figura 5.5 Preços horários por MWh em 7 barras do mercado americano da PJM-2013

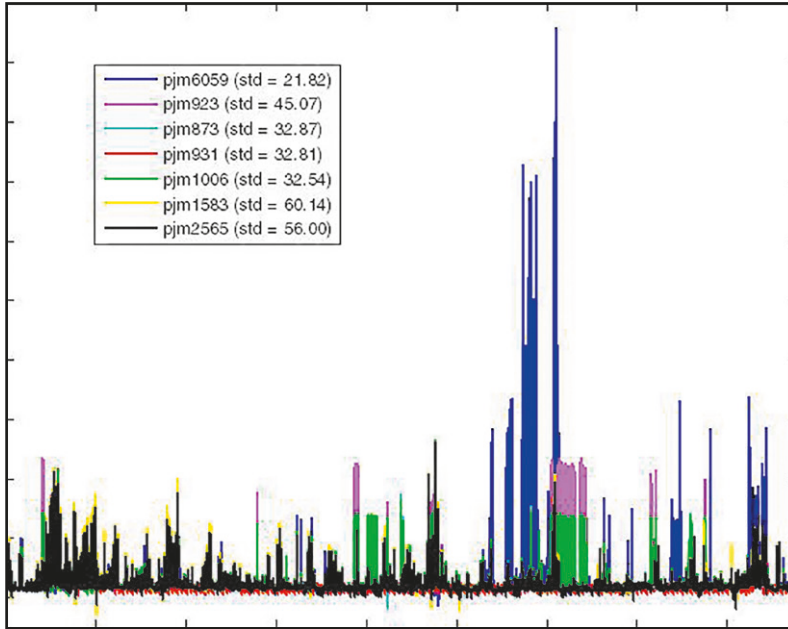
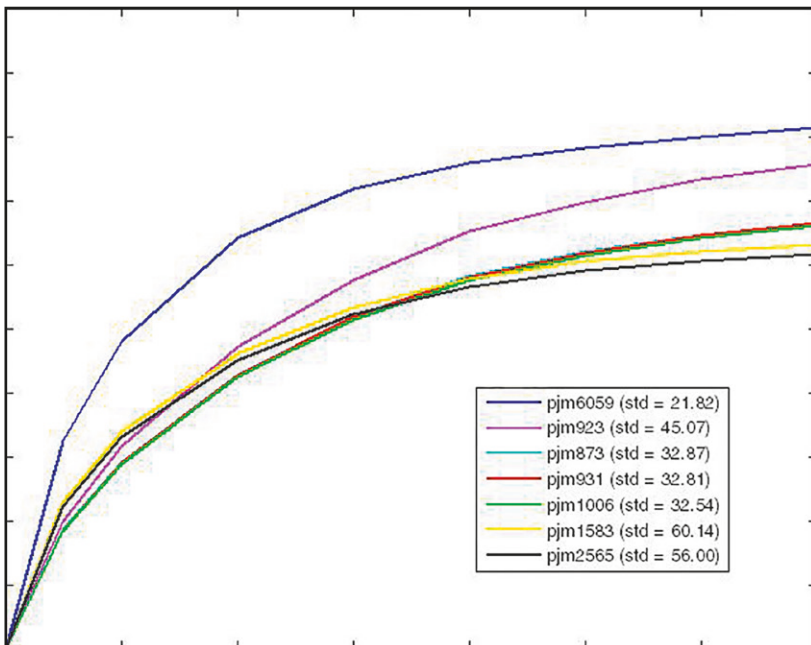


Figura 5.6 Análise de sensibilidade da receita potencial e da capacidade de armazenamento de energia para um sistema genérico de 1MW e 95% de eficiência em 7 barras distintas no mercado americano PJM em 2013



## 5.4 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

O modelo mais comum para análise de custos em sistemas elétricos é o custo nivelado de energia (*Levelized cost of energy* – LCOE). Ele é obtido por meio da relação entre o investimento total durante a vida útil do equipamento e a quantidade de energia gerada (fornecida à rede, no caso de sistemas de armazenamento) durante o mesmo período.

A metodologia de cálculo segue a equação (5) (Schmidt, Melchior, Hawkes, & Staffell, 2019):

$$LCOS = \frac{Invest_{cost} + \sum_n^N \frac{O\&M_{cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{Charging_{cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{End\ of\ life_{cost}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{Elec_{discharged}}{(1+r)^n}} \quad (5)$$

Onde as variáveis são os custos de:

$Invest_{cost}$	investimento
$O\&M_{cost}$	operação e manutenção
$Charging_{cost}$	carregamento
$End\ of\ life_{cost}$	desmontagem do sistema
$Elec_{discharged}$	energia descarregada na rede

Essa metodologia assume que todo custo de investimento no sistema ocorre no primeiro ano e os custos de O&M são somados em cada ano (n) durante a vida útil do sistema (N), levando em consideração a taxa de desconto  $r$ .

Esse tipo de análise pode ser feito ainda para o uso em conjunto com sistemas de geração fotovoltaica.

## 5.5 INSTALAÇÃO NO CONSUMIDOR (*BEHIND-THE-METER - BTM*)

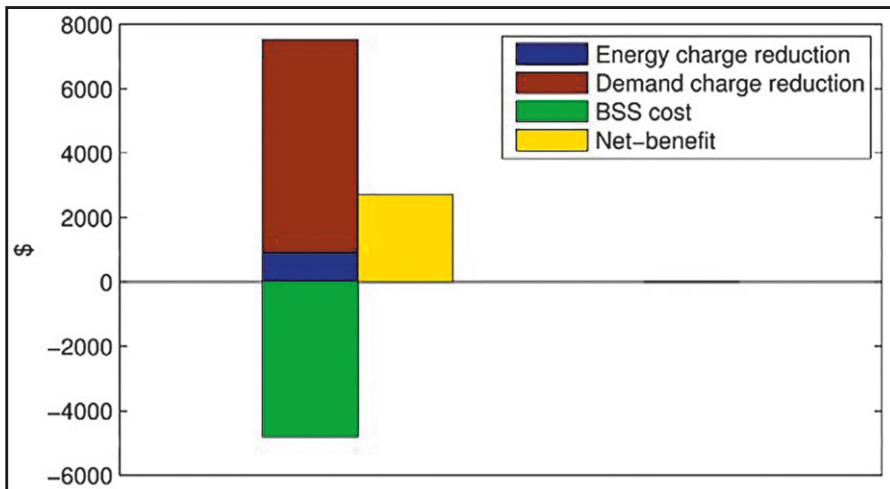
O uso das baterias por consumidores finais é conhecido como *Behind-The-Meter* (“atrás do medidor”). Neste caso, os usuários podem fazer arbitragem, carregando a bateria no momento de baixa dos preços para usar no momento de alta. Quando esses consumidores também possuem geração fotovoltaica instalada, podem armazenar essa energia solar gerada para consumir em outros horários relacionados à sua demanda mais elevada.

Em (DiOrio, Dobos, & Janzou, 2015), um estudo feito pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) usou o *System Advisor Model* (SAM) para estimar o benefício econômico do uso de baterias com geração fotovoltaica. As baterias usadas nesse estudo foram de íons de lítio e de chumbo-ácido. A geração fotovoltaica foi dimensionada para atender de 20 % a 50 % do pico da demanda e se baseou na avaliação de diferentes tamanhos de baterias para calcular o valor presente e o tempo de retorno do investimento para o sistema.

Em (Wu, Kintner-Meyer, Yang, & Balducci, 2017), os autores propuseram um método analítico de dimensionamento de baterias visando a diminuição da conta de energia para três cenários de tarifárias do sistema de distribuição de energia: redução da parcela de energia, redução da parcela de demanda e redução de ambas.

Na Figura 5.7 é apresentado o benefício financeiro potencial da utilização de baterias. Pode-se observar que economia relacionada à redução da demanda contratada é predominante em relação à de energia. Essa redução tem relação direta com a diferença entre o valor de demanda de pico e a nova demanda contratada pelo consumidor.

Figura 5.7 Valor anual de redução do valor da conta de energia vs. custo anual nivelado com dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento de energia







## MODELOS ELÉTRICOS E ENERGÉTICOS PARA BATERIAS

Existem diversos modelos para estudos de sistemas armazenamento de energia em baterias, que podem incluir modelos complementares para simulação conjunta dos sistemas de controle e de gerenciamento, assim como ter foco tanto no comportamento elétrico como no energético. Os itens a seguir apresentam diferentes abordagens da modelagem, independentes e complementares.

### 6.1 MODELOS ELÉTRICOS GENÉRICOS

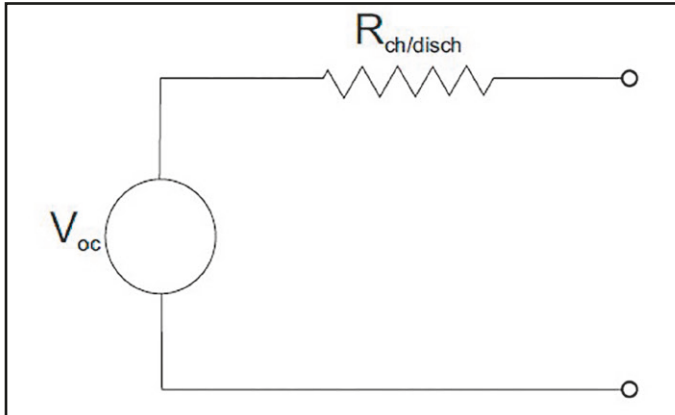
Os modelos elétricos podem ser desenvolvidos de forma genérica, representando os fenômenos eletroquímicos que ocorrem em qualquer bateria durante a carga e a descarga de energia. Esses modelos servem tanto para representação de produtos não padronizados como para levantar parâmetros específicos de interesse. Os modelos típicos se utilizam de componentes elétricos passivos e ativos (Rufer, 2017), apresentados a seguir.

#### 6.1.1 Modelo $R_{int}$

O modelo  $R_{int}$ , ilustrado na Figura 6.1, é o mais simples, considerado apenas um valor médio de resistência para carga e descarga de energia. A tensão de

circuito aberto,  $V_{oc}$ , é constante. Esse modelo pode ser considerado para simulações nas quais a energia disponível não é limitada e os transientes podem ser negligenciados (Rufer, 2017).

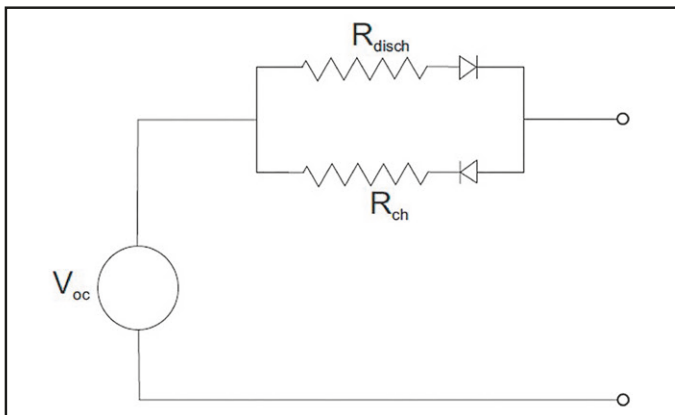
Figura 6.1 Modelo elétrico Rint (Rufer, 2017)



### 6.1.2 Modelo de Thévenin Modificado

A Figura 6.2 apresenta um modelo de Thévenin modificado, que pode ser entendido como uma versão evoluída do modelo  $R_{int}$ , pois também só faz uso de resistência para a análise, com o diferencial de adotar resistores independentes para a carga e a descarga, tornando suas correntes e perdas distintas (Nikdel & others, 2014).

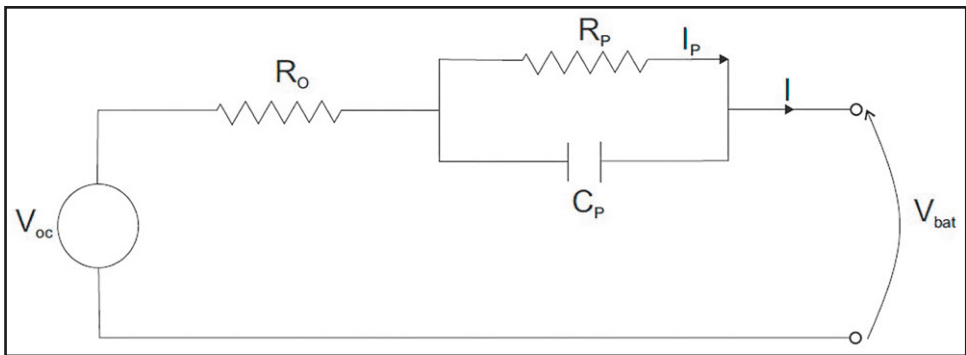
Figura 6.2 Modelo de Thévenin modificado (Nikdel & others, 2014)



### 6.1.3 Modelo Thévenin

O modelo de Thévenin (Figura 6.3) possui um par de componentes RC (em paralelo) associados em série a uma resistência característica da célula. Desta forma é possível se considerar os efeitos da dinâmica da tensão no terminal da bateria (Rufer, 2017).

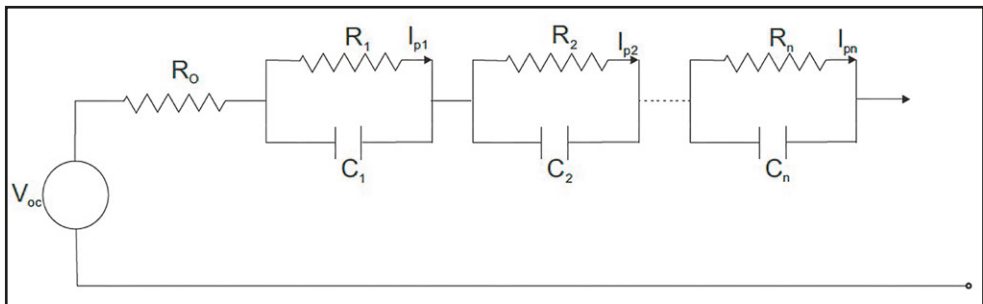
Figura 6.3 Modelo Thévenin (Rufer, 2017)



### 6.1.4 Modelo de redes RC

Este modelo é uma forma estendida do Thévenin e é representado por uma série de elementos RC em série, responsáveis por modelar de forma independente as quedas de tensão internas da bateria. A quantidade de pares RC é escolhida de acordo com as necessidades de detalhe e de velocidade de cálculo (Rufer, 2017).

Figura 6.4 Modelo de redes RC (Rufer, 2017)



## 6.2 SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DA BATERIA

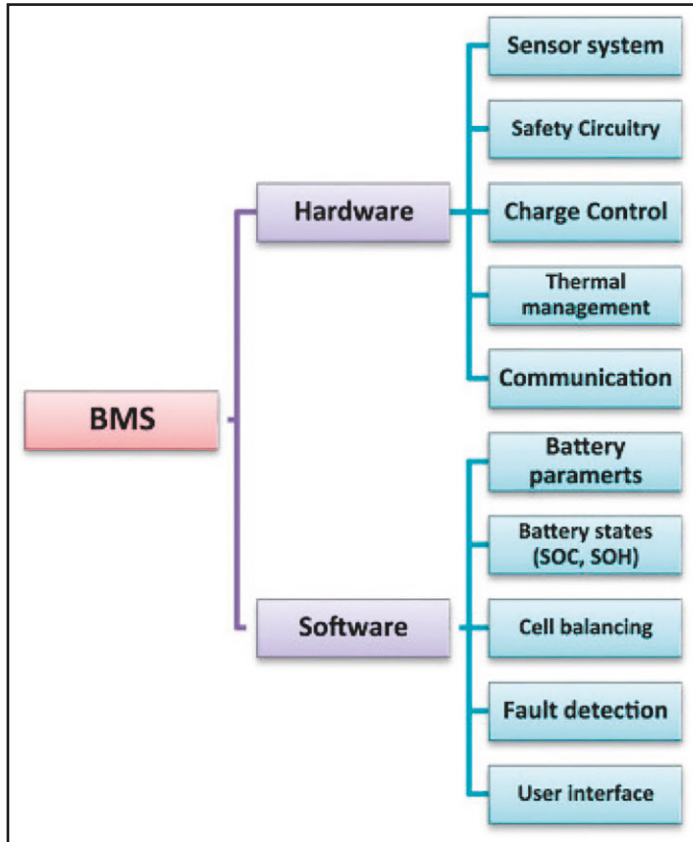
A operação e a vida útil da bateria dependem de diversos fatores, tais como: temperatura de operação, estado de carga, corrente de carga e descarga, estado de saúde da bateria, entre outros. Esses parâmetros são controlados e monitorados por meio do sistema de gerenciamento da bateria (*Battery Management System* - BMS), sendo o seu aprimoramento diretamente correlacionado a uma operação mais segura, confiável e eficiente (Rahimi-Eichi, Ojha, Baronti, & Chow, 2013), que pode impactar na viabilidade econômica do projeto.

Os sistemas de gerenciamento não apenas controlam os parâmetros da bateria, mas também fazem a estimativa de seu estado de carga e de saúde. A estimativa correta desses parâmetros é extremamente importante para o bom funcionamento do sistema. Por exemplo, o conhecimento correto do estado de carga permite que a bateria opere dentro dos limites sugeridos para não acelerar seu envelhecimento. O envelhecimento é medido pelo estado de saúde, e se manifesta como uma perda na capacidade de armazenamento de energia e na redução da potência de carga e descarga.

Em (Mjølhøus, 2017), os autores recomendam a operação da bateria entre os limites de estado de carga de 80 % e 20 %. Em (Wikner & Thiringer, 2018), os autores mostram que a operação das baterias acima do limite superior de estado de carga pode ser prejudicial para seu funcionamento, pois acelera seu envelhecimento.

De acordo com (Xing, Ma, Tsui, & Pecht, 2011) e (Hannan M. A., Lipu, Hussain, & Mohamed, 2017), o sistema de gerenciamento da bateria pode ser dividido em hardware e software, como ilustrado na Figura 6.5.

Figura 6.5 Sistema de gerenciamento de bateria (Xing, Ma, Tsui, & Pecht, 2011)



Dentre os recursos desse sistema, alguns aspectos se destacam no contexto atual (Hannan M. A., Lipu, Hussain, & Mohamed, 2017):

- Já existe técnica para monitorar a impedância da bateria durante sua operação, sem a necessidade de desligamento;
- Os circuitos de prevenção existentes para evitar o superaquecimento, sobrecarga e sobredescarga ainda têm bastante espaço para evolução, podendo prover melhor confiabilidade e durabilidade das baterias;
- O controle da carga e descarga das células é feito por meio do método da corrente e tensão constante, aplicado célula a célula para equilibrar a quantidade de ciclos. Este balanceamento faz com que a degradação seja similar e previne casos de sobrecarga ou sobredescarga;

- O gerenciamento da temperatura é importante para melhorar a performance, durabilidade e confiabilidade das células. Os recentes avanços na comunicação sem fio trazem consigo a necessidade de um módulo de comunicação entre o carregador e as baterias;
- O software é o cérebro do sistema de gerenciamento, coordenando toda a parte de hardware instalada por meio da aquisição e estimativa de seus parâmetros. O software também é responsável pela detecção de faltas, que ainda contém o disparo de alarmes e o registro de um histórico. Por fim, deve possuir uma interface onde o operador possa obter informações sobre a bateria e sua operação de forma rápida e visual.

## 6.3 MODELOS PARA ANÁLISES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

A modelagem computacional varia desde modelos simples até opções bastante sofisticadas, cada qual com sua aplicação. As seções seguintes ilustram alguns exemplos, com fins tanto energéticos como elétricos.

### 6.3.1 Modelos para Análises Energéticas

Os modelos para análises energéticas têm como grande diferencial a velocidade de execução, pois detalhes como chaveamento dos inversores e variações na frequência e tensão não são analisados, sendo úteis e mais adequados em diversas situações. Essas simplificações, entretanto, ainda podem manter certa sofisticação do modelo da bateria, assim como de outros recursos para análises energéticas.

Um dos softwares mais utilizados nesse tipo de análise é o Homer PRO, cujo cadastramento dos equipamentos de armazenamento é apresentado a seguir. Os dados gerais da bateria são ilustrados na Figura 6.6, onde os campos *Name*, *Abbreviation*, *Manufacturer*, *Notes* e *Chemistry* não possuem impacto direto na simulação, mas servem para identificação da bateria na simulação. Além de baterias, também podem ser selecionados supercapacitores, volantes de inércia ou usinas reversíveis. Há também opções do modelo de degradação a ser utilizado para o cálculo do limite da vida útil e da referência da profundidade de descarga. Por fim, o usuário informa as características de perda por ciclo e das correntes máximas de carga e de descarga.

Figura 6.6 Dados gerais de baterias (HOMER Energy LLC, 2019)

Li-ion Generic 1kWh - this item is in your library.

General | Functional Model | Temperature vs. capacity | Cycle lifetime | Temperature vs. lifetime | Thermal | Defaults

Name: Li-ion Generic 1kWh Last Modified: 7/9/2018 5:48:15 PM

Abbreviation: LI ASM

Manufacturer: Generic

Notes:  
The Generic 1 kWh Li-Ion [ASM] is an example battery with a 1 kWh nominal capacity that uses HOMER's new Modified Kinetic Model. This example battery includes rate dependent losses, temperature dependence on capacity, cycle lifetime estimation using Rainflow Counting, and temperature effects on calendar life.

Requires one minute timestep

Energy Model: Modified Kinetic Model; Storage type: Battery; Chemistry: Li-Ion

Calculate end of life by:  
 Sum of calendar and cycling degradation  
 Calendar or cycling degradation, whichever is greater

Cycling degradation uses battery depth of discharge based on:  
 Nominal battery capacity  
 Degraded battery capacity

Other round-trip losses (%): 8.00  
 Max. Charge Rate (A/Ah): 0.00  
 Max. Charge Current (A): 270.00  
 Max. Discharge Current (A): 810.00

As quatro abas seguintes permitem o cadastramento de curvas de resposta, e dados associados, de diferentes parâmetros do sistema de armazenamento desejado:

- Modelo funcional (Figura 6.7) – São informados os pontos da curva de capacidade de descarga pela potência solicitada e da tensão nominal em vazio. A curva resultante será utilizada nas simulações realizadas e permite, imediatamente, o cálculo dos valores de capacidade máxima, da taxa constante, da relação de capacidade e da resistência-série;
- Capacidade relativa pela temperatura (Figura 6.8) – Os dados para a formação da curva e as restrições operativas máxima e mínima permitem ao programa se adequar às variações de capacidade da bateria causadas pela temperatura, assim como restringir seu uso dentro dos limites especificados;
- Ciclo de vida (Figura 6.9) – A modelagem do ciclo de vida permite ao programa estimar a durabilidade da bateria conforme seu uso em termos de profundidade de descarga, não se limitando a pontos realmente testados ou à fixação de uma profundidade única de operação;
- Vida útil pela temperatura (Figura 6.10) – Estes dados se referem à expectativa de vida da “estrutura” da bateria de acordo com a temperatura. Esta informação nem sempre é disponibilizada pelo fabricante e pode não ser



útil em algumas aplicações, pois, em geral, a limitação de uso do sistema se dá pelo uso intensivo, tendo sua vida limitada pela frequência de uso e por grandes profundidades de descarga.

Figura 6.7 Capacidade por potência de descarga (HOMER Energy LLC, 2019)

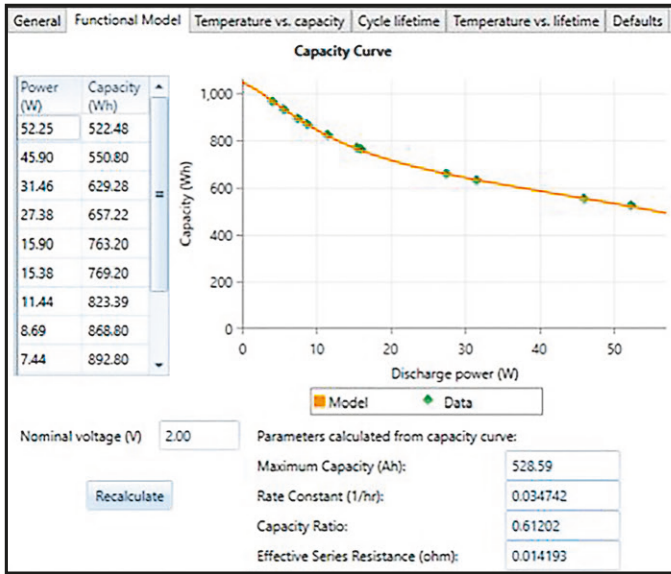


Figura 6.8 Capacidade relativa pela temperatura de operação (HOMER Energy LLC, 2019)

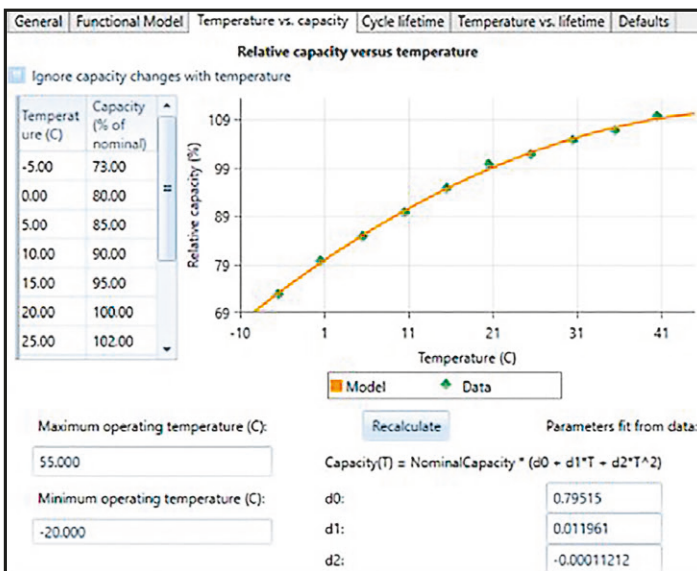


Figura 6.9 Ciclo de vida por profundidade de descarga (HOMER Energy LLC, 2019)

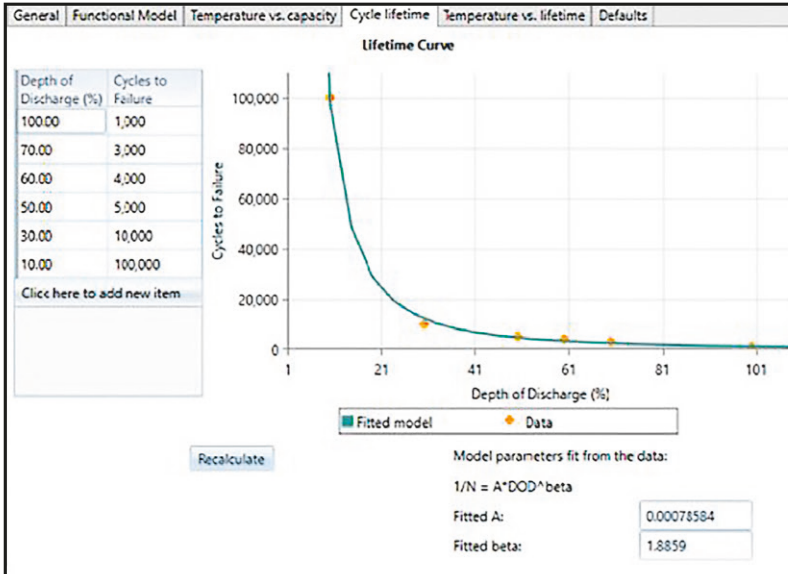
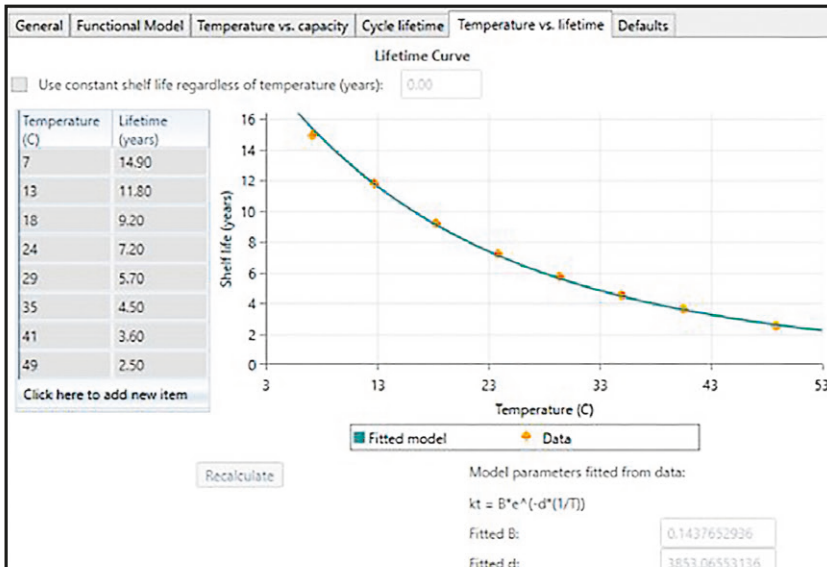


Figura 6.10 Vida útil pela temperatura (HOMER Energy LLC, 2019)



Por fim, na última aba são cadastrados os dados padrão da bateria, ilustrados na Figura 6.11. As informações solicitadas se referem aos custos (de instalação, reposição, manutenção e operação), à quantidade de células, com a organização

de seu arranjo série-paralelo, e aos dados de carregamento (inicial, operacional mínimo e degradação máxima).

Figura 6.11 Dados padrão (HOMER Energy LLC, 2019)

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$300.00	\$300.00	\$10.00

Search Space

0
1

More...

Site Specific Input

String Size: 1.0 Voltage: 2 V

Initial State of Charge (%): 100.00

Minimum State of Charge (%): 40.00

Capacity degradation limit (%): 20.00

Fixed bulk temperature (C): 20.00  
 Lumped thermal model:  
 Conductance to ambient (W/K): 10.00  
 Specific heat capacity (J/kg-K): 800.00

Minimum storage life (yrs): 4.00  
 Use String Size

Maintenance Schedule...

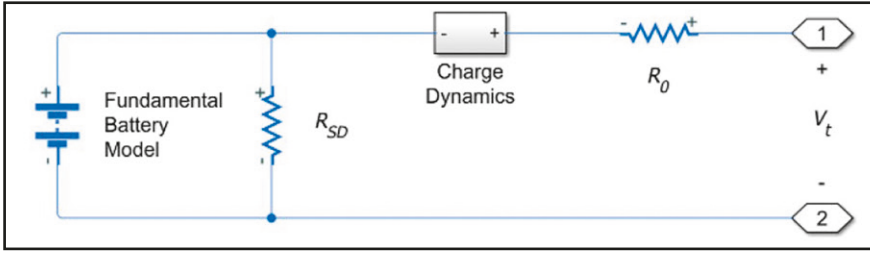
### 6.3.2 Modelos para Análises Elétricas

Uma das ferramentas computacionais mais utilizadas para análises elétricas é o *Matlab* (MathWorks, 2020), onde é possível tanto implementar modelos novos com total liberdade, como utilizar bibliotecas já desenvolvidas, como o Simscape. A seguir são descritos dois dos modelos existentes como exemplo.

#### Comportamento da bateria de íon de lítio

A Figura 6.12 apresenta um modelo onde a bateria é representada por duas resistências:  $R_{SD}$  para as perdas por autodescarga (dependente tanto da tecnologia como do fabricante) e  $R_0$  para as perdas devidas à carga e descarga. Neste caso, a tensão de operação da bateria  $V$  é determinada pela equação (6), na qual  $V_0$  é a tensão quando a bateria está totalmente carregada em circuito aberto,  $\beta$  é uma constante que relaciona a capacidade da bateria com sua tensão e SOC é o estado de carga atual da bateria.

Figura 6.12 Modelo computacional de bateria com autodescarga (MathWorks, 2019)



$$V = V_0 \frac{SOC}{1 - \beta(1 - SOC)} \quad (6)$$

O modelo consegue estimar a deterioração causada pelos ciclos de uso através dos multiplicadores  $\lambda_{AH}$ ,  $\lambda_{R0}$  e  $\lambda_{V1}$ , que estão relacionados respectivamente à capacidade, resistência interna e tensão (equações 7, 8 e 9).

$$\lambda_{AH} = 1 - k_1 * N^{0.5} \quad (7)$$

$$\lambda_{R0} = 1 - k_2 * N^{0.5} \quad (8)$$

$$\lambda_{V1} = 1 - k_3 * N \quad (9)$$

Os valores padrão para os coeficientes  $k_1$ ,  $k_2$  e  $k_3$  são, respectivamente,  $1e-2$ ,  $1e-3$  e  $1e-3$ . O número de ciclos completos de descarga ( $N$ ) das equações 7, 8 e 9 é calculado pela equação 10.

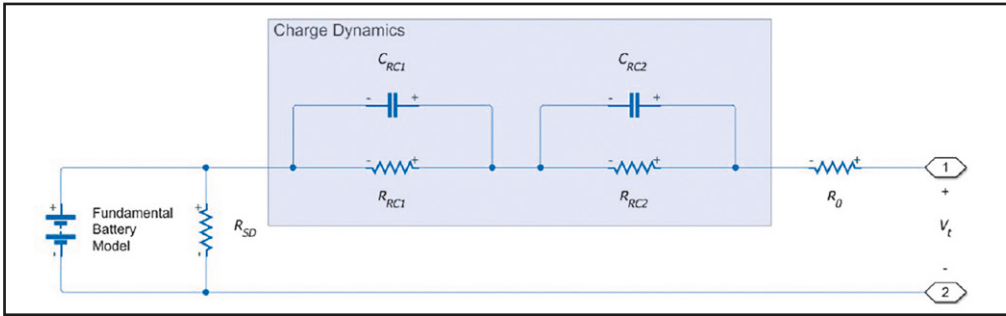
$$N = N_0 + \frac{1}{AH} \int_0^t \frac{i(t)H(i(t))}{\lambda_{AH}(t)} dt \quad (10)$$

Onde  $AH$  representa a capacidade da bateria,  $H(i(t))$  é a corrente instantânea da bateria e é a função de Heaviside da corrente de saída da bateria, que retorna 0 (zero) para corrente negativa e 1 para corrente positiva.

A dinâmica de carga e descarga da bateria deve ser modelada como uma cascata de circuitos RC em paralelo, como ilustrado na Figura 6.13. O número de circuitos RC determina o número de constantes de tempo ( $\tau$ ) do circuito. O valor de  $C$  é determinado pela divisão entre o  $\tau$  preestabelecido e o  $R$  com que será modelado. Por exemplo, tendo um  $R$  de  $1 \text{ k}\Omega$  e um  $\tau$  de 1 milissegundo tem-se

um C de 1  $\mu$ F. Esse modelo é similar ao apresentado na Figura 6.4, mas com a resistência adicional  $R_{SD}$  em paralelo para incluir a autodescarga.

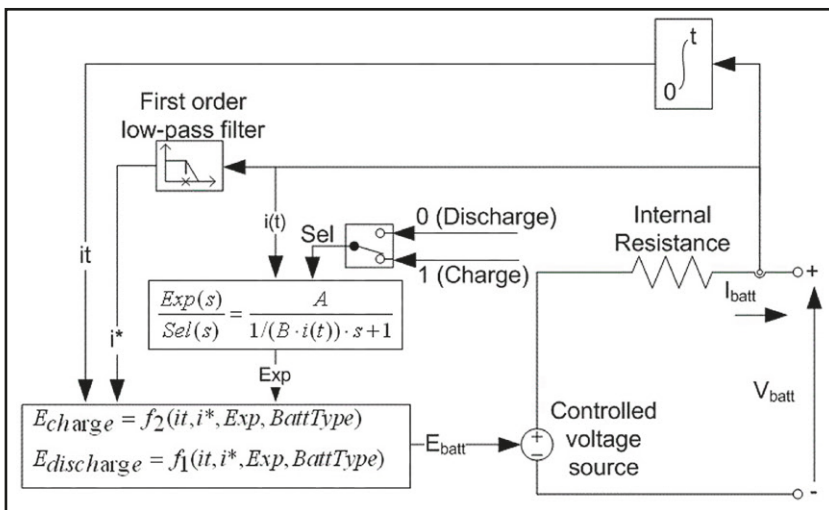
Figura 6.13 Modelo computacional de bateria com autodescarga e dinâmicas de carga e descarga (MathWorks, 2019)



### Modelo genérico de bateria

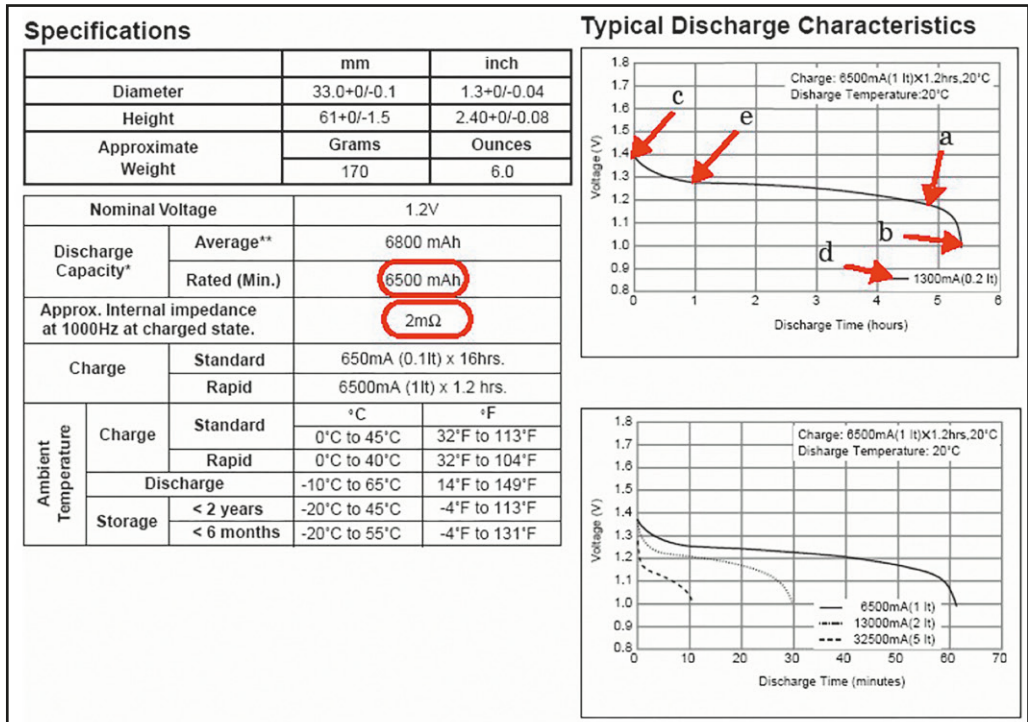
A Figura 6.14 ilustra um modelo genérico, capaz de representar outras tecnologias de bateria além da de íon de lítio. Este circuito se diferencia, principalmente, por ter uma fonte de tensão controlável, com as correntes de carga e descarga modeladas através de diversas equações específicas para cada tipo de bateria. Adicionalmente, também há equações para cálculo de temperatura e de envelhecimento, explanadas em detalhe em (MathWorks, 2017).

Figura 6.14 Circuito equivalente da bateria (MathWorks, 2017) incluindo envelhecimento e a temperatura de operação



Os coeficientes necessários ao modelo podem ser obtidos nos catálogos de baterias, como no exemplo da Figura 6.15, onde se destaca a corrente média de descarga de 6.500 mAh, a resistência interna de 2 mΩ e diversos valores da curva de descarga (por exemplo, a tensão de carga completa ‘c’ e a corrente nominal de descarga ‘d’.

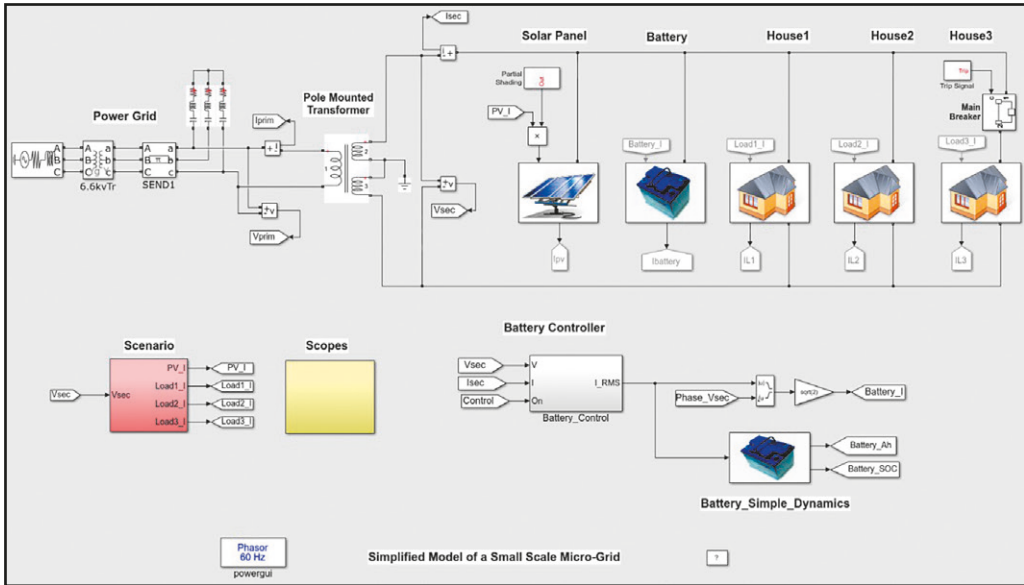
Figura 6.15 Especificação da bateria Panasonic NiMH-HHR650D (MathWorks, 2017)



## 6.4 EXEMPLO DE APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Um exemplo de aplicação realizado no MatLab é ilustrado na Figura 6.16. Este caso representa uma microrrede conectada ao sistema de distribuição e composta por três consumidores residenciais, um gerador fotovoltaico e um sistema de armazenamento. O objetivo do despacho do sistema de armazenamento é oferecer energia para a microrrede quando ela estiver com déficit de energia e carregar quando a geração fotovoltaica for maior do que a demanda, evitando ao máximo qualquer demanda à rede convencional.

Figura 6.16 Diagrama do modelo de microrrede do Matlab/Simulink



As residências possuem potência nominal de 2,5 kW, com demanda máxima coincidente às 19 h e às 22 h, como ilustrado na Figura 6.17. A Figura 6.18 e a Figura 6.19 apresentam, respectivamente, a curva do gerador fotovoltaico (de 5 kW) e a potência consumida/injetada na bateria de 1.000 Ah. Na análise se pode observar, por exemplo, que os picos das 9 h e das 19 h são atendidos pela geração fotovoltaica e pela bateria, enquanto que às 22 h o atendimento é exclusivo pela bateria.

Figura 6.17 Curva de demanda agregada dos consumidores residenciais

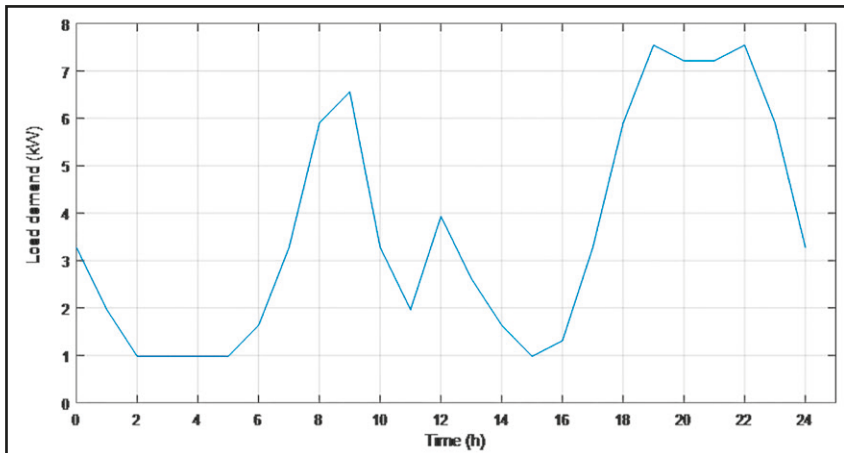


Figura 6.18 Curva de geração fotovoltaica

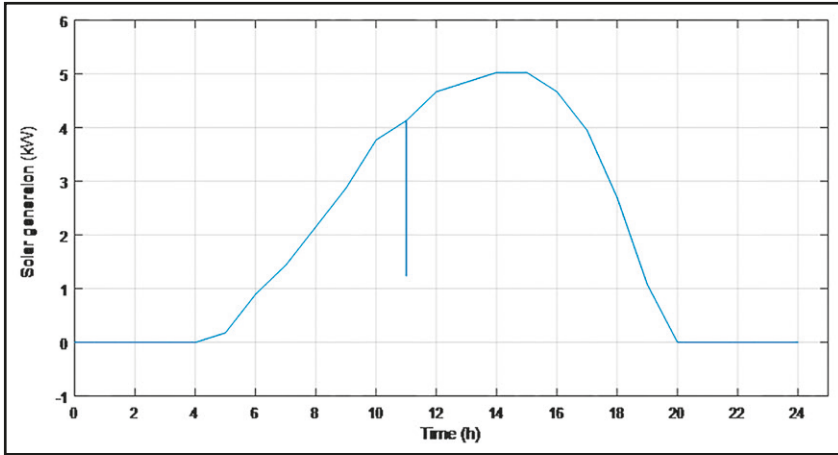
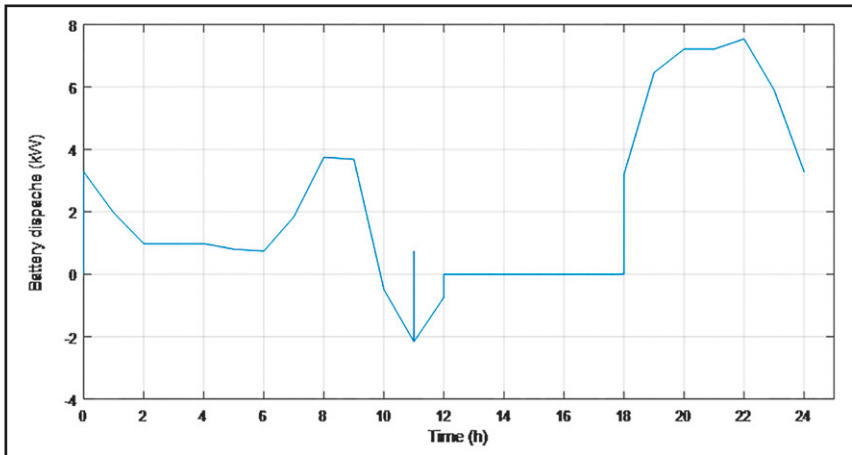


Figura 6.19 Despacho da bateria







---

# REFERÊNCIAS

Aghaei, J., Alizadeh, M., Abdollahi, A., & Barani, M. (2016). Allocation of demand response resources: Toward an effective contribution to power system voltage stability. *IET Generation, Transmission and Distribution*.

Akhil, A., Huff, G., Currier, A., Kaun, B., Rastler, D., Chen, S., . . . Gauntlett, W. (2015). *DOE/EPRI Electricity storage handbook in Collaboration with NRECA*. Albuquerque: Sandia National Laboratories.

Alhamali, A., Farrag, M., Bevan, G., & Hepburn, D. (2017). Review of Energy Storage Systems in electric grid and their potential in distribution networks. *2016 18th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2016 - Proceedings*.

Alvarez, S. (22 de March de 2018). *Tesla*. Acesso em 22 de January de 2019, disponível em Tesla: <https://www.teslarati.com/tesla-sa-battery-response-time-billing-system/>.

Ambiente Energia. (28 de August de 2018). *Ambiente Energia*. Acesso em 5 de June de 2019, disponível em Ambiente Energia: <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2018/08/primeiro-sistema-de-armazenamento-de-energia-brasil-entra-em-operacao/34615/34615>.

Ayre, J. (30 de October de 2013). *CleanTechnica*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em CleanTechnica: <https://cleantechnica.com/2013/10/30/copper-foam-batteries-increased-energy-storage-faster-charge-times-decreased-production-costs/>.

Banguero, E., Correcher, A., Pérez-Navarro, Á., Morant, F., & Aristizabal, A. (2018). A review on battery charging and discharging control strategies: Application to renewable energy systems. *Energies*.

Battery University. (16 de November de 2018). *Battery University*. Acesso em 22 de January de 2019, disponível em Battery University: [https://batteryuniversity.com/learn/article/elevating\\_self\\_discharge](https://batteryuniversity.com/learn/article/elevating_self_discharge).

Battery University. (31 de May de 2018). *Battery University*. Acesso em 20 de July de 2018, disponível em Battery University: [https://batteryuniversity.com/learn/article/bu\\_210b\\_flow\\_battery](https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_210b_flow_battery).

Battery University. (19 de July de 2019). *Battery University*. Acesso em 12 de August de 2019, disponível em Battery University: [https://batteryuniversity.com/learn/article/bu\\_214\\_summary\\_table\\_of\\_lead\\_based\\_batteries](https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_214_summary_table_of_lead_based_batteries).

Bellido, M. (2018). *MICRORREDES ELÉTRICAS: UMA PROPOSTA DE IMPLEMENTAÇÃO NO BRASIL*. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Bellini, E. (5 de April de 2018). *Renewable Energy Times*. Acesso em 27 de May de 2019, disponível em Renewable Energy Times: <https://renewableenergytimes.com/2018/04/05/italian-grid-operator-terna-teams-up-with-tesla-on-storage>.

Benato, R., Cosciani, N., Crugnola, G., Dambone Sessa, S., Lodi, G., Parmeggiani, C., & Todeschini, M. (2015). Sodium nickel chloride battery technology for large-scale stationary storage in the high voltage network. *Journal of Power Sources*.

- Bender, D. (2016). Chapter 10 – Flywheels. Em D. Bender, *Storing Energy*.
- Berke, J. (9 de May de 2018). *Business Insider Australia*. Acesso em 20 de June de 2019, disponível em Business Insider Australia: <https://www.businessinsider.com.au/solar-power-cost-decrease-2018-5>.
- Bitencourt, R. (28 de June de 2018). *Companhia Ambiental do Estado de São Paulo*. Acesso em 5 de June de 2019, disponível em Companhia Ambiental do Estado de São Paulo: <https://cetesb.sp.gov.br/proclima/2018/06/28/fernando-de-noronha-usa-baterias-na-geracao-solar/>.
- BloombergNEF. (20 de November de 2017). *BloombergNEF*. Acesso em 20 de January de 2019, disponível em BloombergNEF: <https://about.bnef.com/blog/global-storage-market-double-six-times-2030/>.
- Bolund, B., Bernhoff, H., & Leijon, M. (2007). Flywheel energy and power storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Breyer, C., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Child, M., Oyewo, A., . . . Vainikka, P. (2018). Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.
- Burheim, O. (2017). *Engineering energy storage*. Academic Press.
- CAISO. (2019). *CAISO*. Acesso em 10 de June de 2019, disponível em CAISO: <http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/Opening-access.aspx>.
- California ISO. (2019). *2018 Annual Report on Market Issues & Performance*. California ISO. Fonte: <http://www.caiso.com/Documents/2018AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>.
- Canales, F., Beluco, A., & Mendes, C. (2015). Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM*.
- Ceraolo, M. (2000). New dynamical models of lead-acid batteries. *IEEE Transactions on Power Systems*.

Clark, S., Horstmann, B., & Latz, A. (2017). Development of Zinc-Air Batteries with Advanced Aqueous Electrolytes: A Model-Based Approach. *Meeting Abstracts*.

Cole, W. J., & Frazier, A. (2019). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*. Golden: NREL.

Colthorpe, A. (12 de April de 2018). *Energy Storage News*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em Energy Storage News: <https://www.energy-storage.news/news/siemens-gamesa-is-epc-for-neoens-194mw-34mwh-australian-wind-plus-storage-p>.

Consortium for Battery Innovation. (s.d.). *Consortium for Battery Innovation*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em Consortium for Battery Innovation: <https://www.gopherresource.com/assets/documents/alabc-ss-ultrabattery-a4.pdf>.

Convergent. (2019). *Convergent Energy + Power*. Acesso em 12 de August de 2019, disponível em Convergent Energy + Power: <https://www.convergentep.com/portfolio/orange-county-ca/>.

Crompton, T. (2000). Introduction to battery technology. Em T. Crompton, *Battery Reference Book*.

Daniel, C., & Besenhard, J. (2012). *Handbook of battery materials*. John Wiley & Sons.

Danzer, M., Liebau, V., & Maglia, F. (2015). Aging of lithium-ion batteries for electric vehicles. Em M. Danzer, V. Liebau, & F. Maglia, *Advances in Battery Technologies for Electric Vehicles*.

Das, S. (2018). Graphene: A Cathode Material of Choice for Aluminum-Ion Batteries. *Angewandte Chemie - International Edition*.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (29 de August de 2019). *gov.uk*. Acesso em 3 de September de 2019, disponível em gov.uk: <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends>.

Department of Energy. (2019). *DOE Global Energy Storage Database*. Acesso em 5 de April de 2019, disponível em DOE Global Energy Storage Database: <https://www.energystorageexchange.org/projects>.

Díaz-González, F., Sumper, A., & Gomis-Bellmunt, O. (2016). *Energy storage in power systems*. John Wiley & Sons.

DiOrio, N., Dobos, A., & Janzou, S. (2015). *Economic analysis case studies of battery energy storage with SAM*. Golden: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

DURACELL. (March de 2016). *DURACELL*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em DURACELL: <https://d2ei442zrkqy2u.cloudfront.net/wp-content/uploads/2016/03/Zinc-Air-Tech-Bulletin.pdf>.

Edwards, L. (16 de June de 2014). Pocket-lint. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em Pocket-lint: <https://www.pocket-lint.com/cars/news/tesla/129419-electric-car-with-light-aluminium-air-battery-travels-1-100-miles-on-a-single-charge-take-note-tesla>.

Ehnberg, J., Liu, Y., & Grahn, M. (2014). Grid and Storage. Em B. Sandén, *Systems Perspectives on Renewable Power* (pp. 46-59). Gothenburg: Chalmers.

EIA. (2018). *U.S. Battery Storage Market Trends*. Washington: U.S. Energy Information Administration.

EIA. (28 de February de 2018). *U.S. Energy Information Administration*. Acesso em 17 de February de 2019, disponível em U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35132#>.

EIA. (1 de March de 2019). *U.S. Energy Information Administration*. Acesso em 12 de June de 2019, disponível em U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=427&t=%203>.

Electrical Baba. (5 de November de 2017). *Electrical Baba*. Acesso em 29 de January de 2019, disponível em Electrical Baba: <https://electricalbaba.com/vrla-battery-valve-regulated-lead-acid-battery/>.

Electronics Notes. (2018). *Electronics Notes*. Acesso em 13 de February de 2019, disponível em Electronics Notes: [https://www.electronics-notes.com/articles/electronic\\_components/battery-technology/li-ion-lithium-ion-advantages-disadvantages.php](https://www.electronics-notes.com/articles/electronic_components/battery-technology/li-ion-lithium-ion-advantages-disadvantages.php).

EneRa. (2014). *EneRa*. Acesso em 20 de May de 2018, disponível em EneRa: <http://www.enera.eu/en/products/batteries/comparing-deep-cycle-flooded-batteries-to-vrla-batteries/>.

Energy Storage Association. (2019). *Energy Storage Association*. Acesso em 12 de August de 2019, disponível em Energy Storage Association: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/solid-electrode-batteries/>.

Energy Storage Association. (2018). *Energy Storage Association*. Acesso em 14 de February de 2019, disponível em Energy Storage Association: <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180803-special-energy/20180802-item-02-esa-storage-technology-reference.ashx>.

Energy Storage Association. (2019). *Energy Storage Association*. Acesso em 27 de June de 2019, disponível em Energy Storage Association: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/mechanical-energy-storage/>.

Energy Storage Association. (2019). *Energy Storage Association*. Acesso em 27 de June de 2019, disponível em Energy Storage Association: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/pumped-hydropower/>.

Energy Storage Association. (2019). *Energy Storage Association*. Acesso em 28 de June de 2019, disponível em Energy Storage Association: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/mechanical-energy-storage/>.

Energy Storage Association. (2019). *Energy Storage Association*. Acesso em 21 de May de 2019, disponível em Energy Storage Association: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/solid-electrode-batteries/>.

Energy Storage Sense. (2014). *Energy Storage Sense*. Acesso em 4 de February de 2019, disponível em Energy Storage Sense: <http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes>.

Fraunhofer ICT. (2016). *Fraunhofer Institute for Chemical Technology*. Acesso em 10 de June de 2019, disponível em Fraunhofer Institute for Chemical Technology: <https://www.ict.fraunhofer.de/en/comp/ae/rw.html>.

Freitas, L. (12 de December de 2018). *Jornal do Comercio*. Acesso em 5 de June de 2019, disponível em Jornal do Comercio: <https://jconline.ne10.uol.com.br/canal/economia/pernambuco/noticia/2018/12/12/fernando-de-noronha-ganha-baterias-para-armazenamento-de-energia-solar-365257.php>.

Gabay, J. (7 de August de 2013). *Digi-Key*. Acesso em 4 de February de 2019, disponível em Digi-Key: <https://www.digikey.com/en/articles/techzone/2013/aug/supercapacitor-options-for-energy-harvesting-systems>.

Golden Energy Century Limited. (2018). *Golden Energy Century Limited*. Acesso em 21 de May de 2018, disponível em Golden Energy Century Limited: [http://www.gec.com.cn/root/web/product\\_detail.php?id=2](http://www.gec.com.cn/root/web/product_detail.php?id=2).

González, A., Goikolea, E., Barrena, J., & Mysyk, R. (2016). Review on supercapacitors: Technologies and materials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

Graphene-Info. (24 de January de 2019). *Graphene-Info*. Acesso em 12 de August de 2019, disponível em Graphene-Info: <https://www.graphene-info.com/graphene-batteries>.

Green Car Congress. (10 de December de 2012). *Green Car Congress*. Acesso em 28 de January de 2019, disponível em Green Car Congress: <https://www.greencarcongress.com/2012/12/lab-20121210.html>.

Hannan, M. A., Lipu, M. H., Hussain, A., & Mohamed, A. (2017). A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 834-854.

Hannan, M., Lipu, M., Hussain, A., & Mohamed, A. (2017). A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.



Hawaii State Energy Office. (2018). *Hawaii State Energy Office*. Acesso em 13 de April de 2019, disponível em Hawaii State Energy Office: <https://energy.hawaii.gov/renewable-energy>.

Helmholtz Institute Ulm Electrochemical Energy Storage. (2015). *Helmholtz Institute Ulm Electrochemical Energy Storage*. Acesso em 20 de January de 2019, disponível em Helmholtz Institute Ulm Electrochemical Energy Storage: <http://www.hiu-batteries.de/battery-research-center-in-germany/research/electrochemistry/electrochemistry-for-batteries/research/>.

HOMER Energy LLC. (2019). *HOMER Energy*. Fonte: HOMER Energy: <https://www.homerenergy.com/>.

IEA. (2013). *Technology Roadmap Wind Energy*. Paris: International Energy Agency.

International Hydropower Association. (2019). *2019 Hydropower Status Report*. International Hydropower Association.

IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. International Renewable Energy Agency (IRENA).

Ji, X., Li, D., Lu, Q., Guo, E., Yao, L., & Liu, H. (7 de 2018). Electrospinning preparation of one-dimensional Co<sup>2+</sup>-doped Li<sub>4</sub>Ti<sub>5</sub>O<sub>12</sub> nanofibers for high-performance lithium ion battery. *Ionics*, 24(7), 1887-1894.

John, J. (3 de December de 2015). *Greentech Media*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em Greentech Media: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/pges-75mw-energy-storage-procurement-to-test-flywheels-zinc-air-batteries#gs.0q0ufp>.

John, J. (23 de January de 2019). *Greentech Media*. Acesso em 12 de June de 2019, disponível em Greentech Media: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/a-snapshot-of-texas-growing-appetite-for-wind-and-solar-power#gs.1dpjfw>.

Käbitz, S., Gerschler, J., Ecker, M., Yurdagel, Y., Emmermacher, B., André, D., . . . Sauer, D. (2013). Cycle and calendar life study of a graphite|LiNi<sub>1/3</sub>Mn

1/3Co1/3O<sub>2</sub> Li-ion high energy system. Part A: Full cell characterization. *Journal of Power Sources*.

Kaneko, K. (5 de September de 2016). *Mega Solar Business*. Acesso em 27 de May de 2019, disponível em Mega Solar Business: [https://tech.nikkeibp.co.jp/dm/atclen/news\\_en/15mk/090500810/?ST=%20msbe](https://tech.nikkeibp.co.jp/dm/atclen/news_en/15mk/090500810/?ST=%20msbe).

Kellner, T. (18 de January de 2019). *GE Reports*. Acesso em 20 de June de 2019, disponível em GE Reports: <https://www.ge.com/reports/towering-achievement-summer-holland-ge-will-build-worlds-largest-wind-turbine/>.

Kim, H., Park, K., Hong, J., & Kang, K. (2014). All-graphene-battery: Bridging the gap between supercapacitors and lithium ion batteries. *Scientific Reports*.

Kluiters, E., Schmal, D., Ter Veen, W., & Posthumus, K. (1999). Testing of a sodium/nickel chloride (ZEBRA) battery for electric propulsion of ships and vehicles. *Journal of Power Sources*.

Kumar, N. (2004). Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) System.

Langridge, M., & Edwards, L. (17 de June de 2019). *Pocket-lint*. Acesso em 12 de August de 2019, disponível em Pocket-lint: <https://www.pocket-lint.com/gadgets/news/130380-future-batteries-coming-soon-charge-in-seconds-last-months-and-power-over-the-air>.

Li, B., Shen, J., Wang, X., & Jiang, C. (2016). From controllable loads to generalized demand-side resources: A review on developments of demand-side resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

Li, D., Danilov, D., Gao, L., Yang, Y., & Notten, P. (2016). Degradation Mechanisms of C<sub>6</sub>/LiFePO<sub>4</sub> Batteries: Experimental Analyses of Cycling-induced Aging. *Electrochimica Acta*.

Li, Y., & Dai, H. (2014). Recent advances in Zinc-air batteries. *Chemical Society Reviews*.

Lithium Ion Battery. (2017). *Lithium Ion Battery*. Acesso em 20 de January de 2019, disponível em Lithium Ion Battery: <http://lithiumionbattery.org/activities/battery-management-system>.

Liu, Y., Sun, Q., Li, W., Adair, K., Li, J., & Sun, X. (2017). A comprehensive review on recent progress in aluminum–air batteries. *Green Energy and Environment*.

Lotfi, H., & Khodaei, A. (2017). AC versus DC microgrid planning. *IEEE Transactions on Smart Grid*.

Maheshwari, A. (2018). Modelling, aging and optimal operation of lithium-ion batteries.

Mainar, A., Colmenares, L., Leonet, O., Alcaide, F., Iruin, J., Weinberger, S., . . . Blazquez, J. (2016). Manganese oxide catalysts for secondary zinc air batteries: from electrocatalytic activity to bifunctional air electrode performance. *Electrochimica Acta*.

Martin, J. (2009). Distributed vs. Centralized Electricity Generation: Are We Witnessing a Change of Paradigm? *Energy*.

MathWorks. (2017). *Battery*. Acesso em 25 de June de 2019, disponível em MathWorks: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>.

MathWorks. (2019). *Battery*. Acesso em 25 de June de 2019, disponível em MathWorks: [https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/ref/battery.html?searchHighlight=battery&s\\_tid=doc\\_srchtile](https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/ref/battery.html?searchHighlight=battery&s_tid=doc_srchtile).

MathWorks. (2020). Fonte: MATLAB - MathWorks: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>.

Metso. (6 de February de 2019). *MINING.COM*. Acesso em 13 de April de 2019, disponível em MINING.COM: <http://www.mining.com/web/%20where-is-lithium-coming-from/>.

Mjøllhus, L. B. (2017). *Evaluation of Hybrid Battery System for Platform Support Vessels*. Stavanger: University of Stavanger.

Monitoring Analytics. (2018). *2017 State of the Market Report for PJM*. Eagleville: Monitoring Analytics. Acesso em 12 de June de 2019, disponível em <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20180322-state-of-market-report-review/20180322-2017-state-of-the-market-report-review.ashx>.

NGK Insulators. (2016). *NGK Insulators*. Acesso em 27 de May de 2019, disponível em NGK Insulators: [https://www.ngk.co.jp/nas/case\\_studies/buzen/](https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies/buzen/).

NGK Insulators Limited. (2017). *NGK Insulators Limited*. Acesso em 21 de May de 2018, disponível em NGK Insulators Limited: [https://www.ngk.co.jp/nas/case\\_studies/](https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies/).

Nikdel, M., & others. (2014). Various battery models for various simulation studies and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 477-485.

Nishi, Y. (2001). Lithium ion secondary batteries; Past 10 years and the future. *Journal of Power Sources*.

Nova Scotia Boatbuilders Association. (2015). *Review of All-Electric and Hybrid-Electric Propulsion Technology for Small Vessels*. Nova Scotia: Nova Scotia Boatbuilders Association.

Ould Amrouche, S., Rekioua, D., Rekioua, T., & Bacha, S. (2016). Overview of energy storage in renewable energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Paiste, D. (2 de November de 2016). *MIT News*. Acesso em 6 de February de 2019, disponível em MIT NEWS: <http://news.mit.edu/2016/battery-challenges-cost-and-performance-1102>.

Park, D., Yang, W., Jeong, H., & Ryu, K. (2017). Study of Zinc Compounds for Improving the Reversibility of the Zinc Anode in Zinc–Air Secondary Batteries. *Bulletin of the Korean Chemical Society*.

Parker, D. (6 de June de 2016). *New Civil Engineer*. Acesso em 27 de January de 2019, disponível em New Civil Engineer: <https://www.newcivilengineer.com/archive/going-underground-energy-storage-06-06-2016/>.

Parkhideh, B. (2006). *Storage Technologies for Hybrid Electric Buses: ZEBRA Battery*. Aachen: RWTH Aachen University. Fonte: [https://www.euromatic.no/ZEBRA\\_Aug17.pdf](https://www.euromatic.no/ZEBRA_Aug17.pdf).

Pasetti, M., Rinaldi, S., & Manerba, D. (2018). A virtual power plant architecture for the demand-side management of smart prosumers. *Applied Sciences (Switzerland)*.

Peralta Piernagorda, C. O. (2019). *Reduction of CO2 emissions in isolated power systems using energy storage*. Universidade de São Paulo. São Paulo: University of São Paulo.

Peralta, C., Vieira, G., Meunier, S., Vale, R., Salles, M., & Carmo, B. (2019). Evaluation of the CO<sub>2</sub> emissions reduction potential of Li-ion batteries in ship power systems. *Energies*.

Pistoia, G. (2005). *Batteries for Portable Devices*.

PJM. (2019). *PJM*. Acesso em 17 de February de 2019, disponível em PJM: <https://www.pjm.com/%20markets-and-operations/interregional-map.aspx>.

Power Electronics. (22 de August de 2017). *Power Electronics*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em Power Electronics: <https://www.powe-relectronics.com/alternative-energy/rechargeable-zinc-air-batteries-could-threaten-li-ion-s-dominance>.

Prieto Battery. (s.d.). *Prieto Battery*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em Prieto Battery: <https://www.prietobattery.com/how-it-works-2/foam/>.

Purewal, J., Wang, J., Graetz, J., Soukiazian, S., Tataria, H., & Verbrugge, M. (2014). Degradation of lithium ion batteries employing graphite negatives and nickel-cobalt-manganese oxide + spinel manganese oxide positives: Part 2, chemical-mechanical degradation model. *Journal of Power Sources*.

Rahimi-Eichi, H., Ojha, U., Baronti, F., & Chow, M.-Y. (2013). Battery management system: An overview of its application in the smart grid and electric vehicles. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 4-16.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2018). *Renewables 2017: Global Status Report*. REN21.

Renewable Energy World. (1 de December de 2015). *Calculating the True Cost of Energy Storage*. Fonte: Renewable Energy World: <https://www.renewableenergyworld.com/2015/01/12/calculating-the-true-cost-of-energy-storage/#gref>.

Rexed, I., Behm, M., & Lindbergh, G. (2010). Modelling of ZEBRA batteries. *Royal Institute of Technology*.

RICHARD. (30 de April de 2018). *Round Trip Efficiency in Batteries: A Critical Matter*. Fonte: UPS Battery Center.com: <https://www.upsbatterycenter.com/blog/round-trip-efficiency-batteries/>.

RTE. (2019). *Réseau de Transport d'Electricité*. Acesso em 10 de June de 2019, disponível em Réseau de Transport d'Electricité: <https://www.rte-france.com/en/article/major-electricity-trends-month>.

Rufer, A. (2017). *Energy Storage: Systems and Components*. Boca Raton: CRC Press.

Sabihuddin, S., Kiprakis, A., & Mueller, M. (2015). A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies*.

Salles, M., Huang, J., Aziz, M., & Hogan, W. (2017). Potential arbitrage revenue of energy storage systems in PJM. *Energies*, 1100.

Santerno S.p.A. (17 de October de 2011). *Global Energy World*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em Global Energy World: [http://www.globaleenergyworld.com/news/2137/innovative\\_energy\\_storage\\_solutions\\_by\\_santerno\\_and\\_fiamm.htm](http://www.globaleenergyworld.com/news/2137/innovative_energy_storage_solutions_by_santerno_and_fiamm.htm).

Sasaki, T., Ukyo, Y., & Novák, P. (2013). Memory effect in a lithium-ion battery. *Nature Materials*.

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, 81-100.

Scialom, M. (6 de April de 2018). *Cambridge Independent*. Acesso em 21 de May de 2018, disponível em Cambridge Independent website: <https://www.cambridgeindependent.co.uk/business/cambridge-battery-recycling-technology-set-to-disrupt-global-market-9052189/>.

Shang, H., Zuo, Z., Li, L., Wang, F., Liu, H., Li, Y., & Li, Y. (2018). Ultrathin Graphdiyne Nanosheets Grown In Situ on Copper Nanowires and Their Performance as Lithium-Ion Battery Anodes. *Angewandte Chemie - International Edition*.

Silverstein, K. (24 de June de 2019). *Microgrid Knowledge*. Acesso em 28 de June de 2019, disponível em Microgrid Knowledge: <https://microgridknowledge.com/distributed-energy-resources-navigant/>.

Statista. (2019). *Statista*. Acesso em 13 de April de 2019, disponível em Statista: <https://www.statista.com/statistics/268790/countries-with-the-largest-lithium-reserves-worldwide/Acessadoem13/04/>.

Sun, L., Jiang, P., Liu, H., Fan, D., Liang, J., Wei, J., . . . Shi, J. (2015). Graphdiyne: A two-dimensional thermoelectric material with high figure of merit. *Carbon*.

Suri, G., & Onori, S. (2016). A control-oriented cycle-life model for hybrid electric vehicle lithium-ion batteries. *Energy*.

Thavlov, A., & Bindner, H. (2015). Utilization of flexible demand in a virtual power plant set-up. *IEEE Transactions on Smart Grid*.

The American Geosciences Institute. (2017). *The American Geosciences Institute*. Acesso em 20 de June de 2019, disponível em The American Geosciences Institute: <https://www.americangeosciences.org/critical-issues/faq/what-are-advantages-and-disadvantages-offshore-wind-farms>.

The Wind Energy Institute of Canada. (2014). *Wind Energy R&D Park and Storage System for Innovation in Grid Integration*. Office of Energy Research and Development Natural Resources Canada.

U.S. Department of Energy. (2018). *DOE Global Energy Storage Database*. Acesso em 23 de May de 2018, disponível em DOE Global Energy Storage Database website: <https://energystorageexchange.org/projects?q=lithium+ion>.

U.S. Geological Survey. (2018). *U.S. Geological Survey*. Acesso em 12 de February de 2019, disponível em U.S. Geological Survey: <https://s3-us-west-2.amazonaws.com/prd-wret/assets/palladium/production/mineral-pubs/sulfur/mcs-2018-sulfu.pdf>.

U.S. Geological Survey. (2019). *U.S. Geological Survey*. Acesso em 13 de April de 2019, disponível em U.S. Geological Survey: <https://prd-wret.s3-us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/atoms/files/mcs-2019-lithi.pdf>.

Uddin, K., Perera, S., Widanage, W., Somerville, L., & Marco, J. (2016). Characterising lithium-ion battery degradation through the identification and tracking of electrochemical battery model parameters. *Batteries*.

Union of Concerned Scientists. (9 de March de 2018). *Union of Concerned Scientists*. Acesso em 22 de January de 2019, disponível em Union of Concerned Scientists: <https://www.ucsusa.org/clean-vehicles/electric-vehicles/electric-cars-battery-life-materials-cost>.

Van Zyl, A. (1996). Review of the zebra battery system development. *Solid State Ionics*.

Vangari, M., Pryor, T., & Jiang, L. (2013). Supercapacitors: Review of materials and fabrication methods. *Journal of Energy Engineering*.

Vincent, C., & Scrosati, B. (1997). *Modern batteries*. Elsevier.

Wakihara, M., & Yamamoto, O. (2008). *Lithium ion batteries: fundamentals and performance*. John Wiley & Sons.

Wang, J., Lu, K., Ma, L., Wang, J., Dooner, M., Miao, S., . . . Wang, D. (2017). Overview of compressed air energy storage and technology development. *Energies*.

Weber, A., Mench, M., Meyers, J., Ross, P., Gostick, J., & Liu, Q. (2011). Redox flow batteries: A review. *Journal of Applied Electrochemistry*.

Whittingham, M. (2012). History, evolution, and future status of energy storage. *Proceedings of the IEEE*.



Wikner, E., & Thiringer, T. (2018). Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC. *Applied Sciences*, 1825.

Willuhn, M. (2 de August de 2018). *pv magazine*. Acesso em 6 de June de 2019, disponível em pv magazine: <https://www.pv-magazine.com/2018/08/02/milestone-over-one-trillion-watts-of-wind-and-solar-installed/>.

Wu, D., Kintner-Meyer, M., Yang, T., & Balducci, P. (2017). Analytical sizing methods for behind-the-meter battery storage. *Journal of Energy Storage*, 297-304.

Xing, Y., Ma, E. W., Tsui, K. L., & Pecht, M. (2011). Battery management systems in electric and hybrid vehicles. *Energies*, 1840-1857.

Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., & Kirschen, D. (2018). Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*.

Xu, X., Zhou, D., Qin, X., Lin, K., Kang, F., Li, B., . . . Wang, G. (2018). A room-temperature sodium–sulfur battery with high capacity and stable cycling performance. *Nature Communications*.

Yuan, X., Liu, H., & Zhang, J. (2011). *Lithium-ion batteries: advanced materials and technologies*. CRC press.

Zientara, B. (2018). *Solar Power Rocks*. Acesso em 20 de June de 2019, disponível em Solar Power Rocks: <https://www.solarpowerrocks.com/solar-basics/how-much-electricity-does-a-solar-panel-produce/>.

Zu, C., & Li, H. (2011). Thermodynamic analysis on energy densities of batteries. *Energy and Environmental Science*.