

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANDRÉ LIMA BUZZÁ

MODELO DE DEGRADAÇÃO DE BATERIAS PARA OPERAÇÃO EM SISTEMAS  
ISOLADOS COM INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

CURITIBA

2020

ANDRÉ LIMA BUZZÁ

MODELO DE DEGRADAÇÃO DE BATERIAS PARA OPERAÇÃO EM SISTEMAS  
ISOLADOS COM INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração de Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

Coorientador: Dr. Juliano de Andrade

CURITIBA

2020

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR  
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

B992m Buzzá, André Lima  
Modelo de degradação de baterias para operação em sistemas isolados com integração de fontes de energias renováveis [recurso eletrônico] André Lima Buzzá. – Curitiba, 2021.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

Orientador: Alexandre Rasi Aoki.  
Coorientadora: Juliano de Andrade.

1. Energia - armazenamento. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Recursos naturais renováveis.  
I. Universidade Federal do Paraná. II. Aoki, Alexandre Rasi. III. Andrade, Juliano de. IV. Título.

CDD: 621.31

Bibliotecária: Vanusa Maciel CRB- 9/1928



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SETOR DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA  
ELÉTRICA - 40001016043P4

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **ANDRE LIMA BUZZA** intitulada: **MODELO DE DEGRADAÇÃO DE BATERIAS PARA OPERAÇÃO EM SISTEMAS ISOLADOS COM INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS**, sob orientação do Prof. Dr. ALEXANDRE RASI AOKI, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 25 de Janeiro de 2021.

Assinatura Eletrônica  
25/01/2021 18:01:06.0  
ALEXANDRE RASI AOKI  
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica  
25/01/2021 17:26:26.0  
THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES  
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica  
25/01/2021 18:09:13.0  
CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA  
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica  
25/01/2021 17:41:00.0  
MILTON PIRES RAMOS  
Avaliador Externo (INSTITUTO GNARUS)

“Dedico à minha família, por todo amor e carinho que recebi durante a elaboração desse trabalho”.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha família, meus pais Maria Teresa e José e a minha irmã Lisa pelo amor, incentivo e dedicação em sempre me apoiarem.

Agradeço ao Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki pela orientação, dedicação, conselhos, tantos conhecimentos e amizade.

Agradeço ao Dr. Juliano de Andrade pela coorientação, supervisão, pelos diversos conhecimentos passados nesses anos de experiência de laboratório, pela paciência e amizade.

Agradeço ao Prof. Dr. Patrício Impinnisi por toda assistência, ensinamentos e dedicação sempre que foi lhe pedido e pela amizade.

Agradeço aos meus colegas do laboratório dos Institutos Lactec pela disposição, paciência e ajuda em muitos momentos. Também agradeço aos Institutos Lactec as facilidades e a estrutura para a execução de testes práticos do projeto, assim como junto a NeoEnergia e a UFPR, pelo fomento e apoio para execução do projeto de mestrado.

Agradeço aos professores do departamento de Engenharia Elétrica da UFPR pelos muitos ensinamentos passados, contribuindo tanto para a minha formação.

## RESUMO

Os últimos conceitos apresentados como redes ativas de distribuição e internet das coisas mudaram a maneira de olhar para as redes elétricas e trouxeram diferentes fatores a serem resolvidos, a fim de se ter um sistema elétrico moderno completo e confiável. Um desses fatores é o uso de dispositivos de armazenamento de energia, como as baterias, devido a sua variedade de usos e disposições, que podem ajudar na evolução do sistema elétrico de várias maneiras. Esses usos consistem em combinar a geração às cargas através de deslocamento de carga; estabilidade da rede, acompanhamento e nivelamento de carga; administrar as incertezas na geração de energia renovável por meio de reservas, etc. Assim, devido aos seus inúmeros e flexíveis usos, o armazenamento de energia vem ganhando importância em diversos setores, oferecendo um enorme potencial de mercado. Nesse cenário, é necessário estimar a durabilidade destes armazenamentos de energia para evitar falhas nas aplicações e reduzir custos, devido ao fato de que esses sistemas de armazenamento têm uma vida útil e sua degradação está diretamente relacionada às condições de uso e ao tempo transcorrido. Neste trabalho, a modelagem da degradação das baterias foi desenvolvida em MATLAB e considerando diversos fatores em ambas as parcelas de vida-útil de ciclagem e vida-útil de prateleira, cuja combinação resulta na estimativa da vida útil da bateria. O modelo desenvolvido permite estimar a vida-útil na aplicação selecionada e possibilita quantificar o custo da energia para descargas realizadas em diferentes estados de carga da bateria. Os resultados da simulação de baterias e os dados de aplicações reais como *peak-shaving*, armazenamento de geração renovável e otimização de compra de energia da rede, em casos *on-grid* e *off-grid*, foram comparados para fins de validação e estimativa de erros. Observou-se a vantagem em se considerar a degradação de baterias na tomada de decisão e a importância da exatidão dos dados fornecidos pelo fabricante, como tabelas e gráficos sobre comportamentos e características específicas das baterias. Com o uso desse algoritmo em diferentes tipos de baterias, tamanhos e fabricantes, pode ser encontrada a solução mais próxima a ideal, ou bateria ideal, para cada aplicação e uma previsão de vida útil nas condições da aplicação, otimizando o desenvolvimento de projetos.

Palavras-chave: Armazenamento de energia. Degradação de baterias. Modelagem de baterias.



## ABSTRACT

The latest upcoming concepts as distributed active networks and internet of things have changed the way of looking into electrical grids and brought different factors to be solved in order to have a complete and reliable modern electrical system. One of these factors is the use of energy storage devices such as batteries, due to its range of usages and arrangements, may assist electrical system evolution in number of ways. These usages consist of matching generation to loads through time-shifting; grid stability, load-following, and load-levelling; managing uncertainty in renewable energy generation through reserves etc. Renewable energy targets, Clean transportation, Energy security and Emission mitigation are major drivers which led even some governments to formulate policies, to identify energy storage potential and their market growth. Thus, due to its numerous and flexible usages, energy storage has been gaining significance in the renewable energy and automotive sector, offering enormous market potential. In this way, the energy storage durability is necessary to be considered to avoid failures on applications and reduce costs, due the fact these storage systems have a lifetime, and its degradation is directly related on application's conditions and time. In this work, the battery degradation modeling was developed in MATLAB and considering current, state of charge, depth of discharge, temperature in both parcels calendar-life and cycle-life which combination results on the lifetime estimation. Results of batteries simulation and real application's data were compared on validation and error estimation purposes. It was also noted the importance of the data provided by the manufacturer, as tables and graphics of temperature effect of operation, cycle-life on different depths of discharge, ampere-hour throughput on different depths of discharge, etc. The use of this algorithm on different batteries types, sizes and manufactures allows to be found as the optimal solution, or battery, for each application also a lifetime prediction under application's conditions, improving projects developments.

Key words: Energy storage systems. Energy storage degradation. Battery modeling.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. (a) Consumo de energia elétrica renovável no mundo em [TWh] por ano. Tradicionalmente biocombustíveis referem ao consumo de biomassa, resíduos florestais, animais e agrícolas. ....	14
Figura 2. Quantidade instalada de armazenamento de energia.....	15
Figura 3: Sistema de armazenamento com baterias NaS, Japão. ....	16
Figura 4. Visão geral do sistema elétrico da ilha de Fernando de Noronha .....	18
Figura 5. Curva de Taxa de descarga por Capacidade típica para baterias chumbo-ácido.....	27
Figura 6. Variação da vida cíclica com a profundidade de descarga de uma bateria VRLA.....	28
Figura 7. Design básico de uma célula de íon-de-lítio.....	30
Figura 8. (a) Cilíndrica, (b) Formato "moeda", (c) Prismática, (d) Formato plano ("flat"). .....	32
Figura 9. Sistemas de baterias alcalinas.....	36
Figura 10. Auto-descarga Ni-Cd em diferentes temperaturas.....	37
Figura 11. Diferentes abordagens para se modelar o envelhecimento de baterias...48	
Figura 12. Diagrama esquemático dos parâmetros que influenciam a taxa de degradação de baterias.....	53
Figura 13. Exemplo da influência da temperatura na vida-útil de uma específica bateria chumbo-ácido de 200Ah (C10), fornecida pelo fabricante. ....	55
Figura 14. Curva de $Ah_{th}$ (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria Chumbo-Ácido. ....	57
Figura 15. Curva de $Ah_{th}$ (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria Chumbo-Carbono.....	57
Figura 16. Curva de $Ah_{th}$ (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria íons-de-lítio LFP.....	58
Figura 17. Curva de $Ah_{th}$ (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria íons de lítio LFP, de diferente fabricante.....	58
Figura 18. Exemplo ilustrativo de efeitos de degradação sobrepostos na curva $Ah_{th}$ x DoD de uma bateria Li-íon comercial LFP. ....	61
Figura 19. Estado de carga durante início do ensaio para a obtenção do gráfico de $Ah_{thput}$ x DoD.....	62
Figura 20. (a) Curva de DoD x Ciclos (a 25°C) e (b) Curva DoD x Desgaste/Ciclo (a 25°C). ....	63

Figura 21. Dependência da capacidade da bateria com a taxa de descarga. (A) Bateria íons de lítio e (B) Baterias chumbo ácido fotovoltaicas para sistemas fotovoltaicos.	66
Figura 22. Perfil de envelhecimento por ciclagem selecionado para validação de modelo em laboratório.....	69
Figura 23. Ensaio de envelhecimento por ciclagem em bateria de Li-íon. ....	70
Figura 24. Simulação: perfil, SoC, Curvas de vida-útil com bateria de íons-de-lítio. .	71
Figura 25. Resultados da simulação de envelhecimento de bateria de íon-de-lítio...	71
Figura 26. Perfil de uso do sistema de armazenamento operar no sistema da Ilha de Fernando de Noronha. ....	72
Figura 27. Perfil de estados de carga de sistema de armazenamento em operação selecionado. ....	74
Figura 28. Simulação com bateria de lítio a 30°C (média) e 20% SoC <sub>0</sub> .....	75
Figura 29. Simulação com bateria de lítio a 30°C (média) e 50% SoC <sub>0</sub> .....	76
Figura 30. Simulação com bateria de lítio a 30°C (média) e 100% SoC <sub>0</sub> .....	77
Figura 31. Simulação com bateria de lítio a 20°C (média) e 20% SoC <sub>0</sub> .....	78
Figura 32. Simulação com bateria de lítio a 20°C (média) e 50% SoC <sub>0</sub> .....	79
Figura 33. Simulação com bateria de lítio a 20°C (média) e 100% SoC <sub>0</sub> .....	80
Figura 34. Simulação com bateria de lítio a 35°C (média) e 20% SoC <sub>0</sub> .....	81
Figura 35. Simulação com bateria de lítio a 40°C (média) e 50% SoC <sub>0</sub> .....	82
Figura 36. Simulação com bateria de lítio a 40°C (média) e 100% SoC <sub>0</sub> .....	83
Figura 37. Curva de Ah <sub>th</sub> por DoD, fornecida pelo fabricante de baterias. ....	84
Figura 38. Curvas de Capacidade em função da amplitude de corrente e da Eficiência em função da temperatura, fornecidas pelo fabricante de baterias.....	84
Figura 39. Curva de Ah <sub>th</sub> por DoD, segundo fabricante.....	86
Figura 40. Curvas de Capacidade pela Amplitude de Corrente e Eficiência pela Temperatura, segundo fabricante. ....	87
Figura 41. Simulação de bateria chumbo-ácido em sistema isolado com geração fotovoltaica. ....	88
Figura 42. Esquemático das amostras do experimento. ....	95

## LISTA DE SIGLAS

Ah	-	Unidade de energia “ <i>Ampere x hour</i> ”
Ah <sub>th</sub>	-	<i>Ampere-hour throughput</i> “Energia total armazenada durante toda vida útil da bateria, em Ah”
C <sub>1</sub>	-	Capacidade em regime de 1 hora
C <sub>10</sub>	-	Capacidade em regime de 10 horas
C <sub>20</sub>	-	Capacidade em regime de 20 horas
C <sub>5</sub>	-	Capacidade em regime de 5 horas
DoD	-	<i>Depth of Discharge</i> “Profundidade de Descarga”
EoL	-	<i>End of Life</i> “Fim de vida útil”
Eth	-	<i>Energy throughput</i> “Energia total armazenada durante toda vida útil da bateria”
SEI	-	<i>Solid Electrolyte Interface</i> “Interface Sólido-Líquido”
SIAE	-	Sistema Inteligente de Armazenamento de Energia
SAE	-	Sistema de Armazenamento de Energia
SoC	-	<i>State of Charge</i> Estado de Carga
SoH	-	<i>State of Health</i> Estado de Saúde
UFV	-	Usina Fotovoltaica
UTE	-	Usina Termoelétrica
VRLA	-	<i>Valve Regulated Lead Acid</i> “Chumbo-Ácido Regulada por Válvula”

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Características do SIAE que compõe o sistema híbrido Diesel-FV-SIAE da Ilha .....	19
Quadro 2. Comparação entre características de modelos de degradação .....	44
Quadro 3. Quadro comparativo entre características e as três tecnologias de baterias. ....	48

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Tabela de componentes de baterias chumbo-ácido.....	23
Tabela 2. Visão geral de alguns materiais de eletrodos de baterias de íons-de-lítio.	31
Tabela 3. Tabela com palavras-chave utilizadas na busca por artigos e periódicos relacionados ao tema. ....	40
Tabela 4. Estimativa de vida-útil para diferentes dimensionamentos de sistema de armazenamento operando no regime planejado para a Ilha Fernando de Noronha.	73
Tabela 5. Tabela com resultados de sensibilidade das simulações em diferentes cenários teste, em um mesmo regime fotovoltaico isolado. ....	85

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	14
1.1	CONTEXTO .....	15
1.2	OBJETIVOS .....	19
1.3	JUSTIFICATIVA .....	20
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	20
2	TECNOLOGIAS DE BATERIAS E MECANISMOS DE DEGRADAÇÃO .....	22
2.1	Tecnologia de Baterias de Chumbo-Ácido .....	22
2.1.1	Aspectos eletroquímicos e físicos .....	23
2.1.2	Aplicações .....	24
2.1.3	Mecanismos de Degradação .....	25
2.1.4	Capacidade, Segurança e Meio ambiente .....	26
2.2	Tecnologias de bateria de Lítio .....	29
2.2.1	Aspectos eletroquímicos e físicos .....	29
2.2.2	Aplicações .....	32
2.2.3	Mecanismos de degradação .....	32
2.2.4	Capacidade, Segurança e Meio Ambiente .....	33
2.3	Tecnologias de Níquel-Cádmio e Níquel-Metal-Hidreto .....	34
2.3.1	Aspectos Eletroquímicos e Físicos .....	35
2.3.2	Mecanismos de Degradação .....	36
2.3.3	Capacidade, Segurança e Meio Ambiente .....	38
2.4	Considerações finais do capítulo .....	38
3	ESTADO DA ARTE .....	40
3.1	Procedimento de pesquisa de artigos e publicações .....	40
3.2	Cenário do armazenamento de energia em sistemas de potência .....	41
3.3	Considerações finais do capítulo .....	44
4	METODOLOGIA DE ANÁLISE E MODELAGEM .....	44
4.1	Degradação de baterias .....	44
4.1.1	Bateria Chumbo-Acido .....	44
4.1.2	Bateria de Íons de Lítio .....	46
4.1.3	Bateria de Níquel-Cádmio e Níquel-Metal-Hidreto .....	47
4.2	Métodos de modelagem .....	48

4.3	Considerações finais do capítulo .....	49
5	PROCEDIMENTO DE MODELAGEM.....	51
5.1	Modelo de degradação.....	51
5.2	Equacionamento do modelo.....	53
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	69
6.1	Validação do Modelo.....	69
5.2	Simulação na Rede de Fernando de Noronha .....	72
5.3	Simulação em Perfil Fotovoltaico Isolado.....	73
7	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS .....	90
	REFERÊNCIAS.....	92
	APÊNDICE .....	95

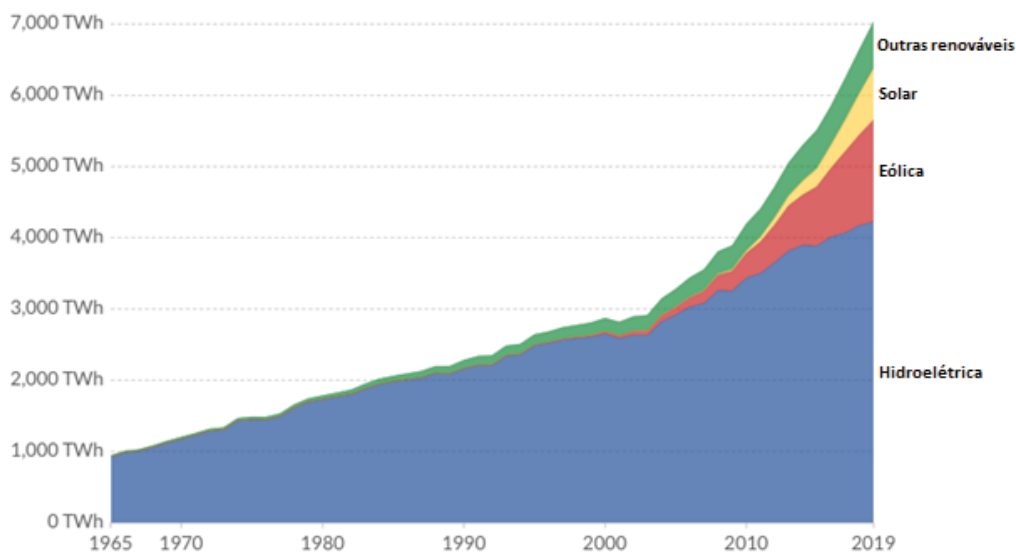


## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é cada vez mais necessária na vida atual e o conhecimento para controlar este recurso se torna cada dia mais importante. Além da preocupação com a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica renovável, também vem crescendo rapidamente o interesse no armazenamento dessa energia, tanto em aplicações de baixa quanto de alta potência.

Baterias são utilizadas cada vez em maior número, inclusive pelas concessionárias de energia. Tradicionalmente a principal aplicação de bancos de baterias no sistema elétrico sempre foi em usinas e subestações para garantir a alimentação de equipamentos e circuitos imprescindíveis no caso de falha no sistema principal de energia, mas atualmente sua utilização está se estendendo cada vez mais. E ao mesmo tempo que a exploração de energias renováveis está em crescimento (Figura 1), as baterias que protagonizam a maioria dos sistemas de armazenamento de energia instalados na atualidade, estão com os preços cada vez mais acessíveis, como apresentado pela Bloomberg em 2018, o que permite uma integração mais ampla das redes com a geração renovável. Segundo a estimativa feita pela Wood Mackenzie Power & Renewable's, o mercado de armazenamento de energia deve crescer rapidamente até 2024, ilustrado na Figura 2, sendo liderado por Estados Unidos e China.

Figura 1. (a) Consumo de energia elétrica renovável no mundo em [TWh] por ano. Tradicionalmente biocombustíveis referem ao consumo de biomassa, resíduos florestais, animais e agrícolas.



FONTE: Adaptado de Our World in Data, 2019.

Figura 2. Quantidade instalada de armazenamento de energia.



FONTE: Adaptado de Wood Mackenzie Power & Renewable's, 2018.

Esta utilização em massa de sistemas de acumulação de energia a base de baterias vem acompanhada de uma série de limitações que no passado não eram consideradas críticas, por exemplo, os problemas relacionados à sua manutenção (custos principalmente relacionados à necessidade de manter equipes específicas), à sua confiabilidade (o nível de confiabilidade exigido atualmente pelos sistemas de *back-up* não é o mesmo de alguns anos atrás), ou os problemas relacionados às dificuldades para incluir os bancos de baterias num esquema automatizado de monitoramento e controle; sem falar dos problemas devidos aos demorados testes de avaliação da capacidade e saúde que podem durar horas (tempo durante o qual o sistema não está disponível, o que exige ter, em alguns casos, um segundo banco de baterias, duplicando os custos, etc.). Todos estes problemas e limitações tem um denominador comum. A necessidade de conhecer ou estimar o estado das baterias durante seu uso, seja de forma prévia ou instantânea e de forma rápida e confiável, ou seja, saber a todo o momento, até o fim de sua vida útil, se elas terão capacidade de suportar a carga necessária quando solicitadas.

## 1.1 CONTEXTO

Na última década, o Brasil tem tido um crescimento expressivo em fontes renováveis de energia, como mostram os dados do Ministério de Minas e Energia de 2019, em que o país já tinha cerca de 46,1% de participação na Matriz da Demanda

Total de Energia de 2019 de geração renovável, aumentando 0,6 pontos percentuais em relação a 2018. O indicador brasileiro representa três vezes o mundial (MME, 2020). Segundo a estimativa da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que regulamenta o segmento de geração distribuída desde 2012, serão mais de 886 mil consumidores com sistemas de energia solar até 2024. Esse crescimento pode ser decorrente tanto pelo fato de a geração renovável ser limpa quanto pelo crescente consumo de energia elétrica no mundo, segundo Luo et al. (2015) em 2012 o total produzido no planeta foi de 22,22 TWh, sendo cerca de 70% de natureza fóssil.

Esta implementação massiva de geração distribuída pode acarretar problemas de estabilidade na rede elétrica, causados pela intermitência dessas fontes (ANEEL), mas enfrentando esta situação, Divya; Østergaard (2009) mostraram que os sistemas de armazenamento de energia podem auxiliar no controle da confiabilidade dos sistemas elétricos onde há pontos de geração distribuída, além de poder melhorar a qualidade da energia que é entregue aos consumidores.

Em 2016, foi finalizada a instalação de um sistema de armazenamento com baterias NAS (Sódio-Enxofre) que totalizaram 300 GWh e 50 GW, suficiente para manter 30 mil residências por um dia, na Estação Buzen, no Japão (NGK, News), ilustrado na Figura 3.

Figura 3: Sistema de armazenamento com baterias NaS, Japão.



FONTE: Adaptado de powermag.com, 2017.

Ao final de 2017, na Austrália foi iniciada a operação de um grande sistema de armazenamento de energia com baterias de íons-de-lítio, de 129 MWh e 100 MW, que devido ao tamanho sucesso do projeto implementado pela Tesla com a redução de até 75% do preço de serviços ancilares da operação australiana, praticamente seis meses depois foi iniciada a instalação de um novo sistema de armazenamento menor, 8 MWh, para auxiliar principalmente no controle de frequência na rede, mas também com a possibilidade de atuar em modo isolado (The Guardian, 2018).

O Ministério de Minas e Energia inclusive sinalizou como será a evolução no país nos próximos dez anos sobre mini e micro geração distribuída (plantas até 5 MW) e baterias quando apresentou recentemente o plano decenal de expansão de energia 2030 (PDE 2030 – MME, 2020). O plano também aborda a perspectiva de entrada de baterias em unidades consumidoras, apresentando que o horizonte de uma maior utilização de baterias em sistemas de potência é esperado.

Com as tendências mundiais juntamente com resultados bem incentivadores, o estudo destes sistemas de armazenamento em aplicações de potência a cada dia se torna mais importante. Por conta disso, é importante analisar a influência da degradação de sistemas de armazenamento com baterias em um cenário de sistema isolado, com geração renovável e com a integração dos veículos elétricos, para determinar os impactos na operação deste sistema e suas consequências.

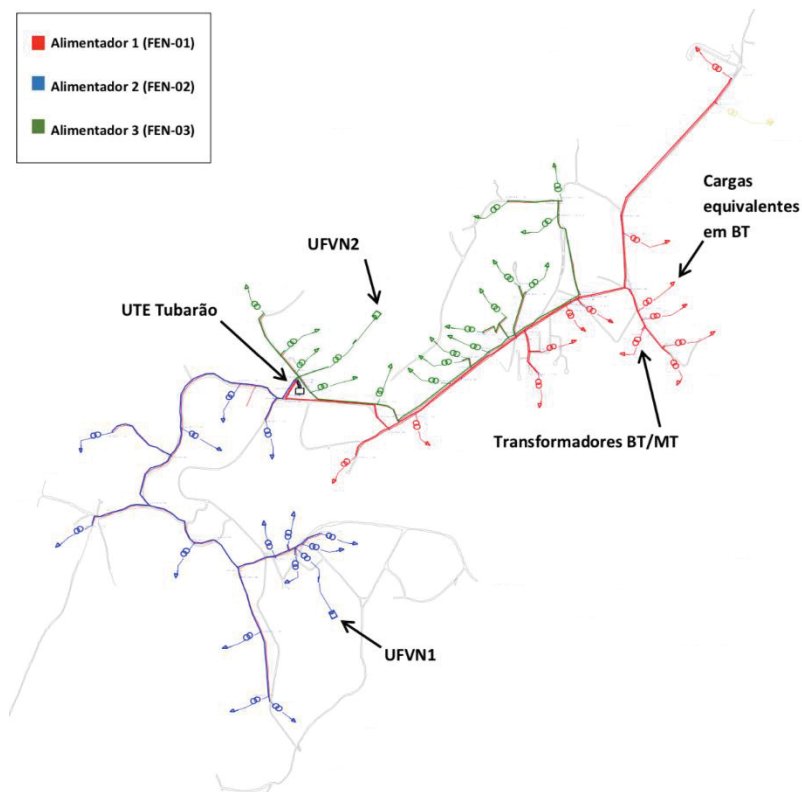
Esta dissertação está alinhada ao projeto de P&D da Neoenergia da Chamada de P&D Estratégico da ANEEL N° 21, a qual prevê a instalação de sistemas de armazenamento de energia com baterias na Ilha Fernando de Noronha. Nesse sentido, a energia elétrica consumida em Fernando de Noronha, é gerada através de um sistema híbrido de gerações térmica, fotovoltaica e o novo sistema de armazenamento de energia.

A Usina Termelétrica (UTE) Tubarão, composta por oito grupos geradores Diesel trifásicos, quatro do grupo principal e quatro de contingência, com potência nominal total de 7,6 MVA (6,1 MW), fornece a maior parte dessa energia, sendo a parte menor do consumo da ilha suprido pela geração fotovoltaica das Usinas Fotovoltaicas Noronha I (UFVN1), com potência nominal de 402 kWp, e Noronha II (UFVN2), com potência nominal de 550,8 kWp.

A energia gerada é distribuída entre as unidades consumidoras da ilha através de uma rede de distribuição composta por três alimentadores em média tensão (MT - 13,8 kV) e 43 linhas de distribuição em baixa tensão (BT - 220/380 V). Cada linha em

BT é alimentada por seu respectivo transformador MT/BT. A Figura 4 apresenta uma visão geral do sistema elétrico de Fernando de Noronha, indicando a localização das usinas, dos alimentadores em MT e dos transformadores MT/BT.

Figura 4. Visão geral do sistema elétrico da ilha de Fernando de Noronha



FONTE: Adaptado de relatório interno de Institutos Lactec.

O sistema inteligente de armazenamento de energia (SIAE) é o elemento com maior grau de controle do sistema híbrido Diesel-FV-SIAE e está sendo integrado por completo diretamente ao sistema de supervisão e controle (SSC), que, por sua vez, será responsável por determinar a potência demandada ou entregue pelo SIAE.

O SIAE é composto de dois módulos de armazenamento de 510 kWh de capacidade nominal e 280 kW de potência nominal serão instalados durante o projeto. O sistema está conectado à rede no ponto de conexão, localizado no barramento principal da UTE Tubarão. Assim, pode-se considerá-lo como um único SAE de 1 MWh de capacidade e 560 kW de potência nominal equivalentes, o qual incorporará flexibilidade ao gerenciamento do perfil da geração da UTE Tubarão.

O SIAE adquirido possui funcionalidades que permitem a monitoração e o controle da sua operação, sendo que para isto, utiliza protocolo de comunicação

DNP3 para receber sinais de controle externos. Estas características facilitam a integração da plataforma de controle interno do SIAE, chamada de AEROS®, com o SSC, tanto em nível de hardware quanto de software.

As funções da plataforma interna de controle do Sistema de Armazenamento de Energia permitem implementar algumas estratégias de operação predefinidas, principalmente as funções de limite de carga e gerenciamento da demanda, as quais podem ser utilizadas para controlar a potência ativa no ponto de conexão com a UTE Tubarão. O **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta algumas características do SIAE instalado.

Quadro 1. Características do SIAE que compõe o sistema híbrido Diesel-FV-SIAE da Ilha

Características básicas	
Capacidade nominal (kWh)	510 (ou 414 em regime de descarga 2CP)
Potência nominal do conversor (kW)	280
Meio de comunicação	Ethernet
Protocolo de comunicação	DNP3
Funções principais	Resposta de frequência (função P vs f)
	Regulação de frequência (algoritmos otimizados para operação compatível com a legislação local)
	Suavização de Potência
	Limite de carga (limita a potência ativa no ponto de conexão)
	Limite de corrente
	Gerenciamento de demanda
	Regulação de tensão
	Compensação de energia reativa
Correção de fator de carga	

FONTE: Adaptado de relatório interno dos Institutos Lactec.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral do presente projeto é desenvolver um modelo de degradação para armazenamento de energia com baterias operando num sistema isolado, com geração distribuída (GD) de energia por fontes renováveis.

Como objetivos específicos tem-se:

- Avaliar a literatura técnico-científica de armazenamento de energia com baterias, sistemas isolados e com integração de GD;
- Analisar o estado-da-arte sobre modelagem de baterias;



- Desenvolver um modelo de degradação de baterias baseado nas técnicas de fadiga e pesos para o problema de sistema isolado com integração de GD; e
- Confrontar os resultados da simulação do modelo com medidas experimentais obtidas no Laboratório de Baterias do Lactec.]

### 1.3 JUSTIFICATIVA

Atualmente já existem inúmeros sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, tanto conectados à rede quanto isolados, inclusive com o uso de diferentes sistemas de armazenamento. Porém ainda há muitos questionamentos e não muitas referências que mencionem algum tipo de algoritmo de controle do sistema em função de premissas preestabelecidas como, por exemplo, para operar o sistema para maximizar a durabilidade das baterias, como abordado em Pelletier et al. (2017 e Reniers et al. (2018 e Yang et al. (2017), ou definir a operação para minimizar os custos de manutenção, ou para maximizar os lucros, ou a satisfação dos clientes, ou qualquer outra diretriz.

Dessa forma, é importante desenvolver um modelo de degradação para SAE com baterias a fim de prever sua vida-útil e posteriormente possibilitar otimizar seu uso em função das condições de operação, utilizando-se de informações iniciais e de fabricação da bateria. Com isso, poder-se-á simular esses sistemas e compreender os principais impactos da operação na degradação dos sistemas de armazenamento de energia a base de baterias.

### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação de mestrado está dividida em oito capítulos; Introdução, onde é feita uma contextualização das aplicações de armazenamento de energia e apresenta a motivação do trabalho. O capítulo Tecnologias de baterias e mecanismos de degradação, apresenta um levantamento teórico sobre o funcionamento e a degradação em baterias. O Estado da arte apresenta algumas das principais publicações e trabalhos na área com comentários relacionados. O capítulo Procedimento apresenta o passo a passo da elaboração do método de modelagem da estimativa de degradação. Na parte dos Resultados, apresenta-se a aplicação do



algoritmo em casos como: num sistema de geração fotovoltaico isolado com armazenamento com bateria chumbo-ácido, em ensaios laboratoriais e casos teóricos, seguido de conclusões e referências.

## 2 TECNOLOGIAS DE BATERIAS E MECANISMOS DE DEGRADAÇÃO

O conteúdo das seções 2.1 até 2.4 são baseados nos capítulos da referência *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing* – dos renomados pesquisadores e editores Moseley; Garche (2015), conforme especificado em cada seção.

Existe uma variedade ampla de sistemas de armazenamento para aplicações estacionárias, mas nenhuma tecnologia atende otimamente a todas as diferentes aplicações. A comparação de tecnologias de armazenamento faz sentido quando referente a uma determinada aplicação, mesmo assim a comparação é complicada, pois há inúmeros parâmetros variáveis que viabilizam, ou não, tecnicamente ou economicamente um sistema de armazenamento de energia.

Para sistemas estacionários, ao contrário de sistemas portáteis, a densidade energética e densidade de potência são de menor importância na bateria, pois busca-se maior durabilidade, longevidade e confiabilidade da bateria no sistema. Logo, permite-se geralmente sacrificar um pouco do desempenho da bateria para se obter uma maior vida útil.

Atualmente, dentre todos os tipos de baterias existentes, as tecnologias mais utilizadas e mais disseminadas no mercado para as diversas aplicações de potência são as baterias chumbo-ácido, íons de lítio e tecnologias de níquel, portanto estas são as tecnologias escolhidas para serem abordadas neste trabalho.

### 2.1 Tecnologia de Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido tiveram o seu início há mais de 150 anos quando Gaston Planté introduziu a possibilidade de se obter uma corrente elétrica a partir de duas placas de chumbo submersas em ácido sulfúrico. Após isso, notou-se que as placas de chumbo sólidas, devido sua baixa porosidade, não apresentavam boas condições para a circulação de altas correntes. Por conta disso, Camille Fauré propôs o uso de pasta nas placas. Desde então, houve muitas variações de formato, mas sem grandes mudanças nos aspectos fundamentais da sua operação e dos seus principais mecanismos de degradação, Moseley; Garche (2015).

### 2.1.1 Aspectos eletroquímicos e físicos

Os principais componentes de uma célula unitária de chumbo-ácido são o dióxido de chumbo na placa positiva e o chumbo metálico (poroso) na placa negativa. Cada um destes eletrodos (placas) está em contato com um coletor de corrente (a denominada grade, que é de chumbo) e com uma solução de ácido sulfúrico concentrada (que é o eletrólito). Entre as placas há ainda o separador, feito de material poroso e isolante (para impedir o curto-circuito entre as placas de diferentes polaridades). Todos estes componentes ficam dentro de um vaso ou recipiente, geralmente feito de polipropileno. A maioria das baterias de chumbo-ácido tem suas placas (internamente) ligadas em diferentes configurações série/paralelo.

Os pesos relativos dos componentes das baterias de chumbo são listados na Tabela 1.

Tabela 1. Tabela de componentes de baterias chumbo-ácido.

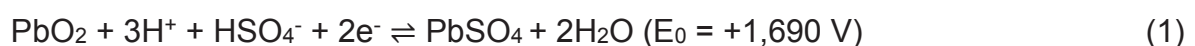
<b>Componente</b>	<b>Peso (%)</b>
<b>Coletores de corrente, chumbo dos pólos</b>	30
<b>Material ativo positivo (PbSO<sub>4</sub>)</b>	20
<b>Material ativo negativo (Pb)</b>	20
<b>Eletrólito</b>	20
<b>Separadores e recipiente</b>	10

Fonte: Adaptado de Moseley; Garche (2015).

As baterias de chumbo-ácido apresentam uma eficiência coulombimétrica em Ah (relação entre a carga fornecida no processo de carregamento e a carga devolvida durante ao processo de descarga) de aproximadamente 85%. Quanto menor a taxa de carga e descarga (ou seja, menor a corrente), mais eficientes são as baterias de chumbo-ácido (pois diminuem as reações paralelas de decomposição de água).

As reações eletroquímicas de uma bateria chumbo-ácido, para a carga e a descarga, são:

Na placa positiva:



E na negativa:



Resultando na reação global:



No processo de descarga os íons de  $\text{HSO}_4^-$  migram para a placa negativa e reagem com o chumbo, produzindo sulfato de chumbo ( $\text{PbSO}_4$ ) e íons  $\text{H}^+$ . A reação libera dois elétrons no eletrodo negativo, que circulam pelo circuito externo (realizando trabalho) até o eletrodo positivo. Como o eletrólito ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) faz parte da reação de carga e descarga (ver equação 3), a variação na concentração do mesmo acaba sendo uma forma simples de se medir seu “estado de carga” (SoC). Esta possibilidade é uma característica exclusiva das baterias de chumbo-ácido.

Na carga, o processo é o inverso. Conforme a célula se aproxima de estar totalmente carregada, a maioria do  $\text{PbSO}_4$  (tanto na placa positiva como na placa negativa) já foi convertido novamente a  $\text{PbO}_2$  e  $\text{Pb}$ , liberando íons sulfato que aumentam a concentração do ácido sulfúrico no eletrólito. Se for mantida uma corrente de carga mesmo após a célula estar totalmente carregada (ou seja, quando não há mais sulfato para ser transformado em  $\text{PbO}_2$  ou  $\text{Pb}$ ), a reação que acontece é a de decomposição da água, liberando gases, hidrogênio na placa negativa e oxigênio na placa positiva, o que resulta na perda de água do eletrólito (a bateria seca). A perda de água, corrosão dos coletores e a sulfatação são alguns dos principais mecanismos de degradação das baterias de chumbo-ácido, Ruetschi (2004).

### 2.1.2 Aplicações

As baterias chumbo-ácido são aplicadas em inúmeras áreas (permanece ainda como a bateria mais utilizada no mundo), com diferentes regimes de operação. Como exemplos de aplicações comuns, elas são utilizadas em veículos a combustão (baterias de arranque), veículos híbridos (HEVs) e elétricos (EVs) (baterias de tração), *no-breaks* (baterias estacionárias) e atualmente nas redes elétricas no controle de parâmetros de qualidade (como afundamentos de tensão, controle de frequência, entre outros). Em todos os casos a bateria deve suprir a energia necessária para a aplicação.

Junto com as questões técnicas, outro fator importante a ser considerado é o custo (de compra, instalação, operação e manutenção). As baterias chumbo-ácido são geralmente usadas em larga escala devido a sua robustez e baixo custo de aquisição se comparada com outras tecnologias. Outra vantagem das baterias de chumbo-ácido é o conhecimento adquirido em 150 anos de utilização da tecnologia. Neste período de tempo muitos aspectos da sua operação foram estudados e entendidos, como os mecanismos de degradação, que também estão no foco do trabalho proposto.

### 2.1.3 Mecanismos de Degradação

As células de chumbo-ácido, como todas as baterias em geral, apresentam uma perda de desempenho com o passar do tempo devido a sua degradação. As formas mais frequentemente observadas de degradação dessas baterias, são:

- Expansão da placa positiva

A reação de carga, que transforma o  $\text{PbO}_2$  (volume molar de  $25 \text{ cm}^3/\text{mol}$  de Pb) em  $\text{PbSO}_4$  (volume molar de  $50 \text{ cm}^3/\text{mol}$  de Pb), aumenta o volume na placa positiva, cujo material ativo é mais frágil e menos maleável, e conseqüentemente causa estresse mecânico que pode acarretar a perda ou descolamento de material ativo (esfarelamento da placa).

- Perda de água

A evolução acelerada de hidrogênio e oxigênio durante uma carga por conta da presença em excesso de impurezas no eletrólito ou por sobrecarga, causa uma redução no volume do eletrólito podendo chegar ao ponto em que parte do material ativo das placas fica em contato com o ar. O contato das placas com o ar inutiliza as mesmas, perdendo capacidade (proporcional à área da placa em contato com o ar). Este processo pode se auto acelerar, uma vez que a perda de água aumenta a resistência interna, que por sua vez gera um maior aquecimento durante carga e assim mais decomposição de água (decomposição por eletrólises e não evaporação).

- Sulfatação irreversível

A sulfatação irreversível (diferentemente da sulfatação produto da descarga, que é reversível) pode ter várias fontes. Uma delas é a estratificação do ácido. Na recarga, ácido sulfúrico é produzido e na região entre as placas há uma tendência de se ter uma maior concentração de ácido, com maior densidade relativa, o ácido mais concentrado se concentra no fundo da célula. Essa variação vertical de concentração do eletrólito pode causar sulfatação irreversível na parte inferior das placas (além de corrosão acelerada).

Outra fonte de sulfatação é o carregamento incompleto. Se os eletrodos forem mantidos descarregados, pode haver uma redução na capacidade da bateria devida à formação de grandes cristais de sulfato de chumbo que não são reduzidos durante a carga (sulfatação irreversível por falta de carga). No caso especial da sulfatação da placa negativa, ela é principalmente ocasionada pelo tempo em estados de baixa carga, com a formação de sulfato de chumbo irreversível. Este problema é frequente em aplicações que exijam que a bateria se mantenha em um estado parcial de carga na maior parte do tempo, como por exemplo, aplicações com energias renováveis devido a intermitência de geração.

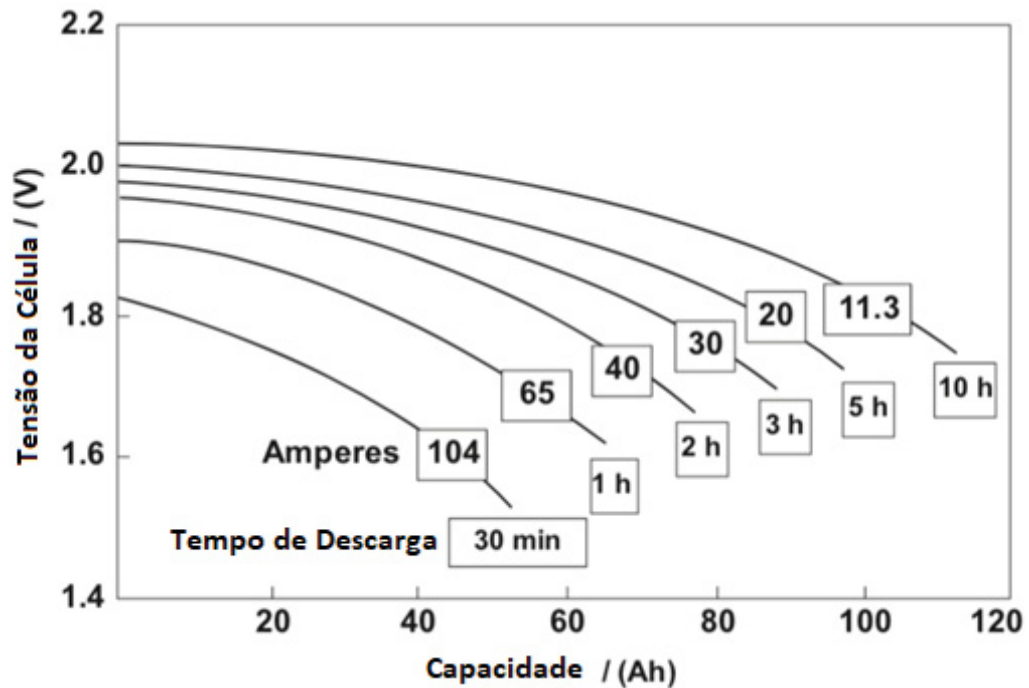
- Corrosão

A grade positiva está sujeita a corrosão, devido à sua composição (chumbo metálico), à presença do eletrólito (ácido sulfúrico), ao potencial da placa (potenciais muito positivos) e à temperatura (que acelera os processos). O produto dessa corrosão é geralmente mais resistivo do que a grade de chumbo original, resultando numa queda de tensão maior entre os terminais da bateria. Em casos extremos, resulta na ruptura da grade e assim, perda da placa.

#### 2.1.4 Capacidade, Segurança e Meio ambiente

O valor de capacidade de uma bateria, mesmo quando descarregada a uma corrente constante, depende de uma série de fatores, incluindo a construção da célula, o histórico de uso, tempo desde sua fabricação, manutenções e temperatura. Todos esses fatores contribuem para a degradação da bateria, alterando assim o valor de capacidade dela. Também há variações na capacidade obtida com relação à magnitude da corrente extraída da bateria, como pode ser visto na Figura 5.

Figura 5. Curva de Taxa de descarga por Capacidade típica para baterias chumbo-ácido.



Fonte: Adaptado de Moseley; Garche (2015), pág. 207.

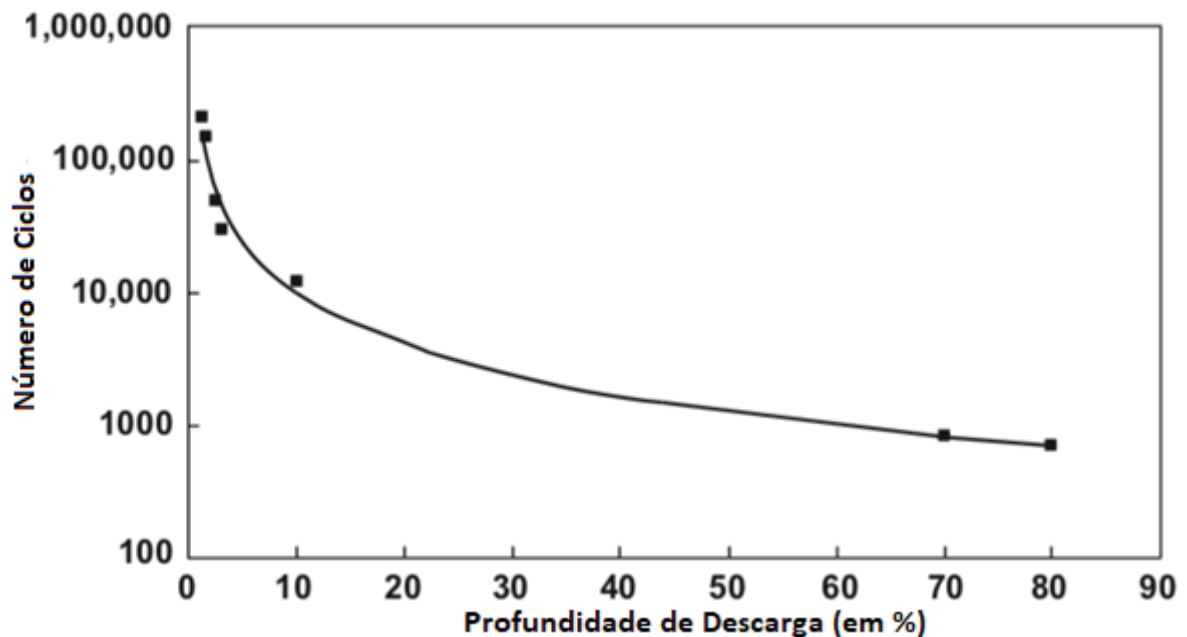
Este comportamento descrito na Figura 5, deve-se à cinética da reação de descarga, que quando com uma corrente muito alta acaba permitindo a reação apenas com a superfície dos eletrodos, e com a formação de  $\text{PbSO}_4$  passa a isolar a movimentação de cargas até as partes mais profundas dos eletrodos.

Operações com uma profundidade de descarga reduzida geralmente levam a uma maior vida útil da bateria, como pode ser observado na Figura 6, onde o eixo Y informa o número de ciclos estimados e o eixo X a profundidade de descarga.

As baterias de chumbo-ácido devem passar a maior parte do tempo carregadas, pois elas degradam por sulfatação quando em baixo estado de carga. Dessa forma, nota-se a diferença expressiva no número de ciclos estimados (eixo Y) sob diferentes profundidades de descarga (eixo X), segundo a Figura 6.



Figura 6. Variação da vida cíclica com a profundidade de descarga de uma bateria VRLA.



Fonte: Adaptado de Moseley; Garche (2015), pág. 210.

Com intuito de sempre se extrair o melhor desempenho e maior vida-útil desses acumuladores, as baterias de chumbo devem ser monitoradas até chegarem a carga máxima, pois o sobrecarregamento não só é um desperdício de energia quanto acelera a perda água do eletrólito por evolução de gases e também danifica as placas positivas por corrosão.

Em sistemas de baterias, a principal função do monitoramento é identificar eventuais problemas como células desbalanceadas. Este desbalanceamento pode ser resolvido com cargas de equalização e o perigo do gás hidrogênio evoluído durante uma sobrecarga em baterias de chumbo, por ser altamente explosivo, pode ser evitado com um bom gerenciamento de carga e uma ventilação adequada.

Além do baixo custo e do bom desempenho, o uso de baterias chumbo-ácido também se justifica pelo fato de serem recicláveis, pois é estimado que 95% dos materiais utilizados na bateria chumbo-ácido são reciclados. Uma bateria nova contém cerca de 60% a 80% de chumbo e plásticos reciclados.

Uma análise completa do ciclo de vida de baterias de chumbo, níquel-cádmio, níquel-metal-hidreto, íons-de-lítio e sódio-sulfuroso, foi realizada em 2010 pelo Argonne National Laboratory nos Estados Unidos. Foi verificado que as baterias de chumbo-ácido são as que requerem menos energia para a produção e geram menos

poluentes durante a sua fabricação. Na Europa, há uma proposta de descontinuar o uso de chumbo, com exceção para o uso de produção de baterias.

## 2.2 Tecnologias de bateria de Lítio

A primeira bateria de lítio, metálico, recarregável comercial foi um sistema de  $\text{LiMoO}_2$  produzido pela companhia canadense Moli no final da década de 1980. Porém, foi tirada do mercado devido a problemas de segurança causados pela instabilidade do eletrodo de lítio metálico, perigo de explosões por curtos-circuitos internos, entre outros. Após mais desenvolvimento em eletrólitos poliméricos e eletrodos para intercalação de lítio, a primeira bateria íons-de-lítio (LCO) foi apresentada ao mercado pela empresa Sony em 1991.

As baterias de lítio podem ser classificadas como recarregáveis ou não-recarregáveis. O lítio é o metal mais leve da tabela periódica (densidade de  $0,534 \text{ gcm}^{-3}$  a  $20^\circ\text{C}$ ) e possui um alto potencial eletroquímico ( $E^\circ = -3,045 \text{ V}$ ), portanto pode fornecer uma alta densidade de energia em baterias.

### 2.2.1 Aspectos eletroquímicos e físicos

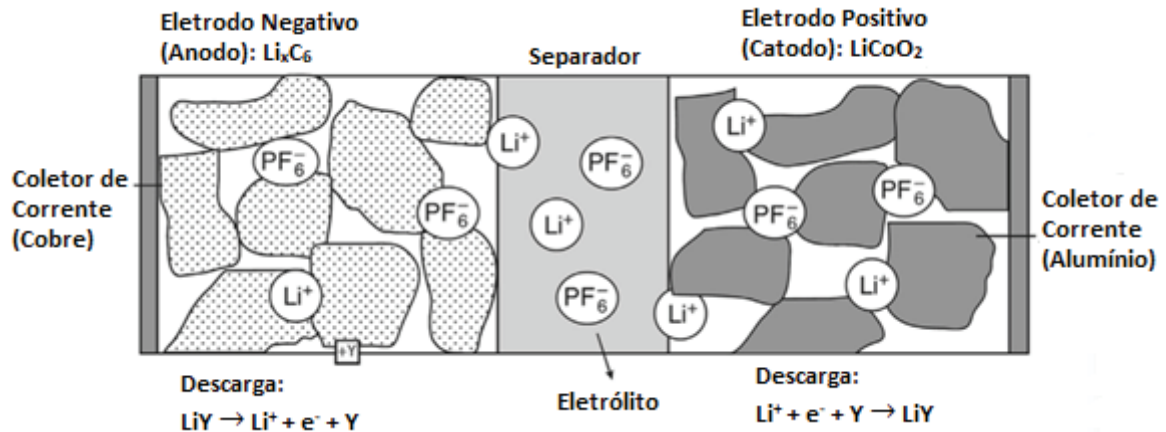
As baterias com anodo de lítio metálico apresentaram problemas de estabilidade e segurança, pois o lítio reage intensamente com a água e pode causar uma ignição. Por conta disso, as baterias mais modernas de íons de lítio usam carbono no eletrodo negativo e óxido de lítio no eletrodo positivo. Com isso, o lítio reage lentamente com solventes orgânicos e forma uma "película protetora" na interface entre o eletrólito com a superfície do metal, que permite o transporte de íons. O eletrólito geralmente é composto de um sal de lítio em uma solução orgânica.

Durante a descarga o lítio é retirado do eletrodo negativo e durante a carga é depositado. Este depósito não é homogêneo, o que leva a irregularidades no formato do eletrodo negativo. O crescimento de dendritos pode levar a curtos-circuitos entre os eletrodos, o que pode causar aquecimento local e reações entre o lítio e o eletrólito.

Após o desenvolvimento de eletrólitos de polímeros e eletrodos de intercalação de lítio para evitar a reação do lítio e o solvente, foi trazida ao mercado, em 1991, a primeira bateria de íons-de-lítio, baseada em óxido de lítio-cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ , LCO),

conforme Figura 7. Baterias de íons-de-lítio não sofrem com problemas do reativo lítio metálico, pois não há lítio metálico presente em nenhum estágio de ciclo. A maioria das células comerciais utilizam compostos de intercalação de carbono-lítio.

Figura 7. Design básico de uma célula de íon-de-lítio.



Fonte: Adaptado de Moseley; Garche (2015), pág 270.

O eletrólito dessas baterias consiste em um sal de lítio em um solvente orgânico, onde os íons  $\text{Li}^+$  atuam como transportadores de corrente entre os eletrodos. As reações de intercalação que ocorrem nas baterias de íons-de-lítio são, na descarga:



E na carga:



Uma visão geral sobre as diferentes características de diferentes materiais de eletrodos pode ser vista na Tabela 2.

Tabela 2. Visão geral de alguns materiais de eletrodos de baterias de íons-de-lítio

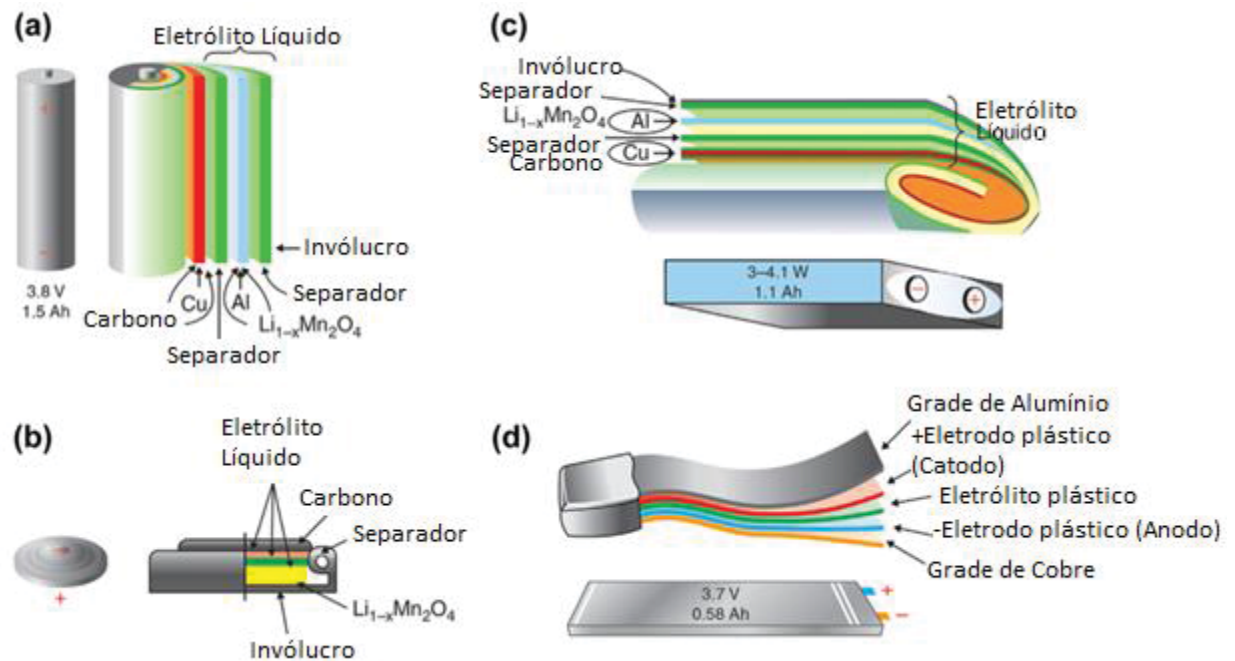
		LiCoO <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	LiNi <sub>0.8</sub>	LiNi <sub>0.33</sub>	LiNiO <sub>2</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	Li <sub>2</sub> S <sub>8</sub>
<b>Tensão</b>	V	3.7	3.8	3.7	3.7	3.2-4.2	~3.5	~3(LiAl)	2.1
<b>Potencial vs Li/Li<sup>+</sup></b>	V	3.0-4.4	3.0-4.5	-	-	-	-	1.9-3.4	2.23
<b>Capacidade específica</b>	Ah kg <sup>-1</sup>	274	296	-	-	192	168	442	-
<b>C. teórica</b>	Ah L <sup>-1</sup>	706	634	-	-	919	-	495	-
<b>prática</b>	Ah kg <sup>-1</sup>	~140	~120	~190	~160	-	-	-	~1300
<b>Energia Específica</b>	Wh kg <sup>-1</sup>	90-180	160	140	<180	-	80-120	<125	~150
<b>Densidade de energia</b>	Wh L <sup>-1</sup>	220-350	270	-	-	-	-	-	<400
<b>Potencia específica</b>	W kg <sup>-1</sup>	760	1800	-	-	-	-	-	-
<b>Estabilidade (vida-ciclo)</b>		~1000	>1000	-	-	-	>2000	>100	-
<b>Segurança</b>		razoável	boa	razoável	razoável	razoável	segura	-	-
<b>Preço</b>		alto	baixo	alto	alto	razoável	razoável	-	-

FONTE: Fonte: Adaptado de Moseley; Garche (2015), pág. 273.

Nota-se na Tabela 3 que há diferença de desempenho e segurança entre as tecnologias de baterias de íons-de-lítio, o que deve ser levado em conta para cada aplicação.

Os *designs* básicos de células de íons-de-lítio recarregáveis estão ilustrados na Figura 8.

Figura 8. (a) Cilíndrica, (b) Formato "moeda", (c) Prismática, (d) Formato plano ("flat").



Fonte: Adaptado de Moseley; Garche (2015), pág 289.

Diferentes formatos de baterias de lítio são encontrados no mercado, como pode ser visto na Figura 8. Muitas vezes a escolha deste formato depende da capacidade e de qual formato for mais favorável para a aplicação desejada.

### 2.2.2 Aplicações

As baterias recarregáveis de lítio conquistaram o mercado dos eletrônicos portáteis e mais recentemente o mercado de veículos elétricos e híbridos. Ao menos até 2015, não foram usadas de forma relevante nas aplicações de armazenamento de energia e balanceamento de redes elétricas, provavelmente devido ao alto custo. Mas em 2017, foi construída e entregue, pela empresa americana Tesla, na Austrália o maior sistema de armazenamento de energia de íons-de-lítio do mundo. São 100 MWh de capacidade de energia que podem alimentar mais de 30 mil casas por uma hora. Isso direciona ao fato que esta tecnologia de baterias vem crescendo e agora está sendo utilizada também para aplicações de armazenamentos de grande porte.

### 2.2.3 Mecanismos de degradação

A vida das baterias de íons-de-lítio também depende dos seus processos de degradação. Elas degradam mais a altas temperaturas e perdem capacidade quando são sobrecarregadas. Apesar de existirem poucos dados sobre teste de longa duração em altas potências, experimentos acelerados de degradação indicam que o ciclo de vida de baterias de íons-de-lítio supera a maioria das outras tecnologias de baterias comerciais, como chumbo-ácido, níquel-metal-hidreto, etc. Existem processos de degradação que ocorrem com o processo de carga e de descarga nessas baterias. A impedância interna da bateria aumenta e a capacidade de descarga diminui em função do número de ciclos realizados. Dentre todos os processos de envelhecimento, existem quatro que são principais, que são:

- A interface sólido-eletrólito cresce excessivamente ou é danificada, consumindo íons de lítio.
- Moléculas do solvente podem intercalar junto com os íons de lítio, danificando a estrutura cristalina dentro do eletrodo, impossibilitando futuras intercalações de íons de lítio.
- Decomposição do eletrólito a uma taxa dependente da temperatura e da tensão dos terminais.
- Durante ciclagem, mudanças na estrutura podem acontecer no material dos eletrodos e sua integridade ser comprometida, pela expansão e contração de material ativo.

#### 2.2.4 Capacidade, Segurança e Meio Ambiente

A capacidade específica das baterias de lítio é teoricamente  $26,8 \text{ Ah mol}^{-1}$ , porque 1 mol de elétrons são liberados com 1 mol de lítio. Pela alta tensão e a pequena massa do lítio, obtém-se uma ótima energia específica, como visto na Tabela 2.

As baterias de lítio, idealmente, devem ser armazenadas abaixo da temperatura ambiente, mas não devem ser congeladas (aproximadamente  $-40^\circ\text{C}$ ) e não devem ser armazenadas completamente carregadas. Uma bateria armazenada completamente carregada, em média, pode chegar a perder, de capacidade, cerca de 6% a  $0^\circ\text{C}$ , 20% a  $25^\circ\text{C}$ , 35% a  $40^\circ\text{C}$  e 40% a  $60^\circ\text{C}$  por ano. Quando armazenada com 50% de carga, perderá em torno de 2%, 4%, 15%, 25%, respectivamente, por Moseley; Garche (2015).

Os sistemas de gerenciamento dessas baterias precisam distinguir os limites das correntes de carga e descarga, controlar dinamicamente a tensão e temperatura de cada célula durante operações, permitir níveis independentes de *cut-off* e permitir equalização de células. As baterias, principalmente de grande porte, devem ter também um gerenciamento de temperatura, pois a reatividade química do lítio exige precauções.

Reações descontroladas ou acidentais podem levar até a explosões. A bateria não deve ser operada acima de 70°C, ou com correntes acima dos limites ou ser sobrecarregada. Acima de 120°C, reações exotérmicas ocorrem no eletrodo negativo da bateria, juntamente com a decomposição da massa ativa e do eletrólito, levando a uma fuga térmica em torno de 190°C.

O investimento em baterias de lítio é justificado tanto pelo ótimo desempenho dessas baterias quanto pela abundância de lítio, pois é estimado que o recurso global de lítio seja de no mínimo 46 milhões de toneladas, sendo os depósitos principais: os aquíferos da Argentina, Bolívia, Chile, China e Tibet; rochas cristalinas da Austrália, Canada, Estados Unidos e Zimbábwe. A água do mar contém cerca de 0,14 - 0,25 mg l<sup>-1</sup> de lítio, o que corresponde hipoteticamente a uma reserva de 230 x 10<sup>9</sup> toneladas.

Em relação a sustentabilidade e reutilização de materiais, a produção de 1Wh de baterias de lítio LiPO<sub>4</sub> emite em torno de 0,25 kg de CO<sub>2</sub>-eq, ou 0,20 kg para as de NMC (LiNi<sub>0,33</sub>-Mn<sub>0,33</sub>-Co<sub>0,33</sub>O<sub>2</sub>). Processos de reciclagem como de fundições e hidro metalúrgicos são usados para a recuperação de materiais de muitas baterias e utilizados em outras aplicações, como até aditivos para concreto. O solvente do eletrólito e sais podem ser tratados e reutilizados, os separadores não. Partes metálicas são recuperadas pela reciclagem.

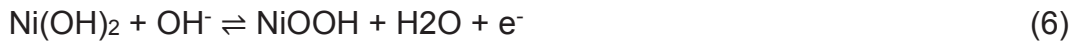
### 2.3 Tecnologias de Níquel-Cádmio e Níquel-Metal-Hidreto

Há aproximadamente um século as baterias alcalinas foram descobertas e patenteadas por Dr. Ernst Waldemar Jungner na Suécia. Sua primeira patente no assunto foi introduzindo o conceito de se usar um eletrólito que se mantivesse inalterado durante a carga ou descarga de uma bateria, ou seja, não participasse das reações.



### 2.3.1 Aspectos Eletroquímicos e Físicos

O material ativo do eletrodo positivo é comum nas baterias Ni-Cd e NiMH, o hidróxido de níquel em estado descarregado. Durante a carga, este hidróxido é convertido a oxi-hidroxido de níquel (NiOOH) por um processo de desprotonação.



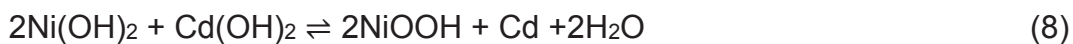
$$E_0 = +0,49 \text{ V (vs. Eletrodo de Hidrogênio Padrão - "SHE")}$$

Nas baterias Ni-Cd, o Hidróxido de Cádmio é reduzido a Cádmio Metálico no eletrodo negativo durante a carga, conforme:



$$E_0 = -0,81 \text{ V}$$

A reação global é escrita como:



$$E_0 = 1,30 \text{ V}$$

Nas baterias de Ni-MH, a água é reduzida a átomos de hidrogênio no eletrodo metálico (M) e sequencialmente absorvido pelos materiais formados, conforme:



$$E_0 = -0,77 \sim -0,84 \text{ V}$$

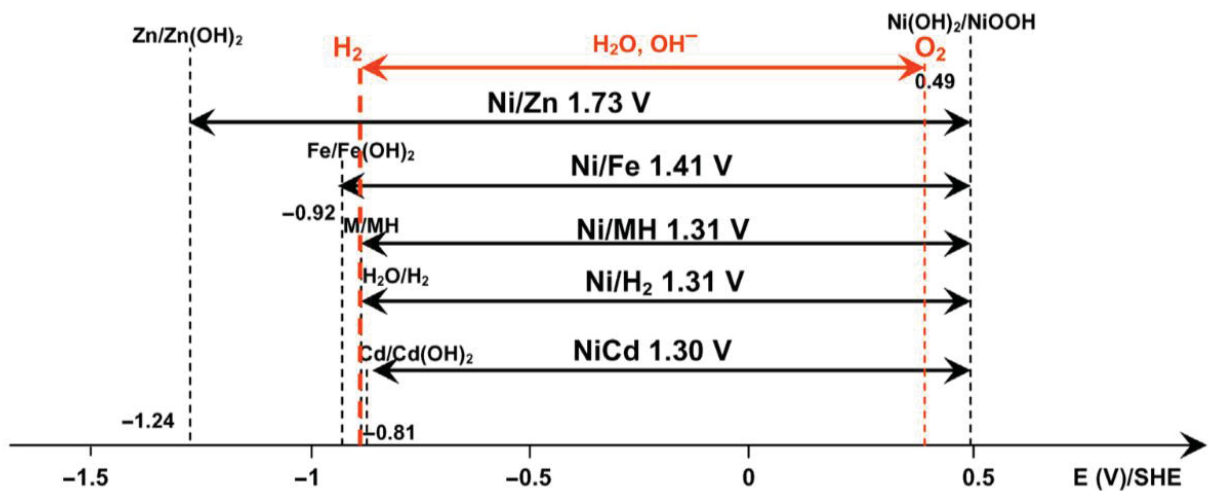
A pressão parcial do hidrogênio aos materiais do eletrodo MH é ajustado a armazenar hidrogênio numa faixa de 0,01 bars a 10 bars, resultando a esta faixa de potencial de equilíbrio.

A reação global é escrita como:



O potencial teórico de circuito aberto é 1,3 V, similar ao sistema Ni-Cd, o que torna estas duas baterias compatíveis. A Figura 9 ilustra os diferentes potenciais obtidos com variações das químicas em sistemas de baterias alcalinas.

Figura 9. Sistemas de baterias alcalinas.



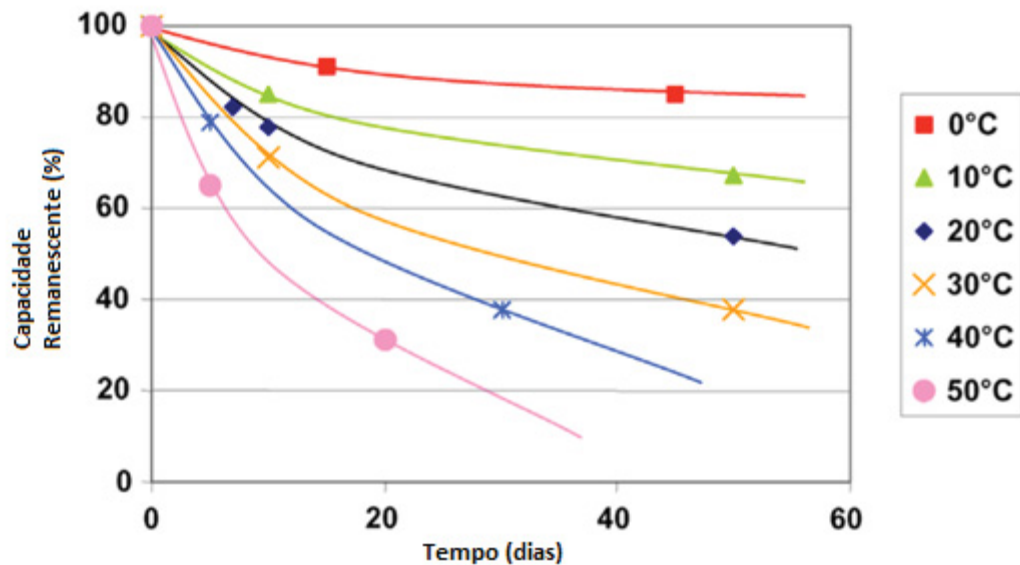
FONTE: Adaptado de Moseley; Garche (2015), pág 225.

### 2.3.2 Mecanismos de Degradação

Uma das melhores características da tecnologia Ni-Cd é sua capacidade de manter uma longa vida cíclica, especialmente em aplicações que demandem ciclos com consideráveis quantidades de energia como no caso de sistema de armazenamento de energias renováveis. Mesmo em situações de alta demanda, há relatos que sua vida-útil pode atingir mais de dez anos (Moseley e Garche, 2015).

A capacidade de se manter estável durante longa ciclagem se dá a excelente estabilidade dos materiais ativos, e conseqüentemente a limitada variação da resistência interna que se mantém praticamente constante em função do estado de carga e a vida cíclica. O fim da vida útil nessas baterias geralmente é progressivo e se observa uma deterioração na auto-descarga, devido a uma metalização do separador.

Figura 10. Auto-descarga Ni-Cd em diferentes temperaturas.



FONTE: Adaptado Moseley; Garche (2015), pág. 240.

As baterias alcalinas, podem exibir uma reversão da perda da capacidade devido a repetidos ciclos “rasos”. O fenômeno que se observa, após repetidos ciclos em estados parciais nessas baterias, quando totalmente descarregadas, é uma tensão menor ao final da descarga junto com uma curva de dois períodos, ou “*steps*”. Este comportamento foi chamado de “Efeito Memória” em que a célula parece se lembrar a baixa capacidade obtida na descarga durante a ciclagem “rasa” anterior. Mesmo esta perda de capacidade sendo ainda não completamente bem entendida, ela está conectada ao eletrodo positivo da célula. Este fenômeno é ôhmico e o efeito é reversível, pois as células podem ser completamente recuperadas com uma descarga completa até o mínimo potencial e uma recarga completa.

Em aplicações de flutuação constante, particularmente em altas temperaturas, um efeito similar de um segundo “*step*” pode ser observado ao final de uma descarga. Este segundo patamar, com uma queda de tensão em torno de 70 mV, está conectado a uma formação de fase no material ativo positivo devido à sobrecarga e o eletrólito concentrado em alta temperatura. É um efeito termodinâmico e pode ser restaurado novamente com alguns ciclos completos de carga e descarga.

Células de NiMH também se comportam bem em aplicações fotovoltaicas, dentro de uma temperatura de operação parecida com as de NiCd de -40°C a +70°C

com uma degradação um pouco mais acelerada. Mesmo assim, células de NiMH de primeira linha podem chegar a até 10-15 anos de operação sem manutenção.

Nas baterias NiMH, o fim de vida útil é conectado geralmente à corrosão da liga negativa. Cada elemento pode ser corroído de acordo com o potencial na solução alcalina. Diferentemente do cobalto e parcialmente do níquel, todos os outros elementos da liga são corroídos quando expostos ao eletrólito.

### 2.3.3 Capacidade, Segurança e Meio Ambiente

Tanto as baterias de NiCd quanto NiMH podem ser armazenadas por longos períodos (anos) em temperaturas entre  $-30^{\circ}\text{C}$  a  $50^{\circ}\text{C}$ , sem muita deterioração na performance.

Porém, no caso da NiCd, após longos períodos de armazenamento é aconselhado começar a carga com uma baixa taxa, e carregar e descarregar a bateria alguns ciclos para atingir a capacidade total novamente. De fato, o hidróxido de cádmio durante o armazenamento pode iniciar um processo de cristalização levando ao crescimento dessas partículas, resultando em uma aceitação de carga reduzida e uma evolução de hidrogênio no eletrodo negativo se a taxa de carga for muito alta.

Somado aos requisitos legais e as considerações de desenvolvimento sustentável e o custo de matérias primas tornam a reciclagem muito atraente e muitas das fábricas de reciclagem já estão na Europa, nos Estados Unidos e no Japão. E ainda, considerando a energia necessária para a produção primária dos materiais, a energia usada na recuperação de materiais de baterias descartadas, transporte de energia para reciclagem e a energia recuperada da combustão de materiais orgânicos usados em baterias descartadas, menos energia é consumida quando baterias NiCd são recicladas e seus materiais recuperados são usados na fabricação de novas baterias ao invés de fabricar baterias a partir de matérias primas apenas.

## 2.4 Considerações finais do capítulo

Sistemas de armazenamento de energia permitem a realização de muitas manobras a fim de resolver problemas ou de se precaver de problemas. Esses sistemas permitem manobras como o deslocamento da potência gerada em

momentos de pico de produção para os momentos de pico de demanda, balanceamento de carga, compensando por curtos períodos as intermitências das gerações renováveis, eletrificação rural ou em lugares de difícil acesso através de sistemas isolados e novas aplicações como iluminação de ruas e estradas, sinalização de trânsito, aplicações marítimas, entre outras.

O estudo desses sistemas, especialmente em técnicas de estimação de sua durabilidade se faz importante para se obter êxito em planejamentos e para se otimizar o equipamento, obtendo melhor retorno em projetos de engenharia.

### 3 ESTADO DA ARTE

#### 3.2 Procedimento de pesquisa de artigos e publicações

Neste trabalho foi utilizado de um procedimento de pesquisa de artigos e trabalhos para a revisão de literatura. Este procedimento está proposto em Ensslin et al. (2010). O processo consiste em se selecionar palavras-chave para se iniciar a busca em um portal de periódicos, neste caso, o Periódicos Capes.

Tabela 3. Tabela com palavras-chave utilizadas na busca por artigos e periódicos relacionados ao tema.

<b>Palavras-Chave</b>	<b>Número de Publicações</b>
<b>Battery Degradation</b>	19.879
<b>Battery Degradation Model</b>	13.689
<b>Microgrid Battery</b>	2.524
<b>Battery Energy Storage Systems</b>	31.465
<b>Energy Storage System Optimization</b>	66.732
<b>Active Grids Energy Storage</b>	9.353

FONTE: O autor (2019).

Diante de todos estes artigos encontrados, datados entre 2011 e 2020, revisados por pares, foi realizada uma filtragem pelo nível de títulos, rapidamente, e selecionado os títulos de maior relevância e compatibilidade para uma análise um pouco mais profunda. Nesta etapa foi selecionado cerca de 5% do total de artigos encontrados.

Nos artigos separados, foi feita uma leitura de *abstract*, para também filtrar mais uma vez, porém um pouco mais detalhadamente, apenas os mais convenientes e afinados com o tema do trabalho. Neste ponto, cerca de 10% dos artigos que tiveram seus *abstracts* lidos foram selecionados.

Na última etapa, foram lidos a introdução e a conclusão dos artigos previamente selecionados para uma última filtragem, para então separar os artigos mais adequados com o trabalho, cerca de 10% dos remanescentes, para a leitura completa. Estes artigos selecionados se encontram nas referências deste trabalho.

### 3.3 Cenário do armazenamento de energia em sistemas de potência

O avanço do desenvolvimento de energias renováveis traz consigo o aumento da importância e da atratividade do armazenamento de energia elétrica, em especial o armazenamento em escala de potência, para a rede elétrica. Encontrar e implementar um armazenamento de energia sustentável e com bom custo-benefício é essencial, porém mesmo com uma variedade grande de tipos e tamanhos de baterias para diversas aplicações, ainda há muitos desafios a serem solucionados, dentre eles os impactos ambientais e limitações de operação e vida-útil. Tharumalingam et al. (2019) abordou em seu estudo, desafios que precisam de atenção contínua para serem resolvidos com o avançar dos estudos de baterias, como a preocupação com impactos ambientais e com a saúde populacional por conta de poluições secundárias associadas a reciclagem ou locais de despejo para materiais poluentes, tóxicos e emissões de gases em etapas da produção, uso, transporte, coleta, tratamento ou reciclagem de baterias.

A partir desses desafios, é esperado e necessário o uso correto e ótimo desses equipamentos a fim de tanto reduzir custos quanto de evitar desperdícios e reduzir o uso de materiais e processos agressivos ao ambiente ou a saúde da população. Nesse caminho, muitos estudos sobre otimização de sistemas de armazenamento com baterias, sobre degradação, determinação de estados de carga e saúde, entre outros, foram conduzidos no intuito de saber como melhor utilizar esses equipamentos e aproveitar ao máximo, antes de se descartar ou reciclar os materiais, como em Martinez-laserna et al. (2018), onde foi estudado e revisado os avanços e possibilidades das *Second Life Batteries*, que é o uso de baterias que já atingiram 80% da capacidade nominal operando em regimes intensos, como em carros elétricos, para outras aplicações, geralmente de menor potência instantânea como em armazenamento para a rede elétrica.

Foram encontrados muitos pontos importantes a serem considerados, como a dificuldade em precificar uma bateria *second life* junto ao desafio de quantificar precisamente o estado de saúde, a segurança do equipamento e a viabilidade econômica e ambiental da reciclagem. Com as tendências de eletrificação veicular cada vez mais presente, a preocupação em como reutilizar ou reciclar essas muitas baterias que estão dominando o mercado só aumenta e todas essas decisões

dependem de um mesmo denominador, que é o conhecimento do estado de saúde da bateria.

Mishra et al. (2020) realizaram um estudo sobre a degradação de baterias para aplicações em residências em relação aos modos de operação, condições climáticas e diferentes tipos de baterias. Apesar da economia de energia da rede, maior independência energética e sustentabilidade ao consumidor, as características operacionais variam significativamente entre os casos observados. O autor aborda os diferentes cenários através de simulações de cenários de operação e analisando a degradação através de modelos para vida-útil de baterias de lítio bem interessantes, os quais foram desenvolvidos pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory), que utilizam dados de aplicação combinados com constantes específicas para taxas de descarga, resistência e capacidade inicial, a fim de alimentar algumas equações finais.

Muitos outros pesquisadores também fizeram propostas de modelos de envelhecimento e aplicações recentemente, como em Cardoso et al. (2018) onde é estudado e avaliado o impacto da degradação de sistemas de armazenamento em cenários de problemas com dimensionamento de *microgrids*, foi observado que a degradação pode reduzir de 6% a 92% a capacidade de armazenamento de energia elétrica contrapondo os cenários onde não se consideram a saúde das baterias. O estudo dessa degradação e vida-útil também se mostrou essencial em outros estudos como em Georgakarakos et al. (2018), em que os autores introduzem a importância do armazenamento de energia nos SGOBs (Smart Grid Optimized Buildings), em que são esperados a serem totalmente elétricos e de fazerem o melhor uso dos recursos disponíveis, assim como de atuarem com *load-shiftings* e *peak-shavings*, exportando a energia excedente para a rede, aliviando a pressão no sistema e tirando vantagens das diferenças dos preços de energia.

Neste sentido, além de pensar na importância do armazenamento e em maneiras de se estimar e modelar sua degradação, Li et al. (2020) realizou um estudo sobre como minimizar os custos da degradação de baterias de lítio já pensando no despacho dessa energia de uma planta de energias renováveis. No estudo, foi sugerido a utilização de modelos de envelhecimento baseados em fluxo de potência e no caso estudado chegaram a valores, como para um fornecimento horário constante de 100 MW de uma usina eólica, seria necessário um sistema de



armazenamento de 31 MW/22.6 MWh daquela bateria Li-íon, para se ter o menor custo de energia considerando degradação.

O custo da energia está diretamente ligado com a degradação do sistema de armazenamento, a qual está diretamente ligada a diversos fatores que incluem desde condições climáticas a até condições de operação e características construtivas das baterias. Woody et al. (2020) realizaram um estudo muito interessante apanhando muitas questões sobre limitação da degradação de armazenamentos quanto maximização da vida-útil e compilaram tudo em um guia, para investidores ou interessados. Após toda essa revisão de informações e a consciência das diversas dependências da degradação das baterias, os autores concluem e incentivam o conhecimento do usuário sobre o equipamento, e ainda, desenvolveram uma lista de nove práticas para um máximo prolongamento da vida-útil de baterias de lítio, que envolvem manter a bateria dentro das recomendações de temperatura, de estado de carga, de magnitude de corrente e atenções adicionais na integridade física e calibrações de sistemas de proteção. O aprimoramento do conhecimento do usuário é um passo importante para o correto manuseio e um gerenciamento responsável de armazenamentos de energia, porém caminha juntamente com a necessidade um sistema eficaz de leitura ou estimação e modelagem do estado de saúde desse armazenamento.

A determinação de estado de carga ou estado de saúde são assuntos que ainda não foram totalmente aperfeiçoados e ainda despertam interesse em comunidades científicas, produzindo trabalhos no assunto todos os anos. Mesmo as baterias chumbo-ácido, já conhecidas há mais de 100 anos, ainda permanecem atraindo pesquisadores a estudar maneiras mais precisas de se obter seu estado de carga e estado de saúde. Não é muito comum o monitoramento de células, ou vasos, individuais, mas sim do conjunto como um todo tanto em acompanhamentos de uso quanto mesmo na formação inicial. Nas últimas décadas se desenvolveu muitas tecnologias e métodos que permitiram determinar mais precisamente essas informações, como desde a contagem precisa de “Ampere-hora” a até filtros Kalman e redes neurais, os quais podem chegar a precisões de até 1% de erro. Contudo, muitos destes métodos envolvem alto grau de processamento, programação complexa e conhecimentos prévios muito específicos sobre uma dada célula selecionada. O desafio de se chegar a um método simples, preciso, rápido e eficaz tanto para modelagem quanto para determinação em leituras ainda é atual em temas

de pesquisas em baterias no mundo. Uma comparação simplificada é apresentada no Quadro 2.

Quadro 2. Comparação entre características de modelos de degradação

<b>Características</b>	<b>Objetivos do Modelo de Degradação Desenvolvido</b>	<b>Modelos Eletroquímicos</b>	<b>Modelos Matemáticos</b>
Complexidade	Baixa	Alta	Baixa
Necessidade de Testes Experimentais	Não ou Opcional	Não	Sim
Precisão	Alta	Alta	Média

FONTE: O autor (2021).

### 3.4 Considerações finais do capítulo

Vários estudos recentes abordam o tema de saúde e degradação de baterias, relacionam o custo de operação e métodos de modelagem e monitoramento. Diante desse cenário, o estudo em maneiras práticas e fiéis de se estimar e modelar a vida-útil de baterias se torna atual e necessário. No próximo capítulo, será detalhado o procedimento de modelagem utilizado para representar o efeito e o desenvolvimento da degradação das diferentes baterias.

## 4 METODOLOGIA DE ANÁLISE E MODELAGEM

### 4.1 Degradação de baterias

Compreender o funcionamento dos mecanismos de degradação de baterias é essencial para que seja possível modelar e estimar a vida-útil sob diferentes regimes de operação. Os mecanismos de degradação mais recorrentes dos tipos de baterias estudados e técnicas de modelagem mais utilizadas, são pontuados neste capítulo e um resumo comparativo é apontado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

#### 4.1.1 Bateria Chumbo-Acido

As células chumbo-ácido, como todas as baterias em geral, apresentam uma perda de desempenho com o passar do tempo e uso devido a degradação. As formas mais frequentes de degradação observadas dessas baterias, são: expansão da placa positiva, perda de água, sulfatação irreversível e corrosão nas grades.

Para cada tipo de degradação foram identificadas as condições gerais que favorecem ou aceleram a ativação destes mecanismos de degradação.

Durante o processo de carga e descarga da bateria, ocorre uma variação do volume físico das placas, devido a formação do  $\text{PbSO}_4$  que é mais volumoso que o  $\text{Pb}$  ou  $\text{PbO}_2$ . Este estresse mecânico relacionado à ciclagem da bateria pode causar essa perda de material ativo das placas (esfarelamento) e assim resultando em perda de capacidade e vida-útil. Para tal modelagem, teve que se buscar dados que quantificassem este efeito, geralmente específico de cada bateria.

A perda de água em forma de evolução dos gases hidrogênio e oxigênio, ocorre geralmente em processo de carga e pode ser acentuada durante uma sobrecarga. Este processo que causa uma redução no volume do líquido do eletrólito podendo chegar ao ponto em que parte do material ativo das placas não fique em contato com o eletrólito, perdendo a capacidade de uso. O fenômeno quando dentro dos parâmetros nominais pode ser atribuído a ciclagem da bateria por conta do processo de carga, porém em casos que não houver controlador de carga e houver sobre tensões pode se adicionar um fator “tensão máxima”, para quantificar esta degradação de sobrecarga e a computar este fator.

A sulfatação irreversível pode ter várias fontes. Uma delas é a estratificação do eletrólito, que é o aparecimento de diferentes densidades relativas de ácido em diferentes partes da bateria. Outra fonte, é o carregamento incompleto da bateria. Se os eletrodos forem mantidos descarregados ou parcialmente carregados, pode haver uma redução na capacidade da bateria devido a formação de cristais de sulfato de chumbo que não são revertidos durante a próxima carga. Este processo de degradação é muito dependente do estado de carga da bateria, logo, a informação monitorada para tal previsão é a do estado de carga. A informação do estado de carga para todo momento de monitoramento pode influenciar no quanto uma descarga ou a simples flutuação naquele estado de carga vai ser computado na degradação total pelo modelo.

A grade positiva está sujeita a corrosão, devido a sua composição (chumbo metálico), à presença do eletrólito (ácido sulfúrico), ao potencial da placa (positivo) e à temperatura (que acelera os processos). O produto desta corrosão é geralmente mais resistivo do que a grade de chumbo original, resultando numa queda de tensão maior que os terminais da bateria. Em casos extremos, resulta na ruptura da grade e assim perda da placa. Neste caso, a temperatura e o estado de carga (tensão) são os fatores mais influentes para este processo, logo, são estes também monitorados ao longo do tempo para uma contabilização deste fator.

#### 4.1.2 Bateria de Íons de Lítio

A vida das baterias de lítio depende de alguns principais processos de envelhecimento ocorrentes. Essas baterias degradam mais a altas temperaturas e perdem capacidade quando são sobrecarregadas. Há processos de degradação que ocorrem com a carga e a descarga nessas baterias. A impedância destas baterias aumenta com o tempo e a capacidade de descarga diminui em função do número de ciclos de carga e descarga realizados. Dentre todos os processos de envelhecimento, as principais segundo a literatura, são: Depósito de lítio nos eletrodos, intercalação de eletrólito nos eletrodos, decomposição do eletrólito e danos estruturais nos eletrodos.

A formação deste filme passivo na SEI ("*Solid Electrolyte Interphase*") ocorre quando a interface sólido-eletrólito cresce excessivamente, consumindo íons de lítio, assim comprometendo a movimentação iônica e a saúde da bateria. Este aumento da resistência na movimentação dos íons dificulta na ciclagem da bateria e para a contabilização desse fator foi utilizado as informações de envelhecimento por ciclos de carga e descarga, específico de cada tipo de bateria.

Moléculas de solvente do eletrólito podem intercalar juntamente com os íons de lítio, danificando a estrutura cristalina dentro do eletrodo impossibilitando futuras intercalações dos íons de lítio em processos de carga e descarga. O processo também ocorre com o decorrer da ciclagem da bateria em que esta informação pode ser atribuída, se dentro dos parâmetros nominais, a informações de envelhecimento por ciclagem.

A decomposição do eletrólito ocorre a uma taxa diretamente dependente da temperatura e da tensão dos terminais da célula, ou seja, quando em altas temperaturas ou em altas tensões nos terminais este processo é acelerado,

gaseificando o eletrólito e podendo tornar a bateria “estufada” para algumas células de lítio. O monitoramento de dados de temperatura e estado de carga são utilizados para computar e estimar este fator.

Durante a ciclagem, mudanças físicas na estrutura podem acontecer no material ativo dos eletrodos e sua integridade ser comprometida, pela expansão e contração de material ativo, ocasionando uma propagação de fissuras e também a dissolução desse material ativo nos eletrodos.

#### 4.1.3 Bateria de Níquel-Cádmio e Níquel-Metal-Hidreto

Uma das maiores características da tecnologia de Ni-Cd é sua longa vida cíclica, mesmo em condições de aplicações exigentes de armazenamento de energias renováveis, a vida pode se estender a vários anos de operação. E geralmente, o fim de sua vida útil é progressivo e uma lenta deterioração da auto descarga é observada devido a metalização progressiva do separador.

Estas baterias, NiCd, podem exibir também uma perda de capacidade quando são repetidos pequenos ciclos “rasos” de capacidade, resultando numa descarga final com uma curva de duas etapas e tensão final de descarga abaixo do normal. Este fenômeno é conhecido como “Efeito memória”, onde parece que a bateria “se lembra” da capacidade anteriormente obtida, nos curtos ciclos realizados. Apesar desde efeito não ser ainda completamente compreendido, este efeito está ligado ao eletrodo positivo e mais precisamente aos rearranjos de prótons na rede de níquel que induzem uma condutividade eletrônica reduzida do material ativo. É um efeito ôhmico e reversível, e as células podem ser restauradas à capacidade total com uma descarga completa com baixo potencial e uma recarga completa.

A tecnologia Ni-MH tem geralmente seu mecanismo de fim de vida útil conectado à corrosão da liga negativa. Cada elemento da liga pode ser corroído ou não, dependendo do potencial na solução alcalina. Diferente do Cobalto e parcialmente do Níquel, todos os outros elementos da liga são corrosíveis quando expostos ao eletrólito.

O Quadro 3 apresenta uma comparação simplificada de características como segurança, desempenho, custo de reciclagem, preço da bateria, tamanho da célula e longevidade dela, para as três tecnologias analisadas na presente dissertação.

Quadro 3. Quadro comparativo entre características e as três tecnologias de baterias.

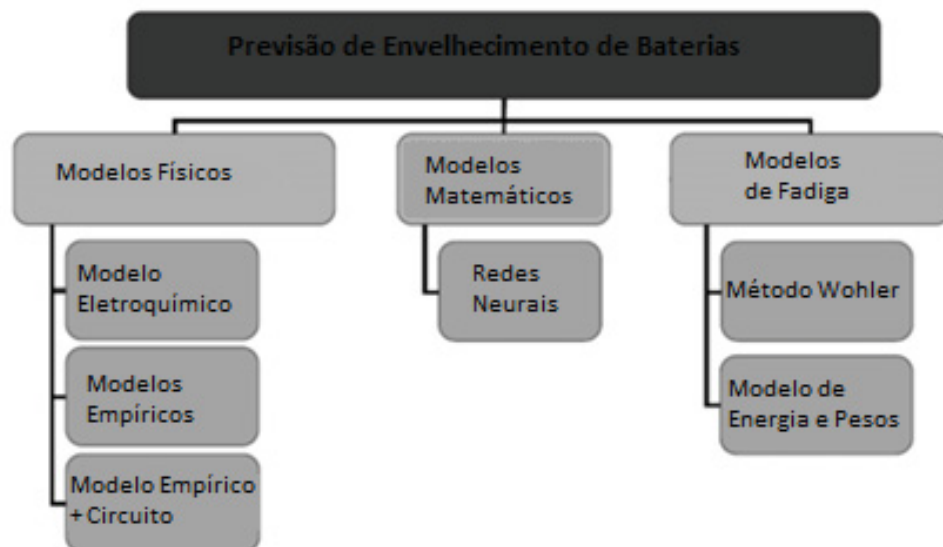
Bateria	Pb-Ácido	Li-íon	NiCd / NiMH
<b>Segurança</b>	Maior	Intermediária	Intermediário
<b>Desempenho em estados parciais de carga</b>	Baixo	Alto	Alto
<b>Custo de Reciclagem</b>	Baixo	Alto	Alta
<b>Preço da bateria (Pack)</b>	Baixo	Alto	Médio
<b>Tamanho de célula para mesma capacidade</b>	Muito Maior	Menor	Maior
<b>Longevidade com alta permanência 100% carregada</b>	Maior	Intermediária	Intermediário

FONTE: Modificado de Moseley; Garche (2015).

## 4.2 Métodos de modelagem

Os métodos de modelagem de vida útil de baterias procuram sempre estimar por quanto tempo o armazenamento terá a capacidade de fornecer a potência e energia requerida na aplicação desejada. Esses métodos podem ser classificados em: físicos, matemáticos e de fadiga, como na Figura 11.

Figura 11. Diferentes abordagens para se modelar o envelhecimento de baterias.



FONTE: Adaptado de Badey, 2011.

Os modelos ditos físicos são os mais complexos e específicos, pois usam como entrada as informações empíricas, reações eletroquímicas, propriedades físicas específicas da bateria. Já os modelos matemáticos, são os modelos que utilizam

dados, histórico de uso, da entrada e saída da bateria durante sua vida, comumente utilizados em redes neurais. E o método de modelagem por fadiga, selecionado para este trabalho, gera os modelos baseados numa visão mecânica do envelhecimento da bateria. Na verdade, este método é baseado numa visão diferente da degradação da bateria com o tempo, onde os eventos da bateria vão impactando na degradação de forma incremental, passo a passo. Como é uma abordagem heurística, esses modelos não representam diretamente os efeitos de envelhecimento com base na física ou química do sistema.

A abordagem por fadiga em baterias parte de algumas informações específicas da bateria, como: a curva que mostra o número de ciclos de uma bateria em função da profundidade de descarga ("*Depth of Discharge - DoD*") até o fim da vida-útil, ou conhecida também como curva de Wöhler, a curva que mostra a vida-útil da bateria em função da temperatura, estado de carga ("*State of Charge - SoC*"), etc. Os pesos podem levar em consideração múltiplos parâmetros que alteram as condições das curvas, como temperatura, SoC, amplitude de corrente etc., como por exemplo: se a curva de ciclos versus DoD foi obtida a 20°C, um ciclo realizado a 30°C pode ter um impacto diferente na vida útil estimada.

#### 4.3 Considerações finais do capítulo

Após o levantamento de produções acadêmicas relevantes ao tema, a fundamentação teórica foi elaborada com base nos trabalhos definidos como mais próximos do tema escolhido para este estudo e assim escrita de maneira clara e objetiva, nas áreas de gerenciamento de armazenamento de energia elétrica, armazenamento com baterias, armazenamento em micro grids, redes ativas e sistemas isolados, otimização do uso de armazenamento de energia etc.

O desenvolvimento do trabalho e da dissertação incluiu a elaboração de um modelo de degradação para sistemas de armazenamento de energia com baterias, em MATLAB, que leve em consideração as condições submetidas ao armazenamento e o regime de uso na aplicação objetivo, especialmente em sistemas isolados com outras integrações.

Após a modelagem, foi implementado o efeito da degradação em diversas condições de aplicação, como na rede isolada da ilha de Fernando de Noronha, a fim de permitir avaliar consequências e implicações nesses e outros sistemas de energia elétrica com geração renovável.





## 5 PROCEDIMENTO DE MODELAGEM

### 5.2 Modelo de degradação

A metodologia proposta permite obter a taxa de degradação instantânea a partir dos dados operacionais das baterias, a saber, dados de corrente de carga e descarga, tensão, estado de carga, temperatura e tempo. Estes dados permitem calcular a taxa de degradação, a partir de informações características da tecnologia de bateria que está sendo utilizada, fornecidas pelo fabricante (que podem ser conferidas em laboratório) ou a partir de dados obtidos em laboratório (cuja coleta de dados é demorada por conta do tempo necessário para os testes experimentais).

Como as condições de operação das baterias mudam permanentemente a metodologia a desenvolvida inclui também um procedimento que permite acumular (integrar) o desgaste devido à taxa instantânea de degradação, de forma similar à relação entre um medidor de velocidade (taxa instantânea da variação da distância com o tempo) num veículo e o seu medidor de quilômetros rodados (acumulado da distância percorrida).

Todos os fatores que degradam as baterias (que são muitos) podem ser agrupados em duas grandes categorias. Uma depende da operação e a outra depende de quando a bateria foi produzida. Assim a degradação da bateria tem duas componentes, uma devido a ciclagem (depende da operação da bateria) e outra devido ao tempo transcorrido desde a sua construção (independe da operação da bateria).

A componente que independe da operação (denominada vida de prateleira ou *calendar life*) é influenciada pelo tempo transcorrido desde a sua fabricação, pela temperatura na qual permaneceu durante esse tempo e pelo estado de carga no qual esteve durante esse tempo - SoC (são os principais parâmetros a serem considerados na componente *calendar life*). O parâmetro “tempo” influencia na degradação (na componente *calendar life*) segundo uma dependência fornecida pelo fabricante, sendo que, em geral é uma relação linear. A temperatura se aproxima à lei de Arrhenius (aumento de 100% da velocidade de degradação a cada 10°C de aumento de temperatura). Finalmente o estado de carga pode apresentar uma relação exponencial, de segunda ordem ou até outra relação não-linear com a taxa de degradação. Conhecendo as funções que determinam estas dependências pode ser

proposta uma equação que calcule o impacto destes parâmetros na componente *calendar life* da bateria.

A componente que depende da ciclagem (denominada *cycle life*) causa uma degradação maior que a componente *calendar life*. Os principais parâmetros que influenciam esta componente são a profundidade de descarga - *DoD* (do ciclo executado), a corrente de carga -  $I_c$  e descarga  $I_d$  (utilizadas na ciclagem) e a temperatura.

Há outros parâmetros que impactam em menor grau, mas que poderiam ser considerados, são eles: o estado de carga (médio durante a ciclagem), a tensão de carga -  $V_{carga}$ , o número de ciclos -  $N$  e o denominado *energy throughput* -  $E_{th}$  que são termos diferentes, mas que se influenciam diretamente. O  $E_{th}$  é a quantidade de carga que passou pela bateria somando todos os ciclos executados pela bateria, ou seja, os termos representam praticamente a mesma informação, mas são descritos de maneiras diferentes.

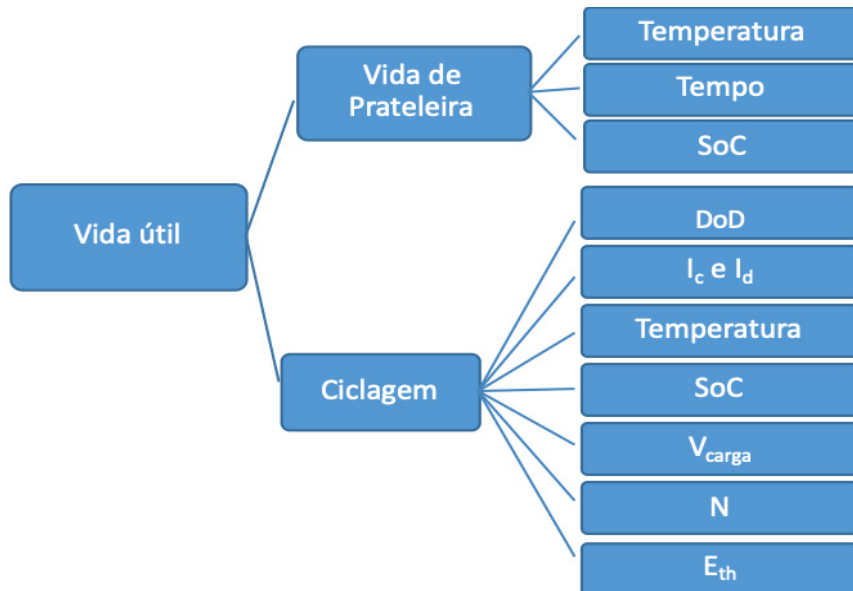
Em muitos casos todos estes parâmetros não são independentes e combinam de forma a modificarem as taxas de degradação (taxas que dependem da combinação de parâmetros), dificultando a obtenção de modelos abrangentes. Considerando os principais parâmetros, o impacto do parâmetro “profundidade de descarga” na vida cíclica da bateria é geralmente fornecido pelo fabricante e, portanto, é conhecido de forma que numa operação real o impacto deste parâmetro pode ser facilmente quantificado.

No caso da temperatura, assume-se, quando não informada, que a degradação segue a mesma lei de Arrhenius já descrita (esta degradação também é geralmente fornecida pelo fabricante para uma ampla faixa de temperaturas). Finalmente (para determinar a influência dos principais parâmetros), faltaria propor uma relação para o impacto da corrente de carga e descarga. No caso dos parâmetros secundários e das possíveis combinações de parâmetros (interdependência), devem ser feitos estudos para verificar o impacto deles e como podem ser considerados.

A modelagem detalhada dos mecanismos de degradação requer conhecimentos químicos e eletroquímicos específicos, geralmente alheios aos engenheiros eletricitistas que lidam mais com questões de redes elétricas inteligentes (aplicação), preços de energia, fontes renováveis e algoritmos de otimização. Para os pesquisadores conhecedores dos sistemas eletroquímicos o maior desafio é identificar a dependência da vida útil em função dos parâmetros acima assinalados e

das suas combinações. Na Figura 13 é apresentado um esquema simplificado dos parâmetros que afetam a degradação de baterias.

Figura 12. Diagrama esquemático dos parâmetros que influenciam a taxa de degradação de baterias.



FONTE: O autor, 2020.

Dentre os parâmetros apresentados na Figura 13, as influências da temperatura e o tempo na vida útil da bateria são geralmente informadas pelo fabricante e algumas destas dependências são informadas na forma de gráficos. O impacto dos outros parâmetros (a lei que determina sua influência), quando não informado pelo fabricante, precisa ser determinado ou estimado, sendo parte o objeto deste estudo.

### 5.3 Equacionamento do modelo

Na prática uma bateria é considerada totalmente degradada, fim da vida útil, quando sua capacidade de armazenar carga (medida em Ah) atinge 80% do valor nominal (quando era nova). A equação que permite calcular a taxa de degradação da bateria e seu estado de saúde (que seria a degradação acumulada) deve incluir, simultaneamente, a degradação devido ao tempo transcorrido desde a sua fabricação ( $D_{cal}$ ) e a degradação devida ao regime de ciclagem ( $D_{ciclo}$ ):

$$D_{\text{total}} = D_{\text{cal}} + D_{\text{ciclo}} \quad (1)$$

em que estas degradações são funções dos parâmetros apresentados na Figura 13, ou seja:

$$D_{\text{cal}} = f(\text{parâmetros}) \quad (2)$$

$$D_{\text{ciclo}} = f(\text{parâmetros}) \quad (3)$$

A função  $D_{\text{cal}}$  que determina o tempo de vida da bateria independentemente do seu regime de operação (ou seja, este tempo começa a contar desde o momento da fabricação da bateria e não é influenciado pela ciclagem) como foi dito, depende principalmente do parâmetro tempo transcorrido (desde a fabricação da bateria), depende também da temperatura e depende do estado de carga em que a bateria permaneceu armazenada (sem ciclar).

A dependência do estado de saúde da bateria (sua degradação) em função do tempo transcorrido desde a sua fabricação pode ser quantificada da seguinte forma: a partir da fabricação se calcula a fração da vida-útil perdida por dia, como a relação entre esse tempo transcorrido e o tempo total de vida útil informado pelo fabricante, como no exemplo a seguir, onde se supõe que o fabricante informa uma “calendar life” de 10 anos (3650 dias):

$$3650 \text{ dias} = 100 \% \quad 1 \text{ dia} = \frac{1}{3650} \% \quad (4)$$

Assim, é possível calcular a vida-útil “consumida” em função do tempo transcorrido:

$$D_t = t_t/t_r \quad (5)$$

Em que:

$D_t$  – degradação devida ao tempo transcorrido desde a fabricação da bateria em %

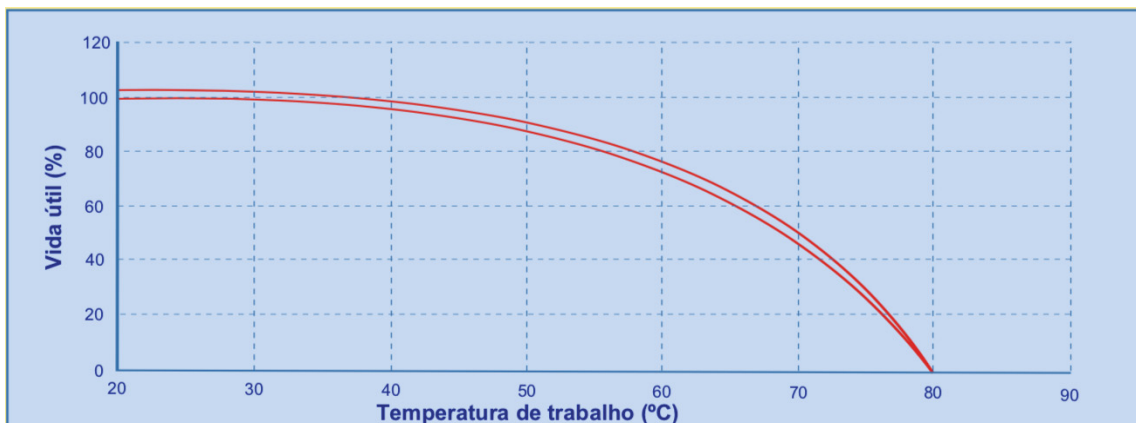
$t_t$  – tempo transcorrido desde a fabricação da bateria [dias]

$t_r$  – tempo de vida total (“calendar life”) informado pelo fabricante [dias]

Reações de degradação podem acontecer mesmo quando a bateria se encontra em circuito aberto. Para esses casos, estima-se o tempo de vida-útil através da vida de prateleira da bateria. Estas reações, químicas, tem sua taxa influenciada pela temperatura da bateria.

Caso o fabricante de bateria não forneça a informação da dependência da vida útil com a temperatura, como na Figura 13, aproxima-se esta influência através da relação de Arrhenius. Assim, cada aumento da temperatura ambiente da bateria de 10°C ou 10 Kelvin resulta, aproximadamente, em uma taxa de reação química (degradação) duas vezes mais rápida. (Moseley; Garche, 2015).

Figura 13. Exemplo da influência da temperatura na vida-útil de uma específica bateria chumbo-ácido de 200Ah (C10), fornecida pelo fabricante.



FONTE: Adaptado de catálogo comercial de bateria chumbo-ácido, 2020.

Na Figura 13, pode-se observar que esta bateria é estimada apresentar 80% da sua vida-útil nominal, caso opere a 60°C.

No caso da vida de calendário, considera-se por padrão que as baterias são monitoradas e armazenadas sempre com 100% de seu estado de carga ou estado ótimo especificado por fabricante, ou seja, não serão adicionadas as influências de outras reações parasitas que são resultantes de longos períodos em outros estados de carga.

A equação, baseada na lei de Arrhenius de primeira ordem, para corrigir o valor da taxa de degradação com a temperatura quando não há informação do fabricante, é:

$$D(T^{\circ}\text{C}) = D(25^{\circ}\text{C}) * 2^{\frac{T^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}}{10}} \quad (6)$$

Em que:

$D(T^{\circ}\text{C})$  – Degradação na temperatura  $T^{\circ}\text{C}$

$D(25^{\circ}\text{C})$  – Degradação na temperatura  $25^{\circ}\text{C}$

$T^{\circ}\text{C}$  - Temperatura da bateria

Resultando em:

$$D_{\text{cal}} = (t_t / t_r) * 2^{\frac{T^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}}{10}} \quad (7)$$

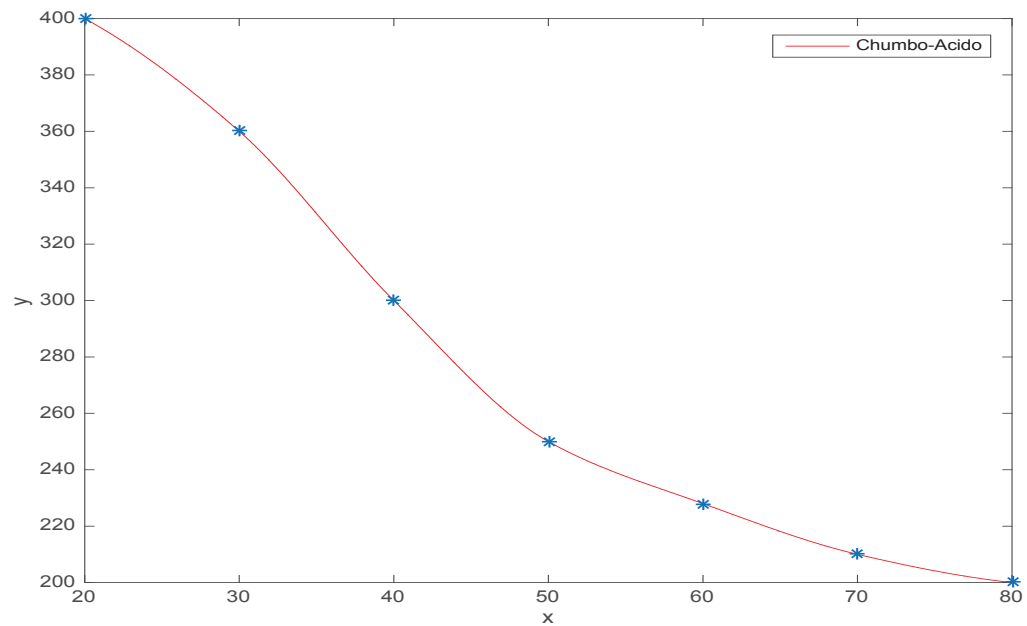
Tanto em baterias de chumbo-ácido quanto de íons-de-lítio, o estado de carga (SoC) em que a bateria se encontra durante o tempo de armazenamento, ou simplesmente de existência, pode influenciar na velocidade em que a degradação por vida de prateleira ocorre. Mesmo no caso de diferentes baterias com distintas composições químicas, geralmente, essas possuem em comum seus mecanismos de degradação que podem ser acelerados ou retardados dependendo do seu estado de carga, ou seja, a quantidade de energia que a bateria está armazenando no momento.

- Impacto do Estado de Carga na degradação de Calendário

Até o momento deste trabalho, não foi encontrado uma abordagem similar na literatura sobre o efeito do estado de carga (SoC) durante a vida de calendário, logo, para representar este efeito, a proposta desenvolvida, como uma contribuição do trabalho, para abordar esta influência na vida de prateleira, foi utilizar a informação da vida de prateleira em si e a curva de "*Ah throughput*" - que é quantidade total de energia que uma bateria pode fornecer ao longo da sua vida útil sob diferentes ciclos — que é o produto entre a capacidade nominal, a profundidade de descarga e o número de ciclos. Este parâmetro também é chamado de *Lifetime throughput* (medido em Ah, também chamado de  $Ah_{\text{LFTTP}}$ ).

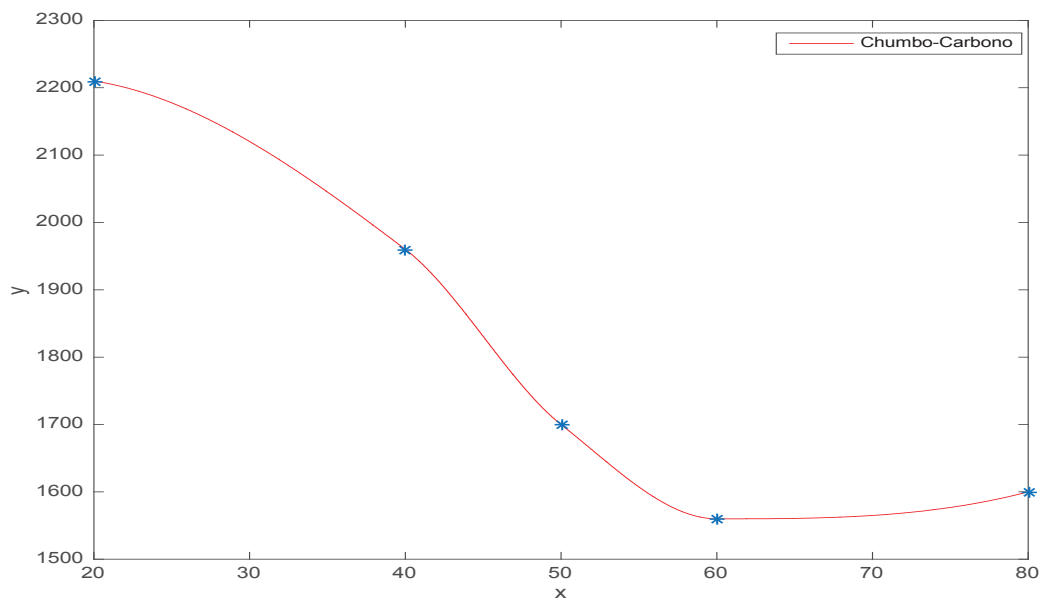
Curvas de  $Ah_{\text{th}}$ , ou  $Ah_{\text{LFTTP}}$ , em função da profundidade de descarga, para distintas tecnologias de baterias são apresentadas nas Figura 14-17. A razão pela escolha desta curva é pelo fato de que em diferentes tecnologias, a curva possui diferentes formas, como exemplificado nas Figura 14-17, que permitem verificar melhores regiões do SoC para a operação da bateria, que garantem maior vida de operação.

Figura 14. Curva de Ahth (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria Chumbo-Ácido.



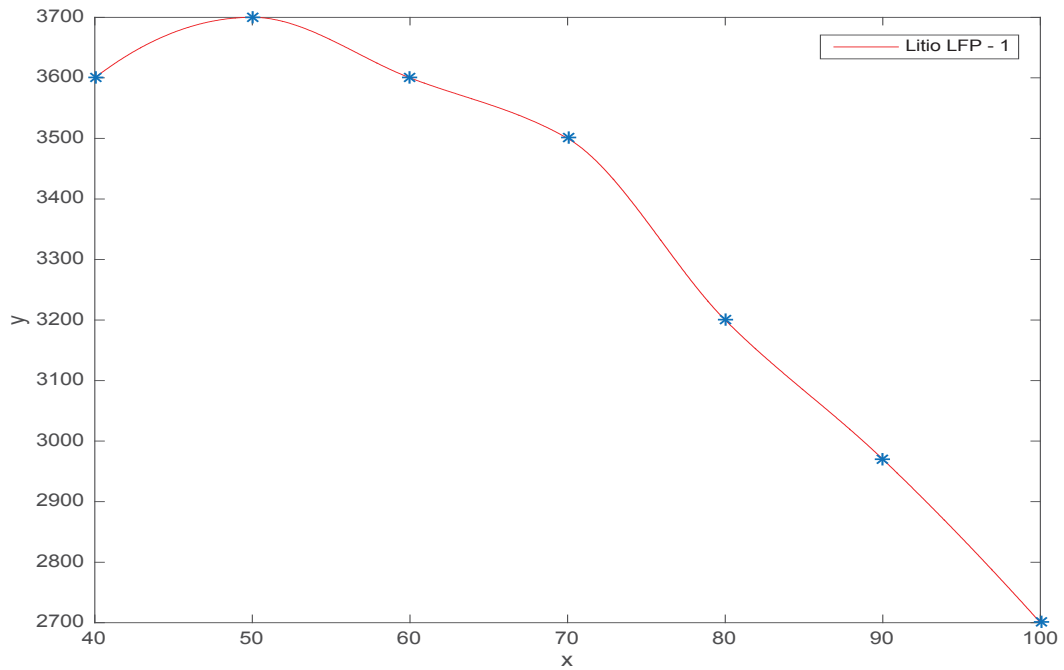
FONTE: O autor, 2020.

Figura 15. Curva de Ahth (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria Chumbo-Carbono.



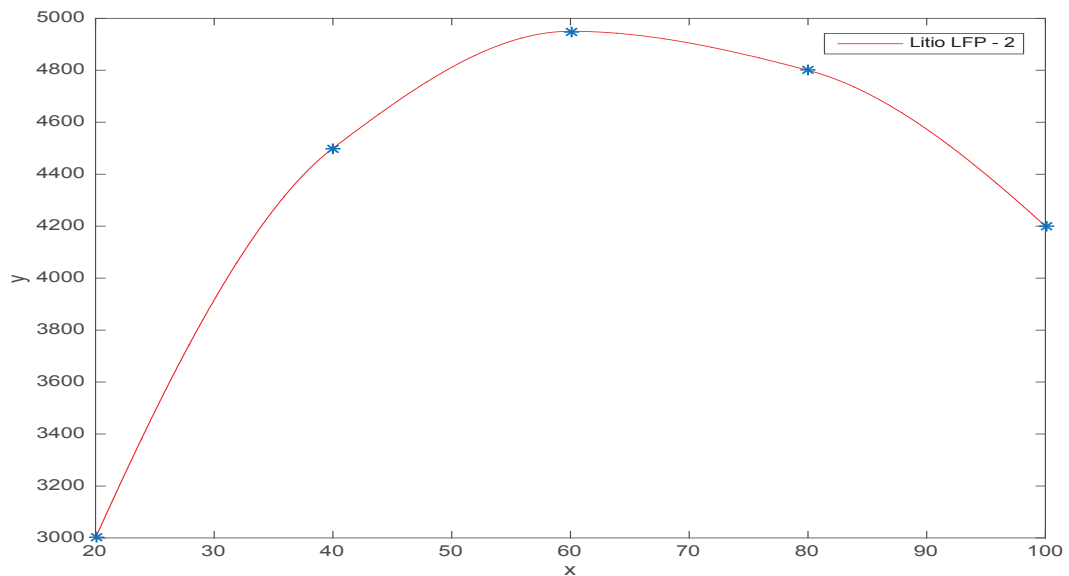
FONTE: O autor, 2020.

Figura 16. Curva de Ahth (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria íons-de-lítio LFP.



FONTE: O autor, 2020.

Figura 17. Curva de Ahth (eixo Y) x DoD (eixo X) em bateria íons de lítio LFP, de diferente fabricante.



FONTE: O autor, 2020.

Nota-se que a forma das curvas nas Figuras 14 a 17, permite identificar a existência de um ponto máximo (ótimo) em valores intermediários de *DoD* (e não nos extremos, como no caso das baterias chumbo ácido e chumbo carbono). Este ponto



é muitas vezes dito como ponto ótimo de operação da bateria, ou seja, a curva informa o quanto se deveria descarregar (ciclar) da bateria para que se obtenha a maior quantidade de energia total armazenada durante toda sua vida útil. Este ponto pode ser diferente para cada tipo de bateria e pode estar localizado tanto nas extremidades quanto no meio do espectro de profundidade de descarga (*DoD*), o qual pode variar de 0% a 100%.

Considerando os experimentos realizados pelos fabricantes para levantar as curvas mostradas na Figura 14, Figura 15, Figura 16 e Figura 17, o tempo total de duração é diretamente proporcional ao valor de  $Ah_{th}$ . Daí sugere que o SoC médio neste experimento é o ideal para manutenção da bateria em *stand by*, e que um dado afastamento desta condição implicaria em punições diretamente proporcional para a vida de prateleira da bateria.

É importante salientar que se sabe que durante os ensaios realizados pelos fabricantes para levantar os resultados apresentados na Figura 18 todos os mecanismos de degradação agem de maneira conjunta e indissociável. O raciocínio que se está desenvolvendo é para levantar um método de estimar o impacto do SoC médio na vida útil de prateleira da bateria.

Os mecanismos de degradação de baterias observados em operações tradicionais já são relativamente bem conhecidos. Nas baterias de lítio se observa a degradação de decomposição do eletrólito quando mantidas em altos estados de carga e da litiação quando em baixos estados de carga, entre outros. Por este motivo se considera uma aproximação razoável de que o SoC ótimo para medição de *calendar life* é o valor dado pelo  $Ah_{th}$  máximo.

A Figura 19 é um esquema de variação do estado de carga em ciclos de carga e descarga em distintas profundidades de descarga, que ilustra os estados de carga médios, e também a duração dos ensaios, que idealmente deveria ser a mesma para todas as condições com mesmo  $Ah_{th}$ .

A partir destes gráficos, adotam-se algumas premissas e aproximações para se estimar o impacto do estado de carga na vida de prateleira, quando não informado pelo fabricante, como:

- Se há um ponto de máximo na curva de  $Ah_{th} \times DoD$ , a qual é obtida através de ensaios sob as mesmas condições constantes (temperatura, corrente, ciclos idênticos e ininterruptos) e mesma taxa de descarga para as diferentes profundidades de descarga, pressupõe-se que a variação

do  $Ah_{th}$  observada é consequência somente das diferentes profundidades de descarga (DoD).

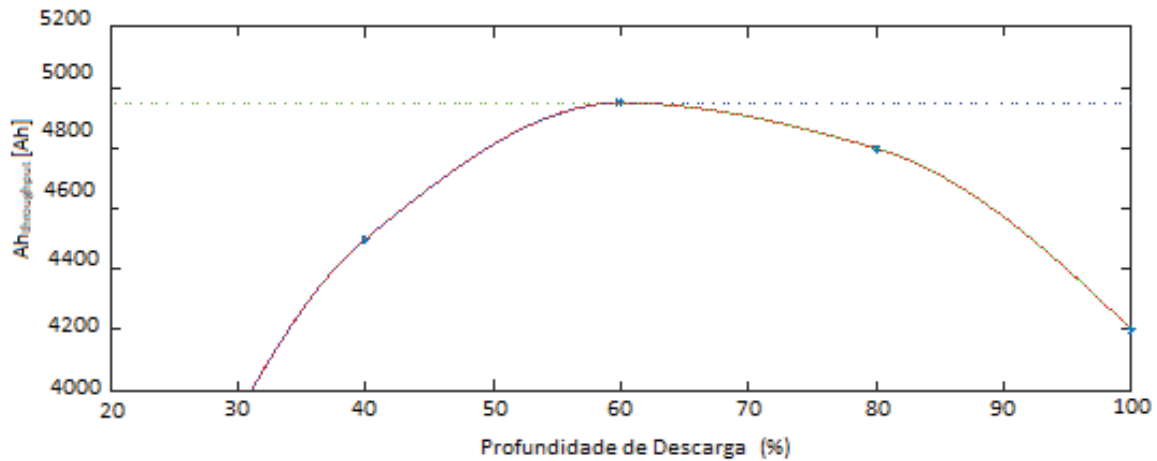
- Se o ponto máximo estiver localizado no meio do espectro, pressupõe-se que a relação entre profundidade e degradação não é diretamente nem inversamente proporcional. Uma hipótese para isto seria de que os diferentes estados de carga podem ativar ou desativar diferentes mecanismos de degradação existentes naquele tipo de bateria.
- Pressupõe-se que a vida de prateleira informada pelo fabricante foi medida com a bateria em seu ponto ótimo de estado de carga para ser armazenada.
- Pressupõe-se também, que o efeito na degradação pela circulação de corrente nos diferentes estados de carga é o mesmo e pelo fato de que a taxa de descarga é igual em todas as medidas da curva, o tempo de realização do ensaio é diretamente proporcional ao total de energia armazenada na vida útil da bateria, sendo assim, o ponto ótimo de operação se dá pelos diferentes estados de carga médios, durante os testes de ciclagem, entre as amostras ensaiadas para a obtenção dos gráficos.

Os mecanismos mais recorrentes de degradação de baterias já são relativamente bem conhecidos, como nas baterias de chumbo se observa os mecanismos de corrosão e evolução de gases que são predominantes quando mantidas em altos estados de carga assim como sulfatação em baixos estados de carga. Nas baterias de íons de lítio, também, observa-se geralmente a degradação de decomposição dos eletrodos e de aglutinantes quando em altos estados de carga e a corrosão de eletrodo, depósito de lítio metálico e possíveis danos a estrutura cristalina e decomposição de aglutinante também quando em baixos estados de carga, inferiores à 5%.

A hipótese de que o ponto ótimo de operação observado da bateria pode ser resultado da influência conjunta tanto do tempo no estado de carga correspondente quanto a uma possível variação do efeito do estresse elétrico em diferentes estados de carga, não foi descartada. Porém, devido à dificuldade de se obter separadamente os efeitos do tempo e ciclagem, assume-se, nesta aproximação, a premissa de que o efeito da corrente é igual em todos os estados de carga e a existência destes pontos

ótimos é devido aos mecanismos de degradação atuantes nos diferentes estados de carga da bateria.

Figura 18. Exemplo ilustrativo de efeitos de degradação sobrepostos na curva  $Ah_{th}$  x DoD de uma bateria Li-íon comercial LFP.

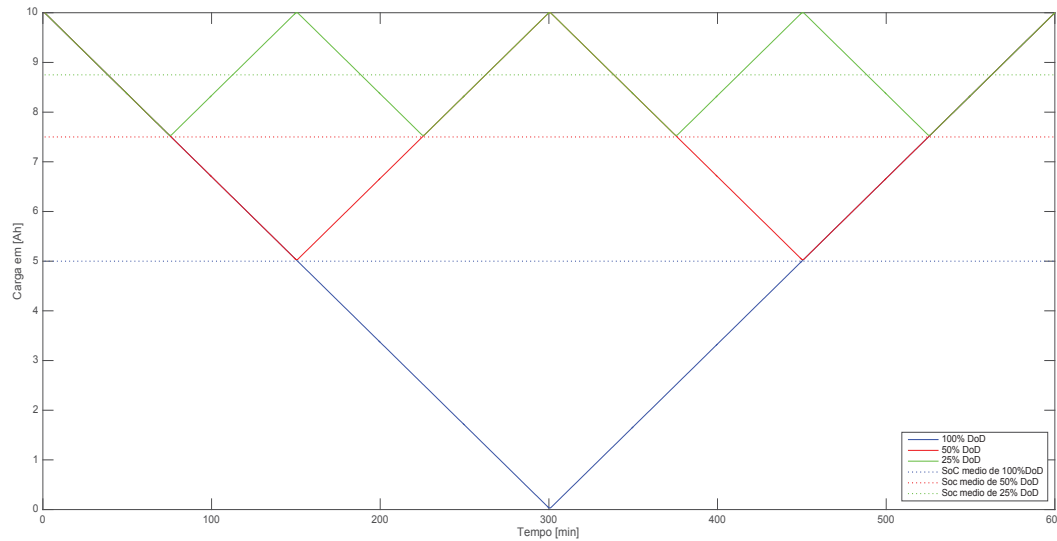


FONTE: O autor, 2020.

Observa-se, na Figura 18, o eixo X como Profundidade de Descarga (*DoD*) e o eixo Y sendo o  $Ah_{th}$ , que é diretamente proporcional ao tempo de duração do ensaio de ciclagem realizado para a obtenção desta informação.

A curva azul é a parcela correspondente aos efeitos de degradação em altos estados de carga e em verde a parcela correspondente aos efeitos de degradação em baixos estados de carga, que quando sobrepostas, encontra-se a curva resultante e então o ponto ótimo de operação para máxima vida útil. Se não houvessem diferentes mecanismos ou efeitos de degradação ou intensidades de degradação dependentes do estado de carga, este gráfico seria uma linha horizontal reta, como pontilhado na Figura 19, pois não haveria diferença em ciclar 20% ou 100% da capacidade da bateria até o fim de sua vida útil, e como sempre haveria corrente circulando, como ilustrado na Figura 19, a degradação estaria presente em todas as profundidades de descarga, uma realizando mais ciclos e outra menos, porém a energia total em todos os regimes seria a mesma e, assim, a vida útil total seria igual.

Figura 19. Estado de carga durante início do ensaio para a obtenção do gráfico de  $Ah_{th}$  x DoD.



FONTE: O autor, 2021.

Conforme todas as colocações acima, o efeito do estado de carga na vida de prateleira seria proporcional a variação de energia total armazenada pela bateria durante sua vida-útil, através do gráfico de  $Ah_{th}$  x  $DoD$ , pelo fato do estado de carga variar e ter um valor médio constante durante a ciclagem realizada para a obtenção deste gráfico. A equação é descrita com a seguinte relação:

Exemplo: Se ponto ótimo (máximo) for em 60%  $DoD$ ,  $SoC_{médio} = 100\% - \left(\frac{60\%}{2}\right) = 70\%$ .

$$\begin{array}{ll}
 60\% & \rightarrow Ah_{th}(60\%) & \text{Vida de Prateleira (Nominal)} \\
 & & \times \\
 X\% & \rightarrow Ah_{th}(X\%) & \text{Vida de Prateleira (X\%)}
 \end{array}$$

Então,

$$D_{cal}^{SoC(X\%)} = D_{cal} / (Ah_{th}(X\%) / Ah_{th}^{Máx}) \quad (8)$$

Onde:

$D_{cal}$  – é a degradação de prateleira desconsiderando o  $SoC$

$D_{cal}^{SoC}(X\%)$  – é a degradação de prateleira no estado de carga X

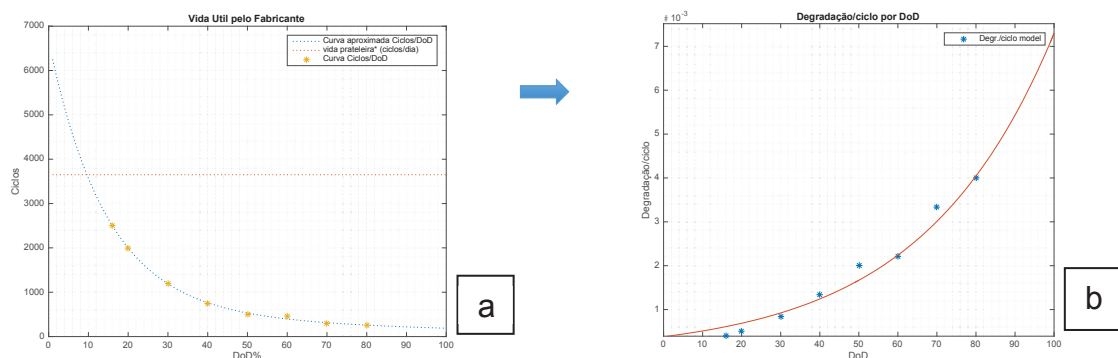
$Ah_{th}(X\%)$  – é o  $Ah_{Throughput}$  correspondente a profundidade de carga X

$Ah_{th}^{Máx}$  – é o ponto ótimo de  $Ah_{Throughput}$ .

Este resultado representa a diferença de impacto entre a permanência da bateria em diferentes estados de carga através dos diferentes tempos de duração dos ensaios realizados para o gráfico de  $Ah_{th}$ . Se durante uma ciclagem, considerando o impacto da corrente na degradação sendo constante em diferentes profundidades de descarga, a bateria possui os diferentes desempenhos sob diferentes estados de carga, na permanência em diferentes estados de carga a bateria que está sendo considerada terá também diferentes desempenhos com a mesma proporção. A fim de validar esta relação, também foi elaborado uma sugestão de experimento para melhor visualização dos efeitos de corrente e estado de carga, separadamente, descrito no apêndice.

A função para o parâmetro da ciclagem ( $D_{cic}$ ) toma como base a curva de profundidade de descarga (DoD - *Depth of Discharge*) pelo número de ciclos, informada pelo fabricante. Nessa curva, está embutido o efeito da ciclagem e do tempo transcorrido na ciclagem. A partir desta curva é possível se obter a degradação correspondente de cada ciclo a cada profundidade de descarga, normalizando o eixo para um ciclo, ou seja, invertendo cada valor de ciclo para obter profundidade de descarga pelo desgaste/ciclo, como no exemplo a seguir:

Figura 20. (a) Curva de DoD x Ciclos (a 25°C) e (b) Curva DoD x Desgaste/Ciclo (a 25°C).



FONTE: O autor, 2021.

Através desta nova curva (21.b), a cada ciclo realizado na bateria, pode-se obter o desgaste equivalente. Quando a somatória desse desgaste/ciclo ( $D_{cic}$ ) chegar

a 100%, assume-se que a bateria chegou ao final de sua vida-útil ou estado de saúde igual a 0% (*SoH – State of Health*).

Em ambas as parcelas ( $D_{cal}$  e  $D_{cic}$ ), é feita uma correção da % de *SoH* perdida por conta da temperatura de operação. Para isso se usa a informação do fabricante de baterias sobre a vida útil da bateria em diferentes temperaturas. Quando não há esta informação disponível, com base na lei de Arrhenius, aproxima-se que a quantidade de *SoH* perdida é proporcional à temperatura, em que para cada 10°C a velocidade de reações químicas (de degradação) duplica, como na equação 6.

O valor correspondente do gráfico a cada ciclo é em [%*SoH*/ciclo], o que não é na mesma unidade da parcela  $D_{cal}$  ([%*SoH*/tempo]). Por conta disso, se faz necessário ter uma relação entre tempo e ciclos, ou seja, saber quantos ciclos por dia são realizados. Assim, sabendo o número médio de ciclos por dia, é possível somar as parcelas  $D_{cal}$  e  $D_{cic}$  para obter  $D_{total}$ .

Na sequência é explicitada a função global de  $D_{cic}$  acima descrita.

$$D_{cic}(T^{\circ}C) = \sum_{i=1}^n \text{ciclos} D_{cic}(25^{\circ}C)(DoDi) * 2^{\frac{T^{\circ}C-25^{\circ}C}{10}} \quad (9)$$

onde:

$D_{cic}(T^{\circ}C)$  – Degradação de ciclagem na temperatura  $T^{\circ}C$

$D_{cic}(25^{\circ}C)$  – Degradação de ciclagem na temperatura 25°C

$T^{\circ}C$  – Temperatura da bateria

$DoDi$  – Valor correspondente de degradação, pela curva de ciclos por profundidade de descarga.

O estado de carga inicial com que a bateria se encontra antes da descarga, também pode influenciar no quanto aquela quantidade de energia extraída, numa descarga, afeta na vida-útil. Uma descarga de 20% a 100% [*SoC*] pode não ter um mesmo impacto de uma descarga de mesma quantidade a 50% [*SoC*]. Com isso, o ponto de início e fim da descarga tem que ser considerado no cálculo da parcela de ciclagem  $D_{cic}$ .

$$D_{cic}^d = D_{cic}(SoC_{final}) - D_{cic}(SoC_{inicial}) \quad (10)$$

Onde:

$D_{cic}(SoC_{final})$  – degradação de uma descarga até a profundidade de descarga final

$D_{cic}(SoC_{inicial})$  – degradação de uma descarga até a profundidade de descarga inicial

$D_{cic}^d$  – degradação resultante de uma descarga entre os pontos final e inicial

A amplitude de corrente na qual uma descarga é executada em uma bateria pode afetar sua vida útil, como pode ser visto no trabalho sobre baterias de lítio LFP de Gao et al. (2017) e em chumbo-ácido por Sauer e Wenzl (2008). Devido a necessidade de uma grande quantidade de dados específicos de cada bateria como dados de entrada para uma melhor abordagem da degradação sob diferentes amplitudes, optou-se por considerar este efeito baseando-se na lei de Peukert. Assim, como entrada é necessário inserir as diferentes capacidades observadas sob diferentes correntes de descarga, como na Figura 15, para que a equação 11 seja válida.

A lei de Peukert foi primeiramente desenvolvida em cima das baterias chumbo-ácido, mas usa-se até hoje para representar a variação da capacidade de baterias pela corrente. Geralmente é escrita como:

$$C_p = I^k \cdot t$$

onde:

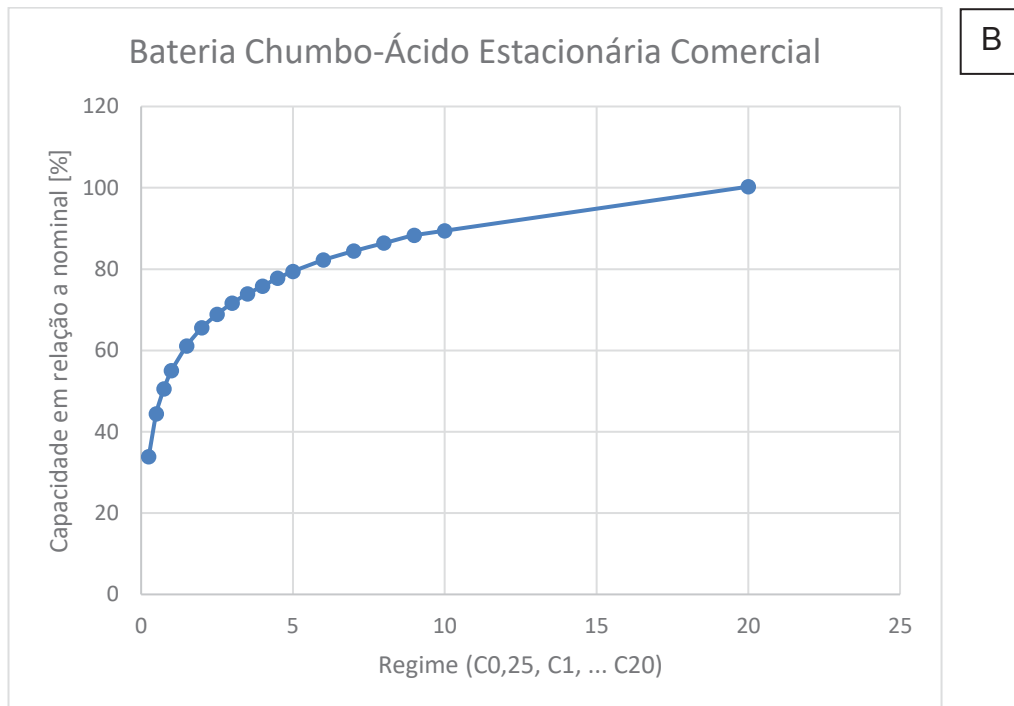
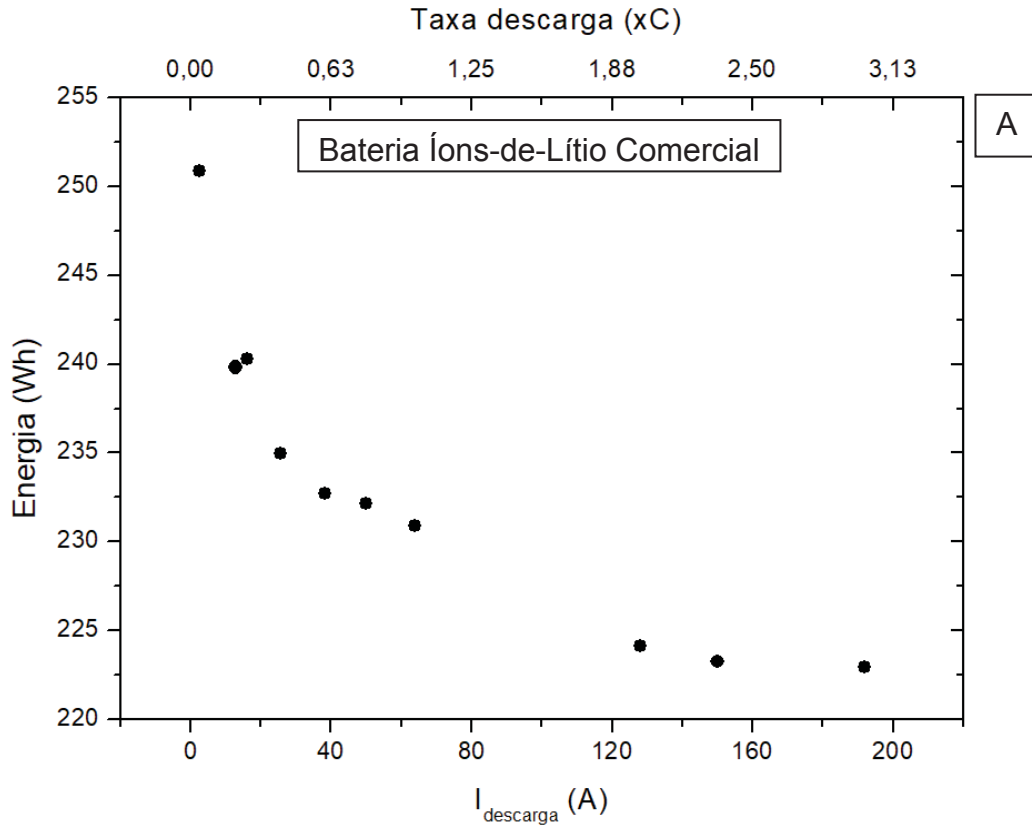
$C_p$  – é a capacidade expressa em ampere-hora [Ah]

$I$  – é a corrente de descarga real, em amperes

$t$  – é o tempo real para descarregar a bateria, em horas

$k$  – é a constante de Peukert (adimensional e específica de cada bateria)

Figura 21. Dependência da capacidade da bateria com a taxa de descarga. (A) Bateria íons de lítio e (B) Baterias chumbo ácido fotovoltaicas para sistemas fotovoltaicos.



FONTE: (A) Relatórios internos Lactec e (B) Catálogo bateria chumbo-ácido comercial, 2018.



$$D_{cic}^C = D_{cic}(DoD^C(i)) \quad (11)$$

Onde:

$D_{cic}^C$  – é a degradação resultante da correção da capacidade da bateria

$D_{cic}$  – é a degradação sem correção de capacidade da bateria (nominal)

$DoD^C(i)$  – é a profundidade de descarga em (%) em relação à capacidade total observada em descarga sob a corrente do momento.

Ao final de todas as considerações, os valores já corrigidos de cada fator de  $D_{cic}$  e  $D_{cal}$ , podem ser somados, como na equação 1, até completar os 100% da vida útil da bateria, reescrito na equação 12. O passo a passo do algoritmo para todas as etapas é ilustrado no Fluxograma 1.

Somando  $D_{cic}^{final}$  com  $D_{cal}^{final}$ , tem-se que:

$$D_{total} = D_{cic}^{final} + D_{cal}^{final} \quad (12)$$

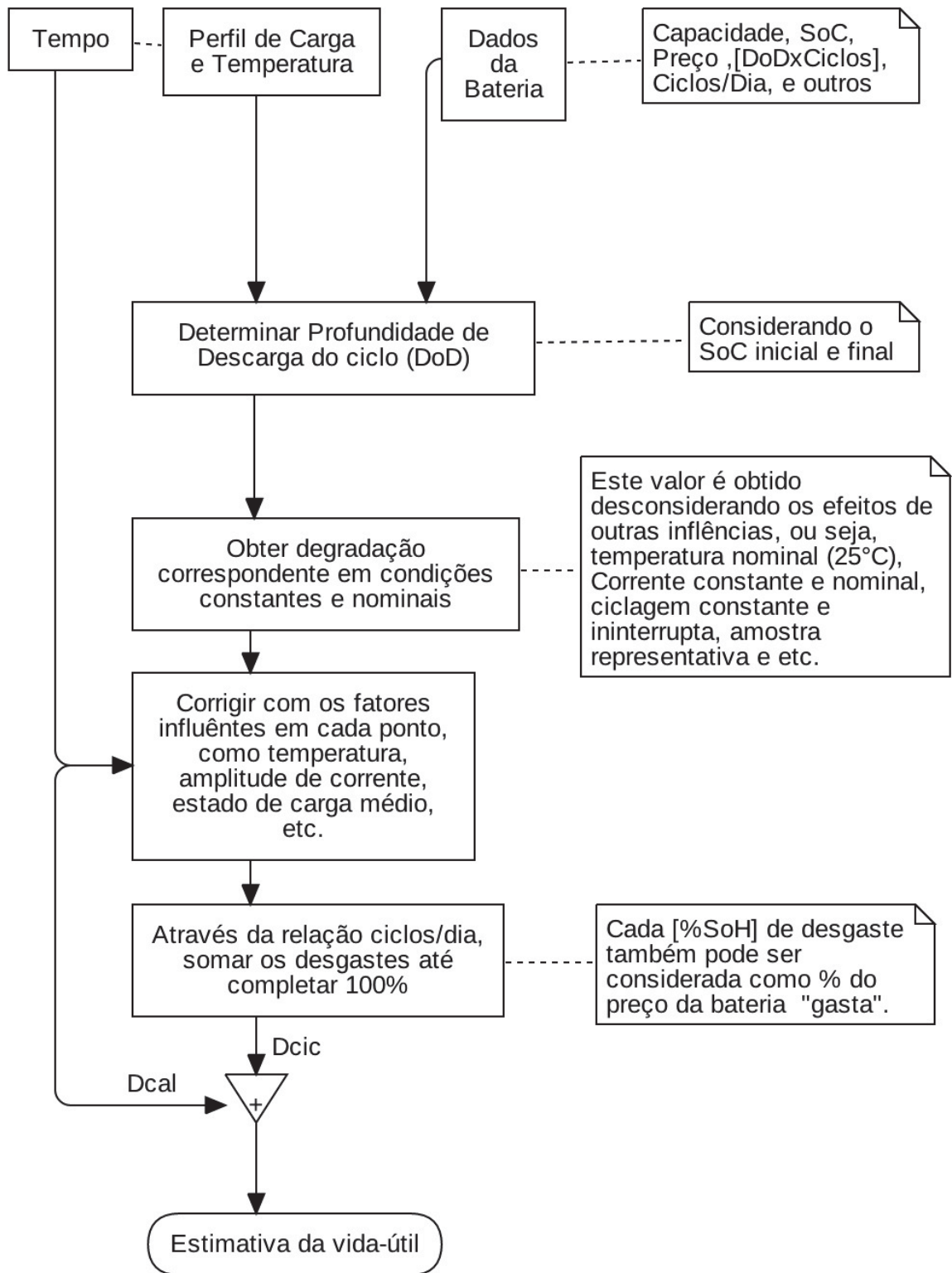
Onde:

$D_{cic}^{final}$  – degradação de ciclagem com os fatores corrigidos

$D_{cal}^{final}$  – degradação de prateleira com os fatores corrigidos

$D_{total}$  – degradação total do ciclo

Fluxograma 1. Fluxograma de equacionamento.



FONTE: O autor, 2021.

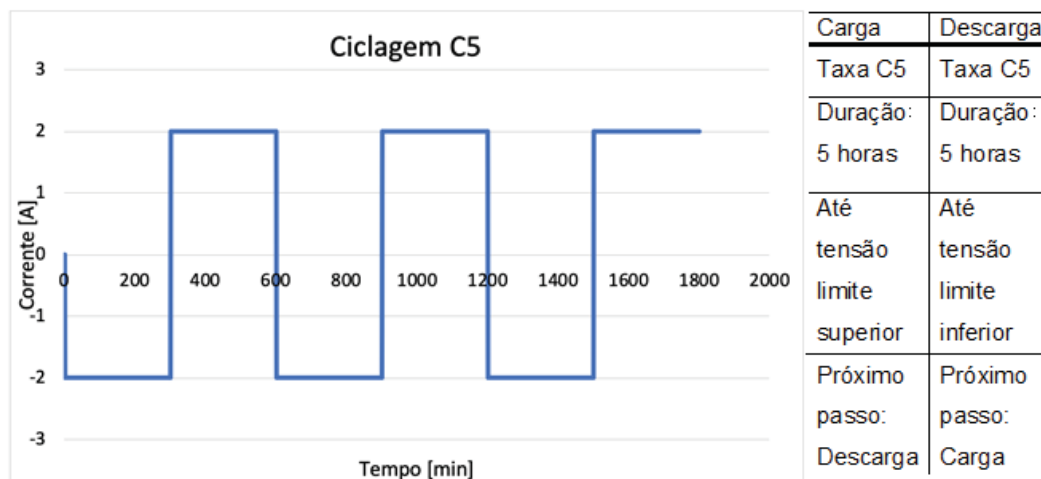
## 6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A fim de se validar o desempenho do modelo proposto, iniciou-se com uma análise de sensibilidade e com comparações feitas através de ensaios experimentais. Foram utilizados dados e resultados de testes experimentais de baterias de chumbo-ácido e de íons-de-lítio selecionadas para diferentes aplicações, inclusive para o projeto de armazenamento de energia da Ilha Fernando de Noronha, a fim de comparar os resultados das simulações com os dados reais.

### 6.1 Validação do Modelo

Inicialmente, foi elaborado um plano de envelhecimento para baterias de lítio por perfil de ciclagem, ilustrado na Figura 22. São carregamentos em sequência de descarregamentos, ciclos, para a bateria de íons-de-lítio cujo ensaio foi realizado em laboratório. Simultaneamente, foi realizado o mesmo perfil de ciclagem em simulação junto ao modelo de degradação da bateria selecionada.

Figura 22. Modelo de perfil de envelhecimento por ciclagem de uma bateria íons-de-lítio selecionado para validação de modelo em laboratório.

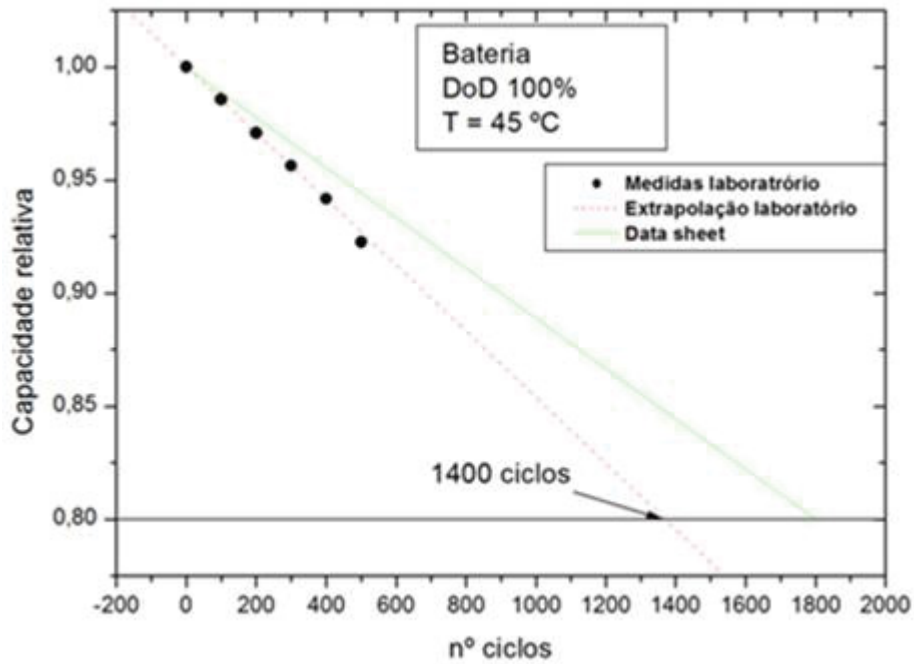


FONTE: O autor, 2021.

Observa-se na Figura 22 que os ciclos em regime C5 – C5 é o valor de corrente que descarrega a bateria completamente em cinco horas – a 45°C, são sequenciais e ininterruptos. Estes foram executados continuamente até o fim da vida-útil da bateria, ou seja, até sua capacidade atingir 80% da sua capacidade nominal.

O resultado desse ensaio de ciclagem pode demorar até meses para ser completo. Por conta disso, o resultado apresentado na Figura 23 corresponde a última medida adquirida e a estimativa da ficha técnica (*datasheet*).

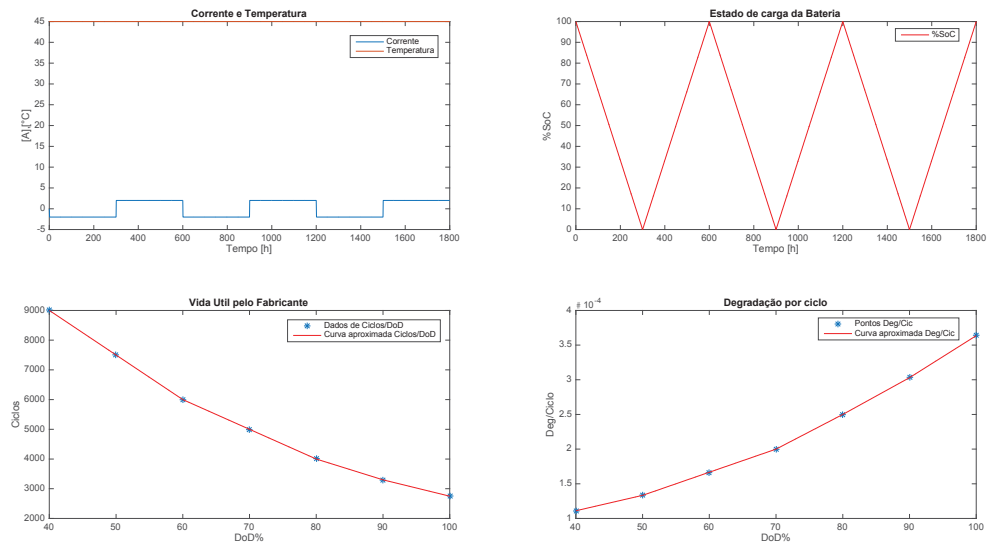
Figura 23. Ensaio de envelhecimento por ciclagem em bateria de Li-íon.



FONTE: O autor, 2021.

É possível observar na Figura 23 que há uma tendência linear na degradação da capacidade com o passar dos ciclos, que extrapolando, completaria 1400 ciclos ao final de vida útil. Neste exemplo, pela estimativa informada pelo fabricante da bateria, a vida-útil total seria 1800 ciclos. O modelo desenvolvido foi executado nessa bateria, a fim de se comparar os resultados simulados com os reais obtidos, como ilustrado na Figura 24 e Figura 25.

Figura 24. Simulação: perfil, SoC, Curvas de vida-útil com bateria de íons-de-lítio.



FONTE: O autor, 2021.

Figura 25. Resultados da simulação de envelhecimento de bateria de íon-de-lítio.

<p>Vida útil "gasta" (em %) por dia foi:  <b>0.1406</b></p> <p>A bateria, sob essas condições, durará cerca de (em dias):  <b>711</b></p> <p>Arredondado em meses:  <b>24</b></p> <p>Arredondado em anos:  <b>2</b></p>
---

FONTE: O autor, 2021.

Como os ciclos foram realizados ininterruptamente, para obter o número de ciclos total estimados foi multiplicado a estimativa em dias por 24 (horas) e dividido por 10, que é a duração, em horas, de um ciclo completo C5.

$$711 \text{ [dias]} \times 24 \text{ [horas/dia]} / 10 \text{ [horas/ciclo]} = 1706 \text{ [ciclos]}$$

Através da simulação de envelhecimento com o modelo da bateria, obteve-se 1706 ciclos. Neste caso, o erro entre a simulação e as estimativas experimentais e do fabricante ficou em:

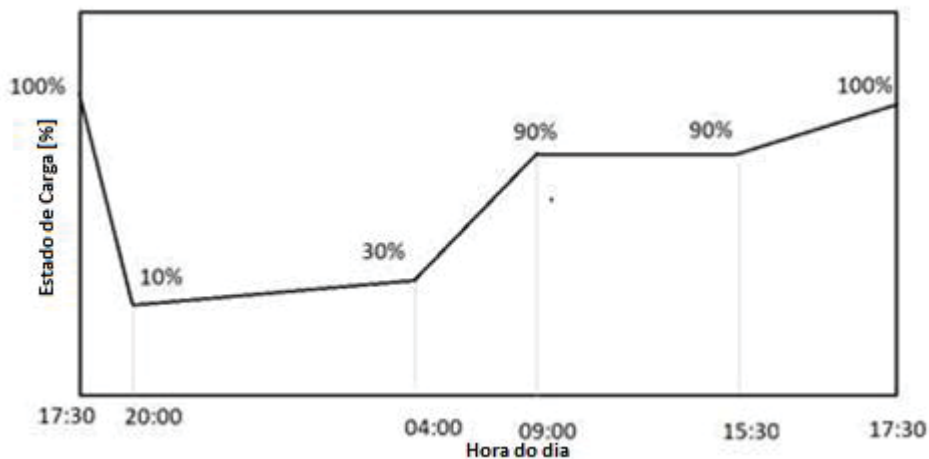
Simulação / experimental	= 306 ciclos de diferença	(17,9%)
Simulação / fabricante	= 94 ciclos de diferença	(5,5%)

Vale ressaltar, que incluso a essa diferença está a possibilidade de variações entre as amostras testadas pelo fabricante e as amostras que foram testadas em laboratório, devido ao fato por se tratar de produtos fabricados em diferentes momentos, pode haver variações no processo de produção ou até mesmo em matérias primas utilizadas. Assim como possíveis variações externas, como de temperatura. E todas essas variações podem influenciar na vida-útil de baterias.

## 6.2 Simulação na Rede de Fernando de Noronha

Foi realizada uma análise utilizando a operação planejada para o sistema de armazenamento instalado na Ilha de Fernando de Noronha. O regime de operação para o sistema de armazenamento foi dimensionado para operar conforme ilustrado na Figura 26. A simulação executada visou mostrar o efeito na longevidade (vida-útil) do sistema de armazenamento conforme seu dimensionamento.

Figura 26. Perfil de uso do sistema de armazenamento operar no sistema da Ilha de Fernando de Noronha.



FONTE: O autor, 2021.

O efeito do tamanho do armazenamento para esta aplicação, é ilustrado na Tabela 4.

Tabela 4. Estimativa de vida-útil para diferentes dimensionamentos de sistema de armazenamento operando no regime planejado, considerando mesma energia armazenada, para a Ilha Fernando de Noronha.

<b>Dimensionamento do Sistema</b>	<b>Estimativa de vida-útil</b>
<b>510 kWh</b>	8 anos
<b>1020 kWh</b>	12 anos
<b>2040 kWh</b>	14 anos

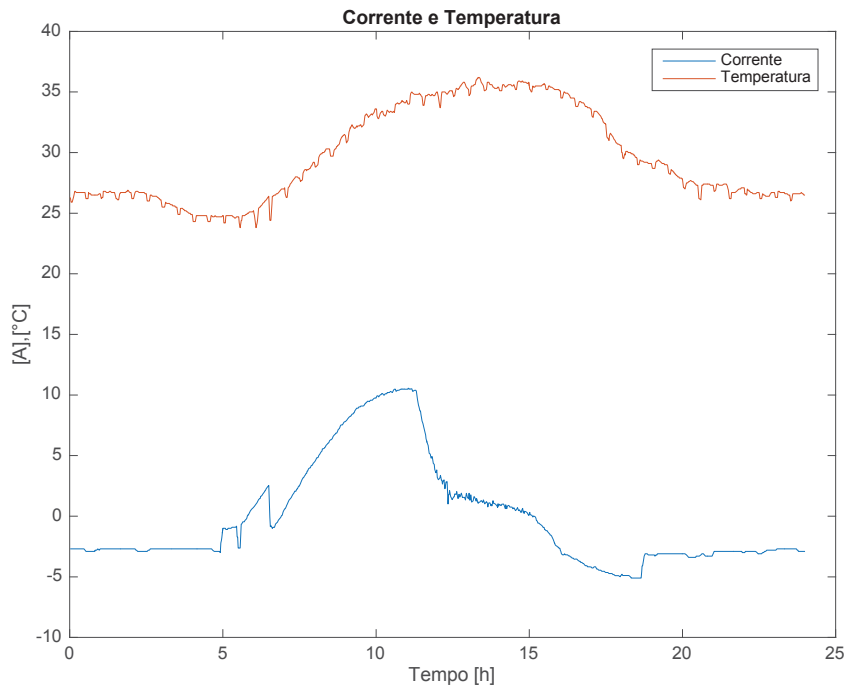
FONTE: O autor, 2021.

Nota-se que com o aumento do tamanho do banco de baterias para a simulação no cenário com mesma quantidade de energia armazenada, o uso relativo do armazenamento com a aplicação também se altera, neste caso reduz. No caso de um armazenamento de 510 kWh, a estimativa de vida em operação é de oito anos enquanto um banco com o dobro de tamanho, na mesma aplicação, é estimado cerca de 12 anos (50% a mais). Neste caso, um dobro de custo representaria um aumento de 50% de vida-útil. E de maneira similar de 1020 kWh para 2040 kWh, estima-se um aumento apenas de dois anos. Esse estudo com este tipo de informação mais detalhada pode vir a contribuir de maneira prática e rápida, o planejamento e dimensionamento desses equipamentos em regimes e aplicações conhecidas.

### 6.3 Simulação em Perfil Fotovoltaico Isolado

Juntamente com a comparação com dados experimentais, foi realizada também uma análise de sensibilidade do modelo. Nesta análise foi selecionado um perfil exemplo de uso do sistema de armazenamento, o qual foi baseado em um regime de operação real de um sistema fotovoltaico isolado, na Figura 27.

Figura 27. Perfil de estados de carga de sistema de armazenamento em operação selecionado.

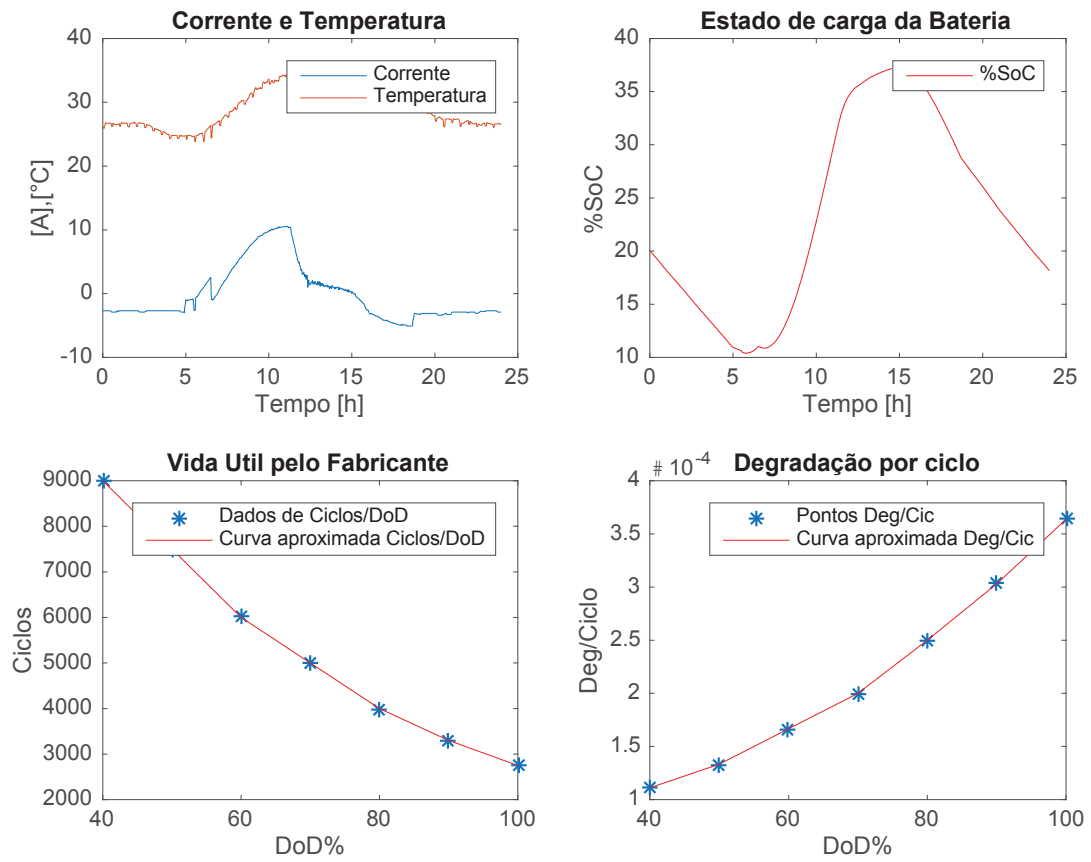


FONTE: O autor, 2021.

Com este perfil selecionado como base, no intuito de se observar a sensibilidade do modelo foram realizadas simulações em cima de uma mesma bateria neste perfil de uso, com variações determinadas de  $\pm 10^{\circ}\text{C}$  na temperatura média ambiente e com variações de estado de carga inicial ( $\text{SoC}_0$ ) de 20%, 50% e 100%, resultando em estimativas diferentes de vida-útil para cada caso, como ilustrado nas Figura 28-36.

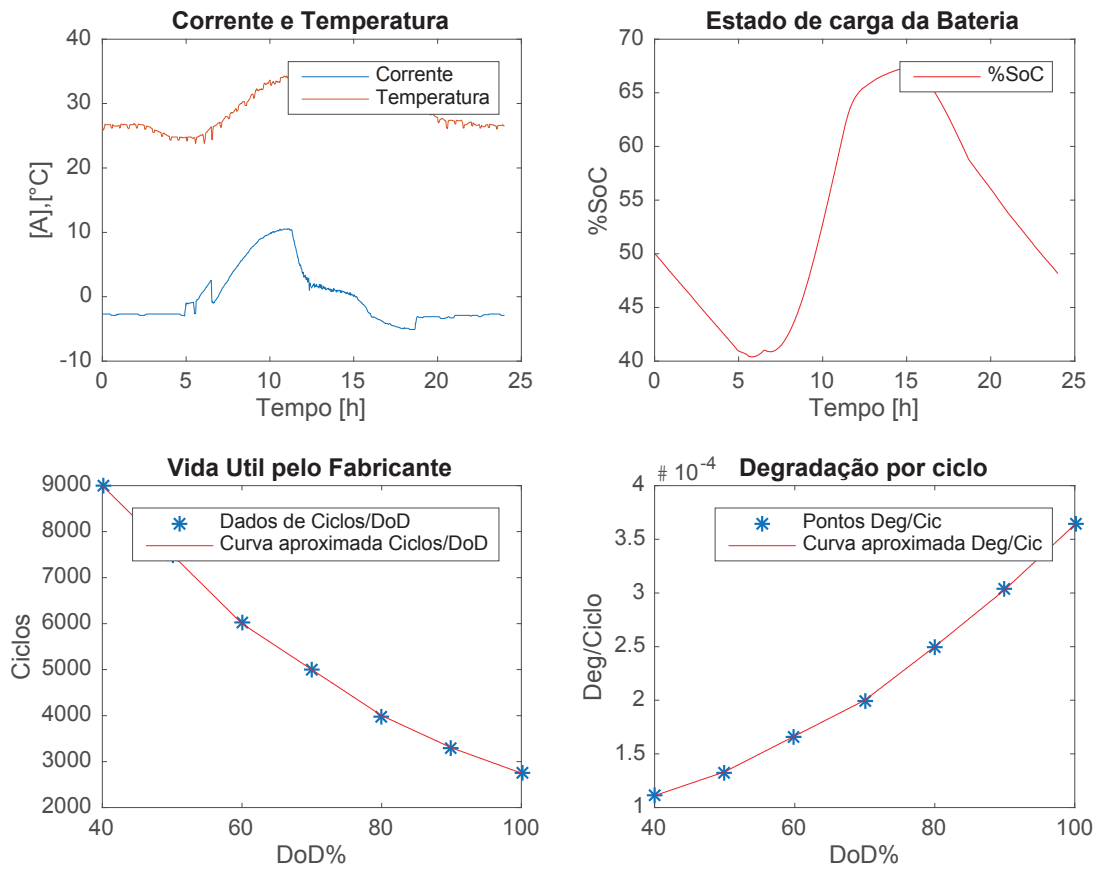


Figura 28. Simulação com bateria de lítio a 30°C (média) e 20% SoC<sub>0</sub>.



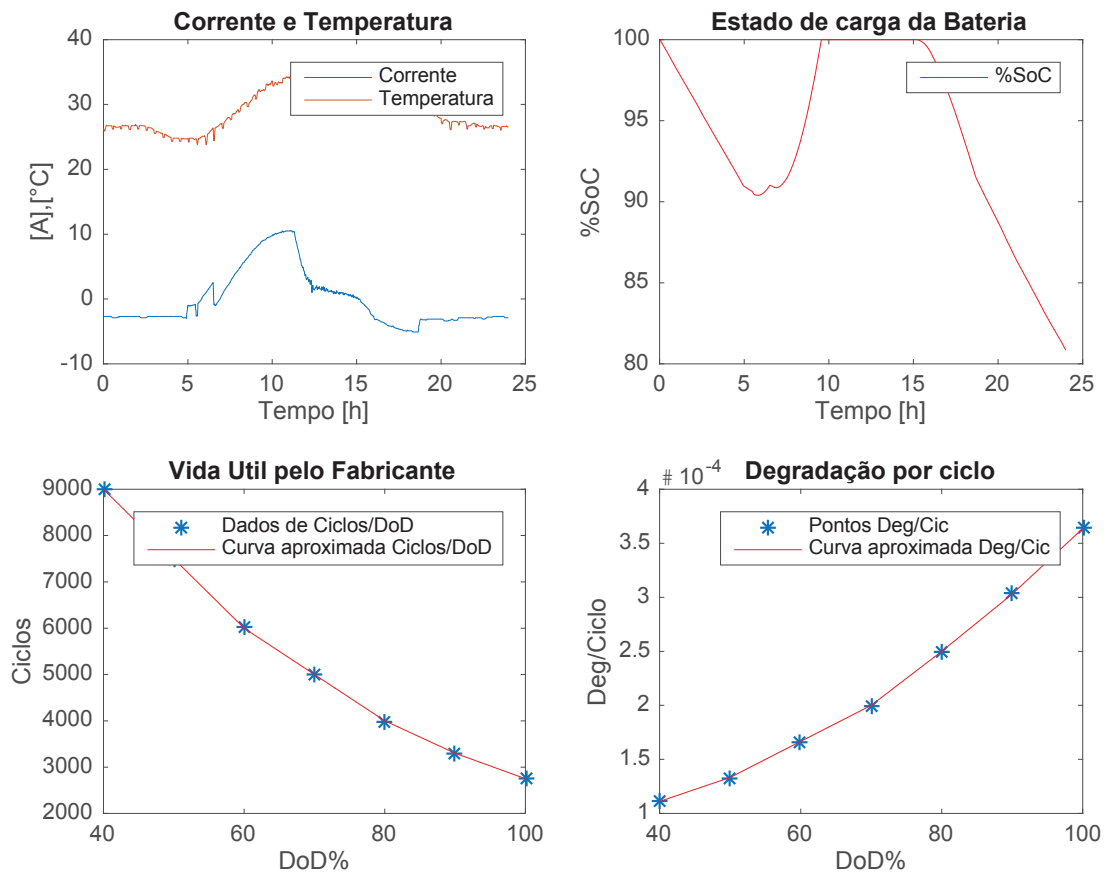
FONTE: O autor, 2021.

Figura 29. Simulação com bateria de lítio a 30°C (média) e 50% SoC<sub>0</sub>.



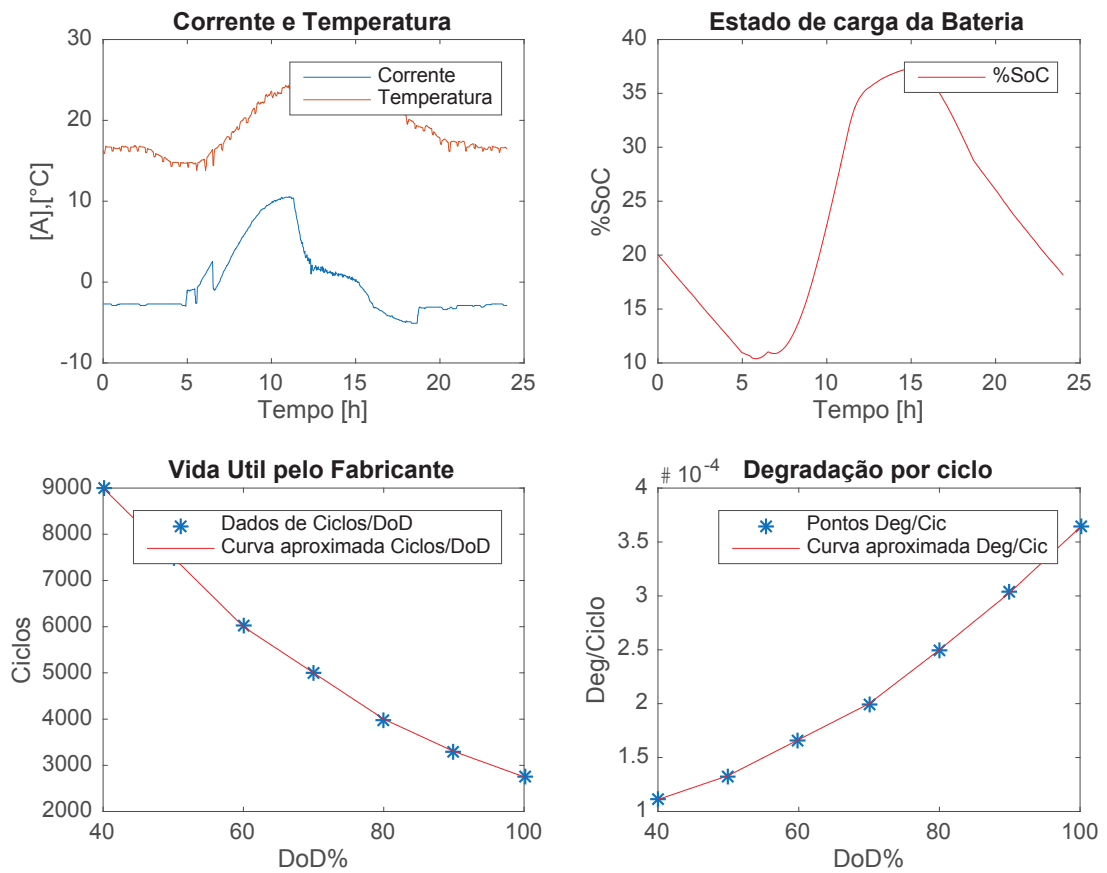
FONTE: O autor, 2021.

Figura 30. Simulação com bateria de lítio a 30°C (média) e 100% SoC<sub>0</sub>.



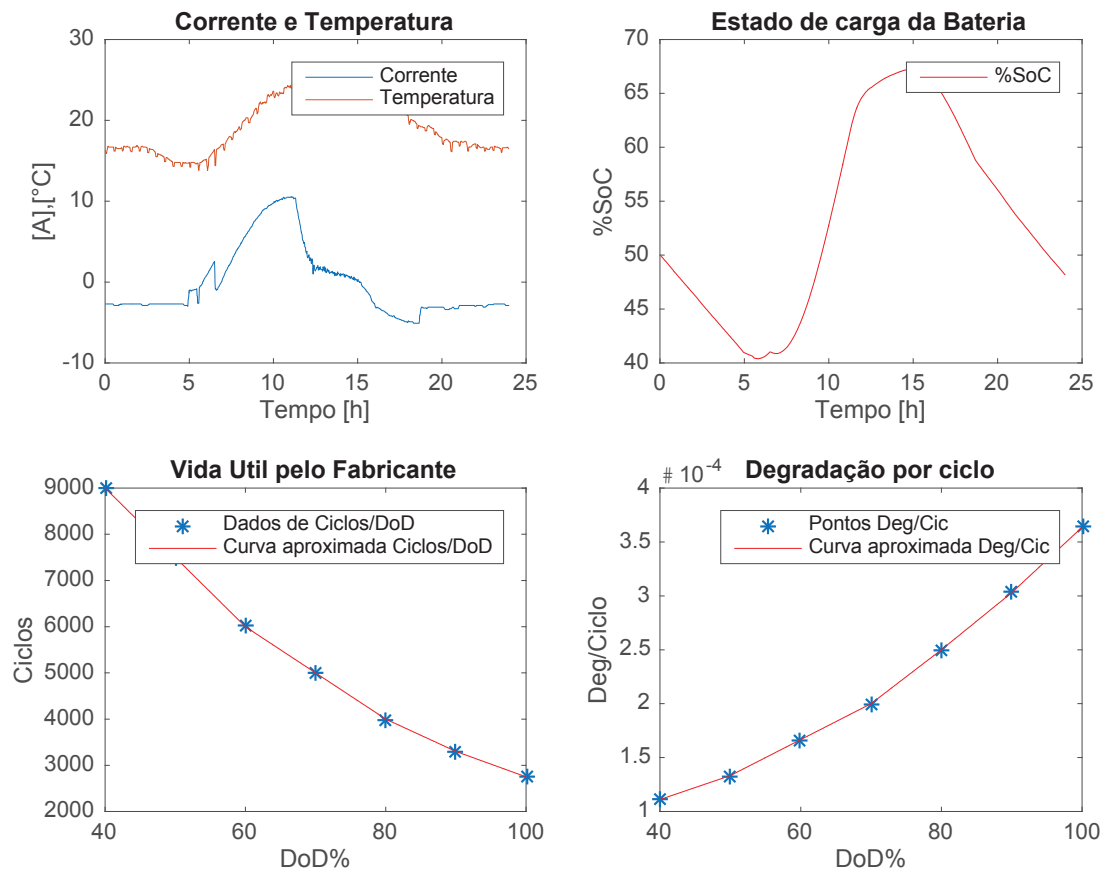
FONTE: O autor, 2021.

Figura 31. Simulação com bateria de lítio a 20°C (média) e 20% SoC<sub>0</sub>.



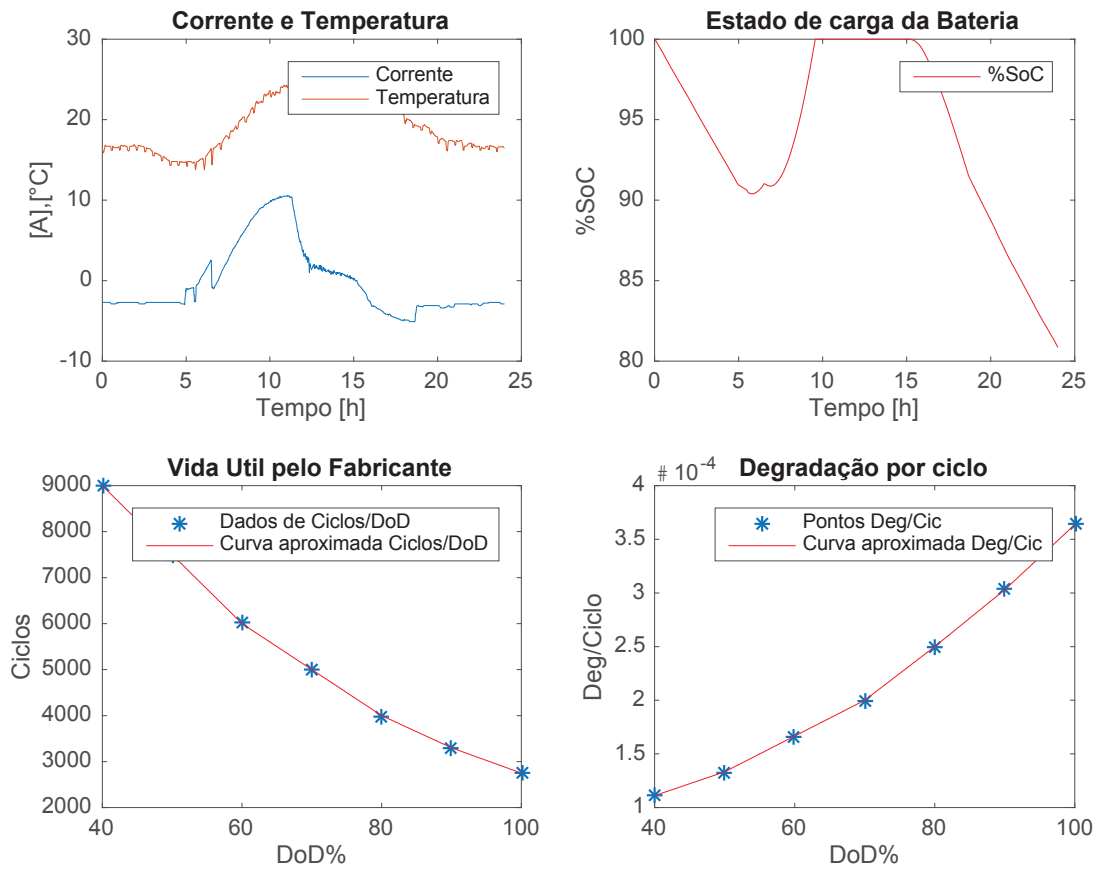
FONTE: O autor, 2021.

Figura 32. Simulação com bateria de lítio a 20°C (média) e 50% SoC<sub>0</sub>.



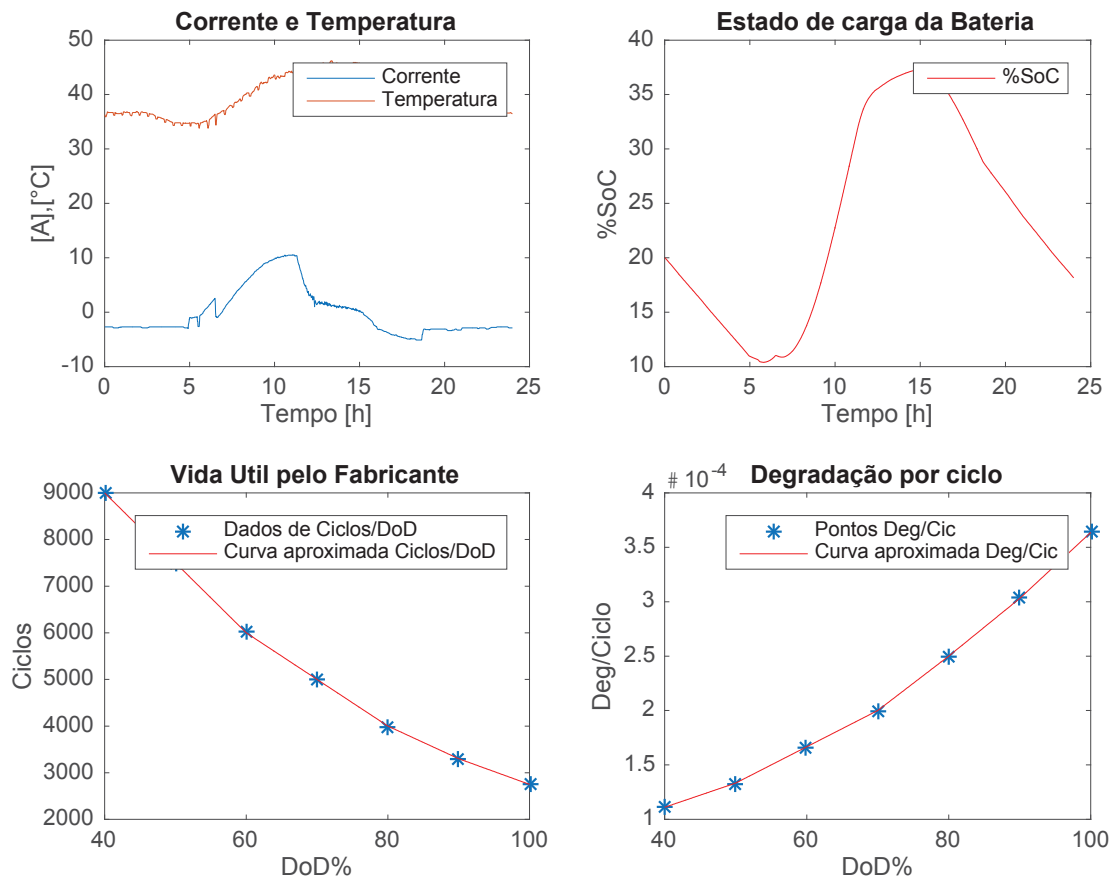
FONTE: O autor, 2021.

Figura 33. Simulação com bateria de lítio a 20°C (média) e 100% SoC<sub>0</sub>.



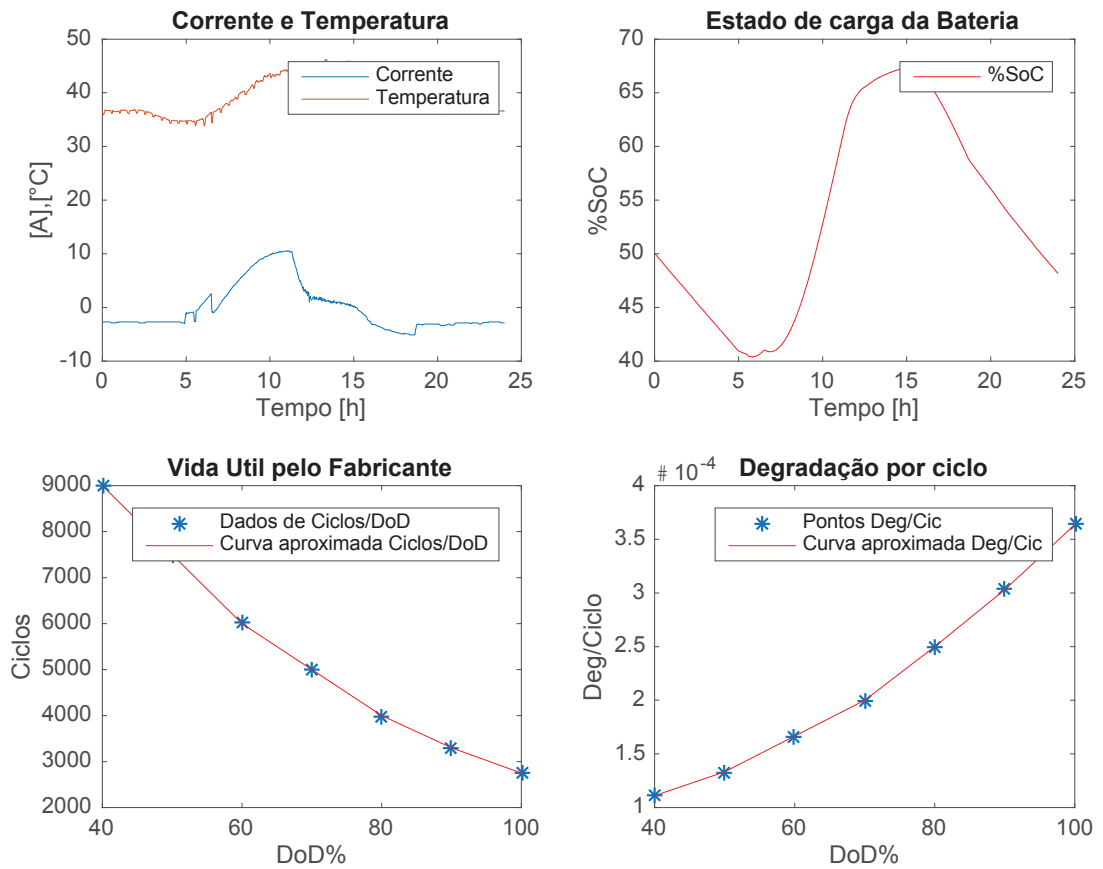
FONTE: O autor, 2021.

Figura 34. Simulação com bateria de lítio a 35°C (média) e 20% SoC<sub>0</sub>.



FONTE: O autor, 2021.

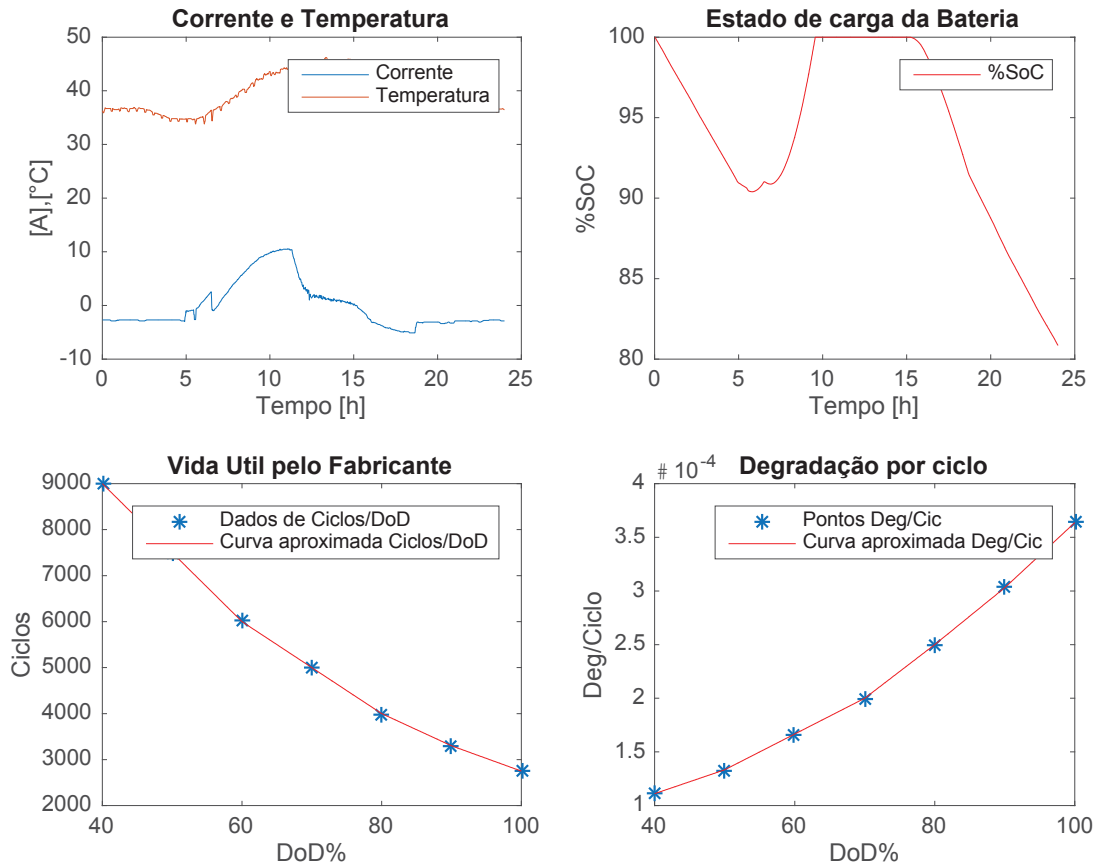
Figura 35. Simulação com bateria de lítio a 40°C (média) e 50% SoC<sub>0</sub>.



FONTE: O autor, 2021.



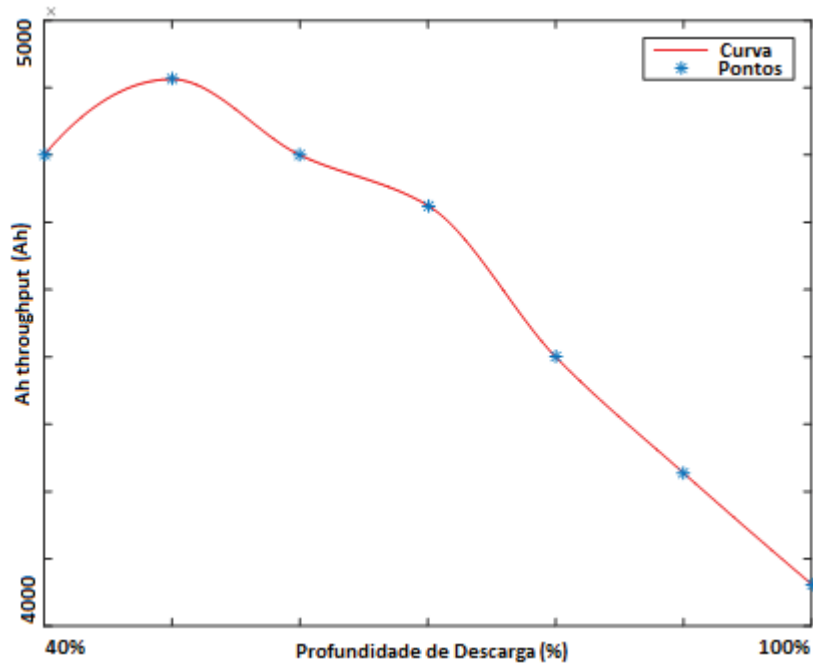
Figura 36. Simulação com bateria de lítio a 40°C (média) e 100% SoC<sub>0</sub>.



FONTE: O autor, 2021.

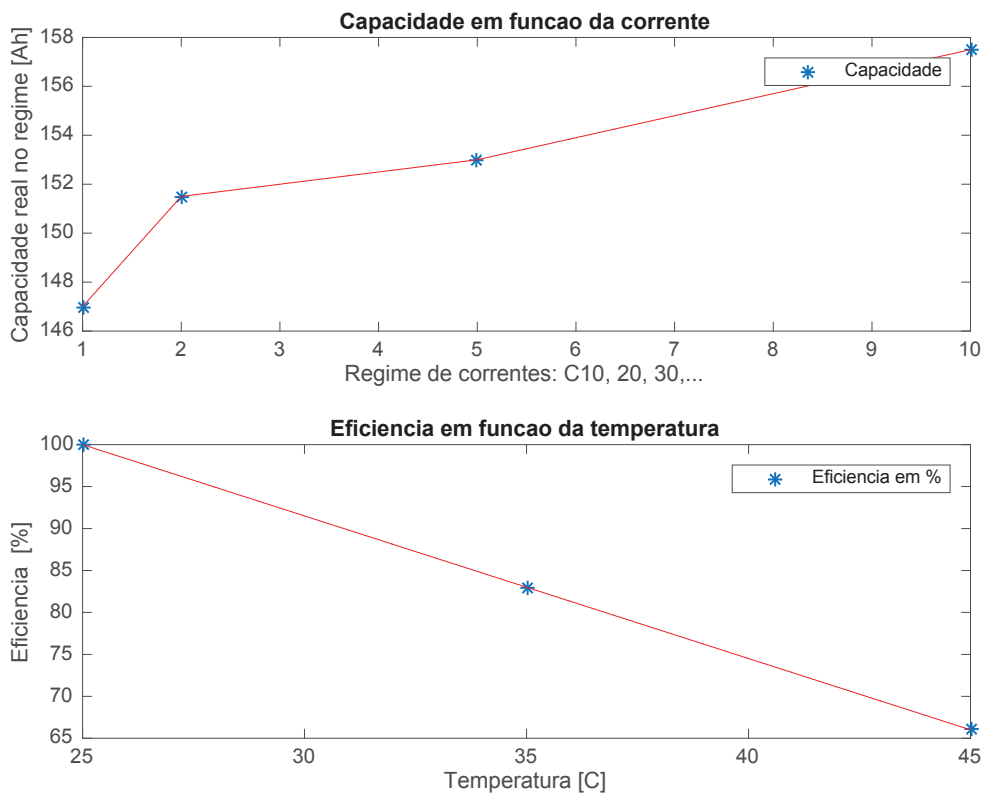
A Tabela 5 resume os resultados das estimativas com as variações de cenários em que a bateria de íons-de-lítio foi simulada operar. Nota-se que para esta bateria, cujas curvas informadas pelo fabricante são apresentadas nas Figura 37 e 39, o efeito da degradação pela temperatura se mostra mais presente em altos valores e o SoC médio de operação muito baixo mostra-se nocivo para a saúde dessa bateria.

Figura 37. Curva de  $Ah_{th}$  por DoD, fornecida pelo fabricante de baterias.



FONTE: O autor, 2021.

Figura 38. Curvas de Capacidade em função da amplitude de corrente e da Eficiência em função da temperatura, fornecidas pelo fabricante de baterias.



FONTE: O autor, 2021.

Na Figura 37 pode-se notar a existência de um ponto ótimo de operação aos 50% de profundidade de descarga (*DoD*). Este ponto pode ser entendido como uma região onde os efeitos tanto de degradação de altos estados de carga quando em baixos estados de carga, estão ocorrendo, ou não, de forma reduzida e assim resultando numa maior quantidade de  $Ah_{th}$  armazenado pela bateria ao longo da vida-útil.

Em seguida, a Figura 38 ilustra a curva de capacidade em função da amplitude de corrente e informa que, conforme a lei de Peukert, esta bateria entrega uma capacidade cerca de até 6,5% menor se for utilizada em regimes mais exigentes ( $C_1$  ou  $1C$  – sua capacidade total em uma hora) ao invés de um regime  $C_{10}$ . Em comparação a baterias da tecnologia chumbo-ácido este valor pode parecer até pequeno, mas conforme a aplicação e o planejamento do projeto, pode ser uma variação significativa.

Tabela 5. Tabela com resultados de sensibilidade das simulações em diferentes cenários teste, em um mesmo regime fotovoltaico isolado.

<b>Estado de Carga / Temperatura</b>	<b>Temperatura média 20°C</b>	<b>Temperatura média 30°C</b>	<b>Temperatura média 40°C</b>
<b>SoC<sub>0</sub> = 20%</b>	10	9	7
<b>SoC<sub>0</sub> = 50%</b>	13	12	10
<b>SoC<sub>0</sub> = 100%</b>	12	11	9

FONTE: O autor, 2021.

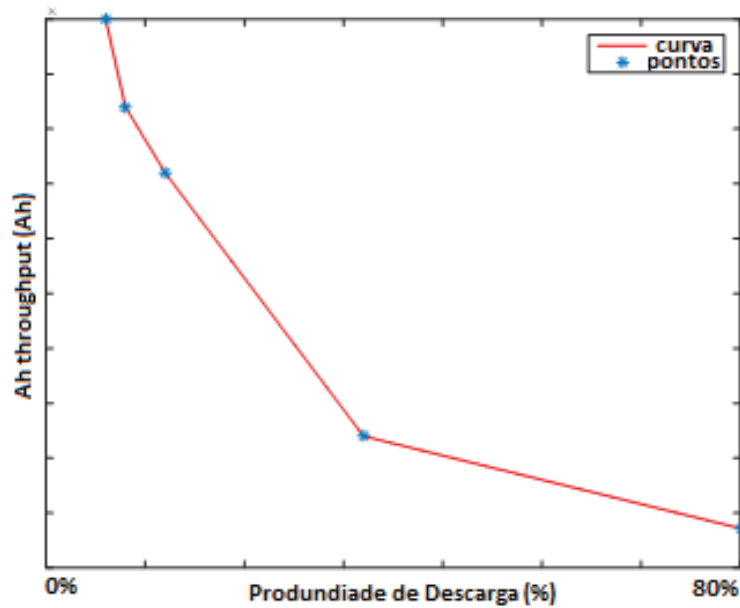
Os resultados das simulações com o modelo sob mesmo regime em diferentes cenários, presentes na Tabela 5, confirmam a existência de uma faixa ótima de operação da bateria que é diretamente dependente de fatores como estado de carga médio e temperatura de operação. Outros efeitos individuais, como variações de amplitude de corrente ou no perfil de operação, também poderiam ser observados quando feita uma análise semelhante, mantendo as outras variáveis, como temperatura e estados de carga, constantes.

Em outro caso de validação, envolvendo baterias de chumbo-ácido operando em um sistema isolado com geração fotovoltaica, mesmo com um sistema de aquisição de dados não muito preciso, devido a falhas de transmissão e ao

agrupamento em série de baterias, foi realizada uma simulação envolvendo um mês de dados adquiridos e comparados os resultados.

A bateria em questão é um modelo fotovoltaico, chumbo-ácido, de capacidade de 200 Ah ( $C_{10}$ ). As informações fornecidas pelo fabricante são apresentadas nas Figura 39 e 40.

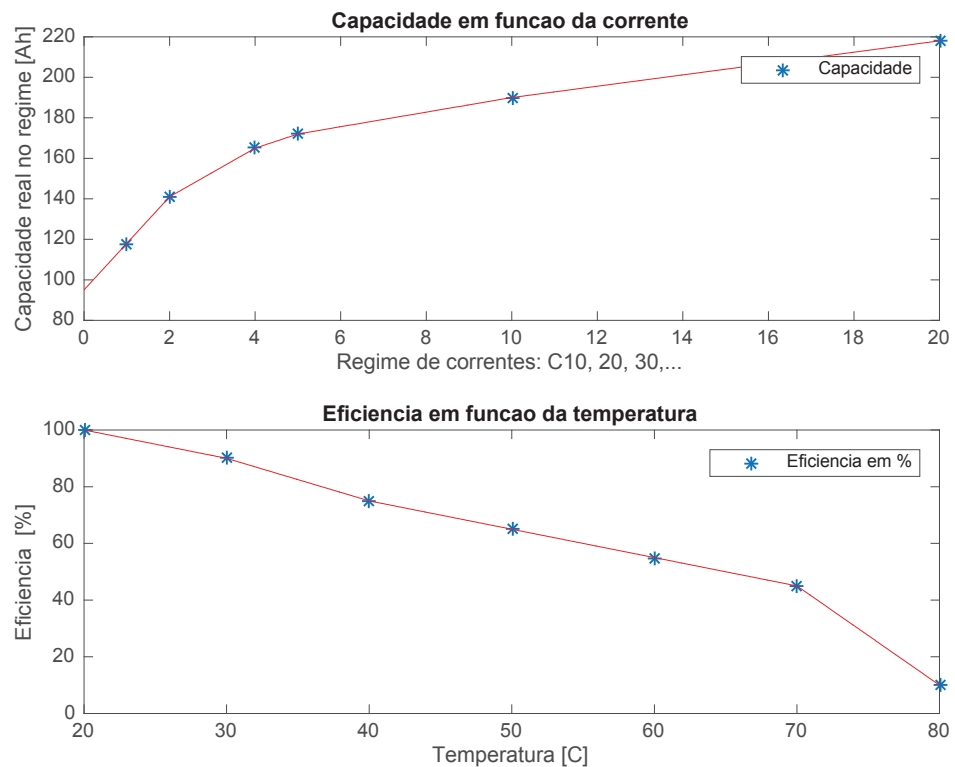
Figura 39. Curva de Ahth por DoD, segundo fabricante.



FONTE: O autor, 2021.

Logo na Figura 39, pode-se notar que por se tratar de uma bateria da tecnologia de chumbo-ácido, a faixa ótima de operação se encontra em baixas profundidades de descarga ou em altos estados de carga. Pois estas baterias sofrem muito com processos de sulfatação irreversível quando em estados de carga parciais.

Figura 40. Curvas de Capacidade pela Amplitude de Corrente e Eficiência pela Temperatura, segundo fabricante.

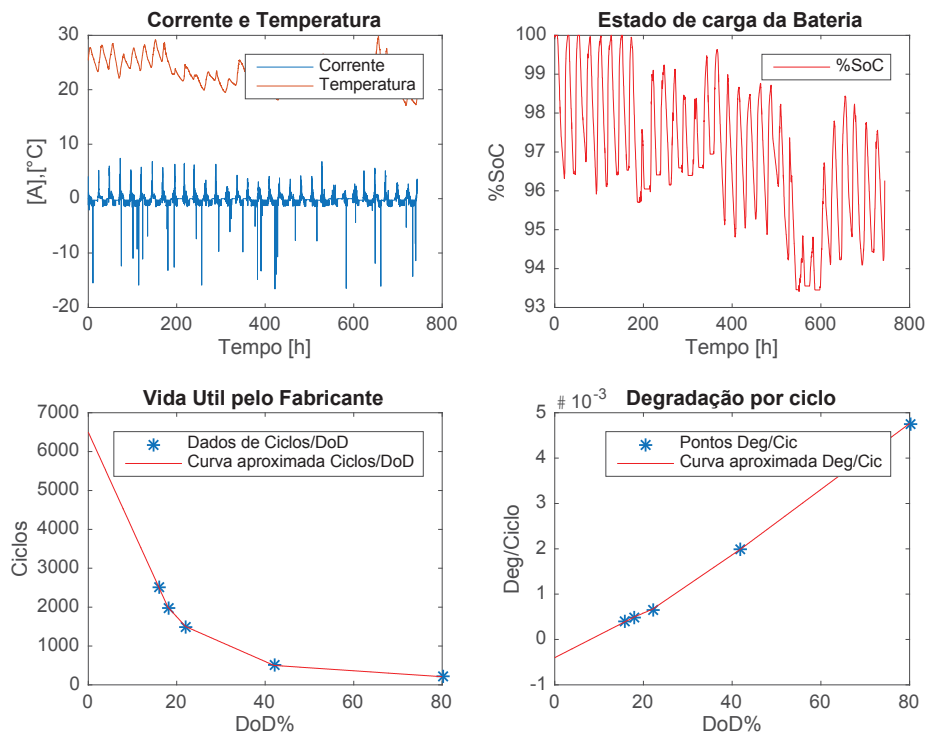


FONTE: O autor, 2021.

Na primeira curva da Figura 40, é possível notar que a influência da amplitude de corrente na capacidade é maior do que em baterias de íons-de-lítio. A variação informada em regimes intensos ( $C_1$ ) chega a ser de quase 50% da capacidade obtida em regime  $C_{20}$ .

A simulação desta bateria no sistema isolado, ilustrado na Figura 41, resultou numa estimativa de 4 anos para o sistema de armazenamento.

Figura 41. Simulação de bateria chumbo-ácido em sistema isolado com geração fotovoltaica.



Vida útil "gasta" (em %) por dia foi:  
0.0766

A bateria, sob essas condições, durará cerca de (em dias):  
1306

Arredondado em meses:  
44

Arredondado em anos:  
4

FONTE: O autor, 2021.

Neste caso, o sistema de armazenamento de baterias de chumbo-ácido operando neste sistema isolado, atingiu os 80% de capacidade, o fim da vida-útil, em pouco mais de três anos de operação. Neste sistema em específico houve também a presença de desbalanceamento das baterias no grupamento de três em série. Este fator não foi considerado na simulação. E considerando o fato de que para a simulação foram utilizados dados de apenas 31 dias de operação, os resultados obtidos foram considerados interessantes, especialmente devido à baixa complexidade do modelo, mas com a consideração de vários fatores influentes na vida-útil, e pelo modelo permitir simular e comparar o mesmo cenário com outras tecnologias de baterias.

Em trabalhos de outros autores, como em Bercibar et al. (2016), foi proposto um modelo que também procura fazer uma dissociação de vida de prateleira com a vida em ciclagem, porém o método utilizado foi com o uso mais de onze variáveis de ajuste para que o *fit* da equação seja realizado corretamente. Os resultados são muito positivos, como algumas previsões que chegaram a ter um erro de apenas 1,23%. Mas como contraponto, a complexidade e a necessidade de se obter valores para o *fitting* das várias variáveis para cada tipo de bateria, acaba tornando o modelo menos prático do que o proposto, quando se trata de fazer comparações entre diversos tipos e tecnologias de baterias.

## 7 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Os sistemas de armazenamento de energia com baterias são uma realidade e estão crescendo cada vez mais em sistemas de potência por diversas razões. O aumento da geração distribuída, crescimento das energias renováveis, as limitações da rede distribuição tradicional em suprir certas demandas, estabilização do sistema elétrico, regulação de tensão, deslocamento de cargas e até confiabilidade do sistema, são motivos que estão alimentando a crescente importância no armazenamento de energia elétrica. E esses sistemas além de todos os benefícios à rede, trazem também possibilidade de independência e autossuficiência ao consumidor residencial ou até industrial. O armazenamento de energia permite o acúmulo de energia quando há picos de geração e o despacho em momentos de maior demanda, barateando a conta de luz do usuário e reduzindo o congestionamento nas linhas de transmissão.

Em sistemas isolados, o armazenamento é a peça fundamental para quando não há geração de energia. Permite até os locais mais remotos como ilhas ou pequenas vilarejos distantes no interior do país, de difícil acesso, sem fornecimento de combustível ou conexão com o sistema elétrico nacional, de ter energia elétrica. Sem falar de carros elétricos, que são uma tendência mundial e dependentes de sistemas de armazenamento de energia elétrica. Diante desse cenário, algumas questões passam a ser muito importantes como a durabilidade do sistema de armazenamento, que está diretamente ligada à sua segurança, confiabilidade e ao custo dessa energia.

O desenvolvimento de metodologias eficientes de previsão e modelos de envelhecimento para esses sistemas de armazenamento com baterias permitem um melhor planejamento de projetos, melhor previsibilidade de manutenções e o melhor aproveitamento das baterias do sistema, operando-as de maneira ótima e extraíndo o melhor desempenho do equipamento.

O modelo proposto neste trabalho contribuiu com o estudo de modelos de degradação de sistemas de armazenamento com baterias e abrange diversos fatores que conhecidamente contribuem ou afetam a degradação de baterias tanto em operação quando em flutuação ou repouso. Foi possível elaborar uma proposta de modelo que utiliza informações fornecidas pelos fabricantes de baterias, para estimar condições futuras do armazenamento em operação, como previsão de vida-útil e a



atribuição de custo da energia na operação do armazenamento em diferentes estados de carga, de maneira consideravelmente eficiente, menos complexa e mais rápida em relação à modelos encontrados na literatura.

Ressaltou-se a grande importância da precisão na aquisição dos dados que são fornecidos pelo fabricante sobre a bateria, pois variações entre ensaios experimentais e informações de ficha técnica são frequentes e nem sempre negligenciáveis. Como os resultados das simulações são provenientes dos dados fornecidos, recomenda-se a validação dos dados de ficha técnica.

Como sugestão de sequência para o trabalho, foi proposto um ensaio experimental, mais detalhado no apêndice deste documento, para se separar as componentes de degradação por ciclagem e por estado de carga e obter uma eventual equação que defina precisamente as contribuições de cada parcela. No experimento, buscou-se comparar resultados de um ensaio de degradação em baterias em diferentes estados de carga, para também se confirmar a dependência da degradação de ciclagem e de calendário ao estado de carga. Os resultados eventualmente obtidos, aumentarão a especificidade do modelo de degradação, pois necessitaria a realização deste experimento para toda bateria que seja desejado a simulação de degradação mais precisa.

## REFERÊNCIAS

Ahmadian, Ali., Sedghi, Mahdi., Elkamel, Ali., Fowler, Michael., Golkar, Masoud Aliakbar., **Plug-in electric vehicle batteries degradation modeling for smart grid studies: Review**, assessment and conceptual framework, 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Qualidade na Distribuição.**

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/qualidade-na-distribuicao> Acesso em Julho 2019.

BERECIBAR, M.; GANDIAGA, I.; VILLARREAL, I. Realistic lifetime prediction approach for Li-ion batteries. **Applied Energy**, v. 162, p. 839–852, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.115>>. .

CARDOSO, G.; BROUHARD, T.; DEFOREST, N.; WANG, D.; HELENO, M. Battery aging in multi-energy microgrid design using mixed integer linear programming. **Applied Energy**, v. 231, n. May, p. 1059–1069, 2018. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.185>>. .

DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems-An overview. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009.

ENSSLIN, L.; ENSSLIN, S. R.; LACERDA, R. T. O.; TASCA, J. E. Processo de Seleção de Portifolio Bibliográfico. **Processo técnico com patetnte de registro pendente junto ao INPI**, 2010.

GAO, Y.; JIANG, J.; ZHANG, C.; et al. Lithium-ion battery aging mechanisms and life model under different charging stresses. **Journal of Power Sources**, v. 356, p. 103–114, 2017. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.04.084>>. .

GEORGAKARAKOS, A. D.; MAYFIELD, M.; HATHWAY, E. A. Battery Storage Systems in Smart Grid Optimised Buildings. **Energy Procedia**, v. 151, p. 23–30, 2018. Elsevier B.V. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610218305630>>. .

LI, Y.; VILATHGAMUWA, M.; SHING, S.; et al. Design of minimum cost degradation-conscious lithium-ion battery energy storage system to achieve renewable power

dispatchability. **Applied Energy**, v. 260, n. November 2019, p. 114282, 2020. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114282>>. .

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, v. 137, p. 511–536, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>>. .

MARTINEZ-LASERNA, E.; GANDIAGA, I.; SARASKETA-ZABALA, E.; BADEDA, J.; STROE, D. Battery second life : Hype , hope or reality ? A critical review of the state of the art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 93, n. June, p. 701–718, 2018. Elsevier Ltd. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.035>>. .

MISHRA, P. P.; LATIF, A.; EMMANUEL, M.; et al. Analysis of degradation in residential battery energy storage systems for rate-based use-cases. **Applied Energy**, v. 264, n. November 2019, p. 114632, 2020. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114632>>. .

MOSELEY, P. T.; GARCHE, J. **Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing**. Elsevier, 2015.

PELLETIER, S.; JABALI, O.; LAPORTE, G.; VENERONI, M. Battery degradation and behaviour for electric vehicles: Review and numerical analyses of several models. **Transportation Research Part B: Methodological**, v. 103, p. 158–187, 2017.

RENIERS, J. M.; MULDER, G.; OBER-BLÖBAUM, S.; HOWEY, D. A. Improving optimal control of grid-connected lithium-ion batteries through more accurate battery and degradation modelling. **Journal of Power Sources**, v. 379, n. January, p. 91–102, 2018.

RUETSCHI, P. Aging mechanisms and service life of lead-acid batteries. **Journal of Power Sources**, v. 127, n. 1–2, p. 33–44, 2004.

SAUER, D. U.; WENZL, H. Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems-Using lead-acid batteries as example. **Journal of Power Sources**, v. 176, n. 2, p. 534–546, 2008.

THARUMALINGAM, E.; DUSSEAULT, M. B.; FRASER, R. Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 104, n. November 2018, p. 192–208, 2019. Elsevier Ltd.

Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.023>>. .

WOODY, M.; ARBABZADEH, M.; LEWIS, G. M.; KEOLEIAN, G. A.; STEFANOPOULOU, A. Strategies to limit degradation and maximize Li-ion battery service lifetime - Critical review and guidance for stakeholders. **Journal of Energy Storage**, v. 28, n. February, p. 101231, 2020. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101231>>. .

YANG, R.; XIONG, R.; HE, H.; MU, H.; WANG, C. A novel method on estimating the degradation and Yang, R., Xiong, R., He, H., Mu, H., & Wang, C. (2017). A novel method on estimating the degradation and state of charge of lithium-ion batteries used for electrical vehicles. *Applied Energy*, 207, 336–345. h. **Applied Energy**, v. 207, p. 336–345, 2017.

*Websites:*

MME2020: [http://www.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset\\_publisher/pdAS9lcdBICN/content/fontes-renovaveis-sobem-0-6-ponto-percentual-na-matriz-energetica](http://www.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/content/fontes-renovaveis-sobem-0-6-ponto-percentual-na-matriz-energetica)  
[http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/noticias/-/asset\\_publisher/YVitSdHrUyyZ/content/mme-e-epe-lancam-caderno-do-pde-2030-sobre-micro-e-minigeracao-distribuida-baterias?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fquest%2Fsecretarias%2Fplanejamento-e-desenvolvimento-energetico%2Fnoticias%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_YVitSdHrUyyZ%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-1%26p\\_p\\_col\\_count%3D1](http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/noticias/-/asset_publisher/YVitSdHrUyyZ/content/mme-e-epe-lancam-caderno-do-pde-2030-sobre-micro-e-minigeracao-distribuida-baterias?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fquest%2Fsecretarias%2Fplanejamento-e-desenvolvimento-energetico%2Fnoticias%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_YVitSdHrUyyZ%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1)

[The Guardian: How Tesla's big battery is bringing Australia's gas cartel to heel.](https://www.theguardian.com/technology/2018/feb/06/how-teslas-big-battery-is-bringing-australias-gas-cartel-to-heel)  
 Disponível em <<https://www.theguardian.com/technology/2018/feb/06/how-teslas-big-battery-is-bringing-australias-gas-cartel-to-heel>> Acesso em 6 jun. 2018.

Dados USA E CHINA Storage 2024:

<https://www.greentechmedia.com/articles/read/global-energy-storage-to-hit-158-gigawatt-hours-by-2024-with-u-s-and-china>  
<https://www.bloomberg.com.br/blog/crescimento-de-baterias-permite-que-o-mundo-tenha-metade-da-eletricidade-proveniente-de-energia-eolica-e-solar-em-2050/>  
<https://web.archive.org/web/20100216094119/http://www.ovonics.com/PDFs/Batteries2009OctoberNiceConference.pdf>

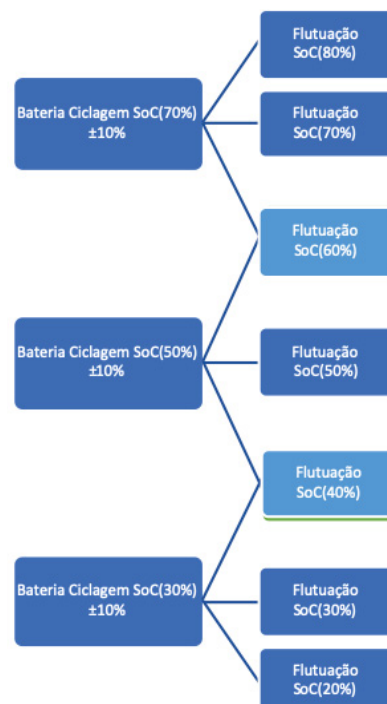
## APÊNDICE

Sugestão de experimento:

Para a validação do fator de estado de carga na vida de prateleira, foi elaborado um experimento que busca visualizar, separadamente, os efeitos de degradação da circulação corrente e da variação do estado de carga, pois o método utilizado no algoritmo parte da premissa que o efeito na degradação da circulação de corrente, somente, nas baterias é o mesmo em diferentes estados de carga e a causa da variação na degradação está nos diferentes estados de carga.

Esse experimento utiliza de dez baterias iguais, em que três irão ciclar na amplitude de 20% de sua capacidade em diferentes estados de carga médio (30%, 50% e 70%). Para cada uma dessas três amostras estão três outras baterias em flutuação nos estados máximo, médio e mínimo de carga, para a comparação dos resultados com somente o efeito dos estados de carga na vida de prateleira, para assim obter o efeito da corrente em diferentes estados de carga.

Figura 42. Esquemático das amostras do experimento.



FONTE: O autor, 2021.

Como na bateria de SoC (50%) o estado máximo e mínimo foi escolhido igual ao máximo da de SoC (30%) e mínimo da de SoC (70%) respectivamente, economiza-se o uso de outras duas amostras, totalizando dez baterias utilizadas no total. Vale ressaltar que seria interessante também realizar um experimento medindo a influência da amplitude de ciclagem em um mesmo estado de carga, com amplitudes sugeridas de 20% e 50%, por exemplo.

Após o período de ciclagem (envelhecimento) todas as baterias serão submetidas à um teste de capacidade a fim de determinar a degradação ocorrida nas diferentes condições em que foram mantidas. Com a comparação entre os resultados finais com os iniciais, espera-se ser possível verificar se há uma variação do efeito da corrente na degradação por conta da variação do estado de carga.