

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Leonardo Weber Stringini

**CÁLCULO DA VIDA ÚTIL E DEGRADAÇÃO DE BATERIAS
OCASIONADA POR REPETIDOS CICLOS ATRAVÉS DO MÉTODO
*RAINFLOW COUNTING***

Santa Maria, RS
2021

Leonardo Weber Stringini

**CÁLCULO DA VIDA ÚTIL E DEGRADAÇÃO DE BATERIAS OCACIONADA POR
REPETIDOS CICLOS ATRAVÉS DO MÉTODO *RAINFLOW COUNTING***

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM,
RS), como requisito parcial para obtenção do
grau de **Engenheiro Eletricista**.

ORIENTADORA: Prof.^a Luciane Neves Canha

COORIENTADOR: Dr. Camilo Sepulveda Rangel

Santa Maria, RS
2021

©2021

Todos os direitos autorais reservados a Leonardo Weber Stringini. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua João Franciscatto, n. 999

Fone (0xx) 55 98125 0055; End. Eletr.: leonardo.weberst@gmail.com

Leonardo Weber Stringini

**CÁLCULO DA VIDA ÚTIL E DEGRADAÇÃO DE BATERIAS OCACIONADA POR
REPETIDOS CICLOS ATRAVÉS DO MÉTODO *RAINFLOW COUNTING***

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM,
RS), como requisito parcial para obtenção do
grau de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 1 de Setembro de 2021:

Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)
(Presidenta/Orientadora)

Camilo Sepulveda Rangel, Dr. (UFSM)
(Coorientador)

Lucas Feksa Ramos, Dr. (UNIR)

Emanuel Antunes Vieira, Me. (UFSM)

Santa Maria, RS
2021

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos que me auxiliaram nessa caminhada, dentre eles minha família: Evelena Maria Weber (mãe), José Nelson Homrich Stringini (pai), Vinicius Weber Stringini (irmão), Tarla Yanne Weber (irmã), Amanda Moura da Silva (namorada). E ainda a todos os amigos que me acompanharam durante este tempo.

AGRADECIMENTOS

Bem, enfim chegou o momento né? Foram 5 anos mas passaram tão rápido. Foram tantas provas, idas ao RU, surtos (haha), discussões, brincadeiras, risadas de desespero, mas foi tudo tão bom. A faculdade é algo incrível, na maioria das vezes o único objetivo é conseguir finalizá-la, mas quando termina o peito fica tão vazio.

Agradeço então, a todos que estiveram comigo nessa jornada, pai, mãe, irmão e irmã. Sem vocês eu não teria chegado nessa etapa da minha vida, então agradeço muito ao apoio e conselhos.

Além da família, agradeço aos meus mais que amigos, brothers, por sempre me aguentarem, me auxiliarem e me apoiarem em todas as horas. O grande João Paulo e seus casos de família, Flávio e seu desespero quando não tirava 10 nas cadeiras, Léo e suas muitas caronas para UFSM (me poupando um horror de crédito da ATU). Valeu minha gente, vocês foram top-zera. Lolzinh hoje a noite? haha. Obrigado ainda Nid e Nid2, Segatto, Arthur, Milena e Ana. VALEUOOOOOOO!

Agradeço também a minha namorada Amanda, pelas lutas que me ajudou a vencer, mesmo que indiretamente. Amo tu!

Por fim, agradeço a professora Luciane pela oportunidade e por confiar em mim para alguns projetos desenvolvidos. Agradeço ainda ao Camilo e ao Hércules pelos ensinamentos durante várias etapas tanto do TCC como de trabalhos de pesquisa.

RESUMO

CÁLCULO DA VIDA ÚTIL E DEGRADAÇÃO DE BATERIAS OCACIONADA POR REPETIDOS CICLOS ATRAVÉS DO MÉTODO *RAINFLOW COUNTING*

AUTOR: Leonardo Weber Stringini

ORIENTADORA: Luciane Neves Canha

As últimas décadas foram marcadas pelo crescimento no uso de fontes renováveis aliadas às fontes de energia já existentes. Um grande motivo por trás do avanço nessa área é a questão ambiental, onde alguns países já tentam frear os índices de poluição e desta forma desacelerar o aquecimento global. Dito isto, o uso de baterias cresceu também, uma vez que são importantes para uma variedade de aplicações que também fazem uso de fontes renováveis, e permitem o controle de problemas que a alta inserção das fontes renováveis pode ocasionar na rede. Considerando estes fatores, um estudo sobre o uso das baterias e sua degradação causada por repetidas ciclagens foi realizado, mais especificamente para as baterias de lítio, chumbo-ácido, sódio enxofre e fluxo. Neste estudo utiliza-se o método de contagens de ciclos *Rainflow Counting* para contar os ciclos que a bateria realiza em um ambiente residencial, em conjunto com painéis fotovoltaicos. A partir dos dados obtidos pelo método *rainflow*, aplica-se uma equacionamento para obter a degradação parcial, e posteriormente, total da bateria. Além disso, uma metodologia de controle de descarga das baterias foi considerada para análise de viabilidade econômica e preservação da vida útil da bateria. É esperado que utilizar a bateria de forma mais controlada acarretará em ganho em termos de vida útil, sofrendo menor degradação diária. Os resultados foram obtidos através de simulações, e diversos *softwares* foram utilizados para isso.

Palavras-chave: *Rainflow Counting*. Degradação de baterias. Baterias, Contagem de ciclos

ABSTRACT

CALCULATION OF BATTERY'S LIFETIME AND DEGRADATION CAUSED BY REPEATED CYCLES USING THE RAINFLOW COUNTING METHOD

AUTHOR: Leonardo Weber Stringini

ADVISOR: Luciane Neves Canha

Last decades were marked by the growth in the use of renewable sources combined with existing energy sources. A major reason behind the progress in this area is the environmental issue, as some countries are already trying to reduce pollution rates and thus slow down global warming. That said, the use of batteries has also grown, since they are important for a variety of applications that also make use of renewable sources and allow reducing problems that the high insertion of renewable sources can cause on grid. Considering these factors, a study on the use of batteries and their degradation caused by repeated cycling was carried out, more specifically for lithium, lead-acid, sodium sulfur and flux batteries. In this study, the Rainflow Counting method is used to count the cycles that the battery performs in a residential environment, together with photovoltaic panels. From the data collected by the rainflow method, an equation is applied to obtain the partial and total battery degradation. In addition, a battery discharge control methodology was considered for analysis of economic feasibility and preservation of battery life. It is expected that using the battery in a more controlled way will lead to a gain in terms of lifespan, suffering less daily degradation. The results were obtained through simulations, and multiple software were used.

Keywords: Rainflow Counting. Battery degradation. Batteries. Cycle counting

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Previsão de preços das baterias para o ano de 2030.	16
Figura 2.2 – Participação das diversas tecnologias de baterias no mercado internacional. .	17
Figura 2.3 – Efeito da temperatura sobre a degradação de uma bateria de chumbo-ácido. .	18
Figura 2.4 – Efeito da profundidade de descarga sobre a degradação de uma bateria genérica.	19
Figura 2.5 – Efeito das correntes de carga e descarga sobre a degradação de uma bateria de lítio genérica.	20
Figura 2.6 – Modelo do circuito equivalente.	22
Figura 2.7 – Representação gráfica do filtro de histerese.	25
Figura 2.8 – Representação gráfica do filtro de picos e vales.	25
Figura 2.9 – Representação gráfica do processo de discretização.	26
Figura 2.10 – Processo da contagem de ciclos pelo método dos 4 pontos.	27
Figura 2.11 – Resíduo do processo de contagem de ciclos.	28
Figura 2.12 – Construção das baterias de fluxo do tipo redox.	31
Figura 3.1 – Curva de carregamento residencial diária genérica.	34
Figura 3.2 – Dados de entrada da bateria no <i>software Homer Grid</i>	35
Figura 3.3 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de chumbo-ácido.	41
Figura 3.4 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de lítio.	42
Figura 3.5 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de sódio-enxofre.	42
Figura 4.1 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de lítio da referência.	45
Figura 4.2 – Curva de carregamento diário da referência.	46
Figura 4.3 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de chumbo-ácido.	47
Figura 4.4 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de lítio.	48
Figura 4.5 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de sódio-enxofre.	49
Figura 4.6 – Número de baterias e potência dos painéis fotovoltaicos.	51
Figura 4.7 – Comparação das curvas de SoC para cada caso.	51
Figura 4.8 – Curvas diárias para o caso residencial com SOC mínimo de 20%.	52
Figura 4.9 – Curvas diárias para o caso residencial com SOC mínimo de 50%.	54
Figura 4.10 – Curvas diárias para o caso residencial com SOC mínimo de 70%.	57
Figura A.1 – Valores de PIS e COFFINS.	69
Figura A.2 – Valor do ICMS.	69
Figura A.3 – Custos das baterias em \$/kWh.	69
Figura A.4 – Vida de calendário das baterias.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Tarifa convencional sem tributos.	36
Tabela 3.2 – Tarifa convencional sem tributos.	37
Tabela 3.3 – Divisão de horários da tarifa branca durante os dias da semana.	38
Tabela 3.4 – Tarifa branca de acordo com a RGE SUL para bandeira vermelha.	38
Tabela 3.5 – Tarifa branca acrescida dos tributos.	38
Tabela 3.6 – Custo das tecnologias de baterias por kWh.	39
Tabela 4.1 – Constantes para equação da bateria de calibração.	46
Tabela 4.2 – Quadro comparativo entre dados da referência (ALAM; SAHA, 2016) e os obtidos pelo autor.	46
Tabela 4.3 – Constantes para equação da bateria de chumbo-ácido.	48
Tabela 4.4 – Constantes para equação da bateria de lítio.	49
Tabela 4.5 – Constantes para equação da bateria de sódio-enxofre.	50
Tabela 4.6 – SoC da bateria hora a hora para limite de 20%.	52
Tabela 4.7 – Resultados obtidos do <i>rainflow</i> para o caso com limite de 20% de SoC.	53
Tabela 4.8 – Expectativa de vida útil das baterias para o caso residencial com SoC mínimo de 20%	53
Tabela 4.9 – SoC da bateria hora a hora para limite de 50%.	55
Tabela 4.10 – Resultados obtidos do <i>rainflow</i> para o caso com limite de 50% de SoC.	55
Tabela 4.11 – Expectativa de vida útil das baterias para o caso residencial com SoC mínimo de 50%.	56
Tabela 4.12 – SoC da bateria hora a hora para limite de 70%.	57
Tabela 4.13 – Resultados obtidos do <i>rainflow</i> para o caso com limite de 70% de SoC.	58
Tabela 4.14 – Expectativa de vida útil das baterias para o caso residencial com SoC mínimo de 70%.	58
Tabela 4.15 – Custos com compras de energia elétrica para cada um dos casos.	59
Tabela 4.16 – Custos com compras de energia elétrica para cada um dos casos.	59
Tabela A.1 – Consumo diário para o caso residencial - SoC = 20%.	66
Tabela A.2 – Consumo diário para o caso residencial - SoC = 50%.	67
Tabela A.3 – Consumo diário para o caso residencial - SoC = 70%.	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
<i>Ah</i>	Ampère-Hora
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COFFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
<i>DoD</i>	<i>Depth of Discharge</i>
<i>GWEC</i>	<i>Global World Energy Council</i>
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
<i>IDE</i>	<i>Integrated Development Environment</i>
<i>IRENA</i>	<i>International Renewable Energy Agency</i>
<i>NaS</i>	<i>Sodium Sulfur</i>
<i>PHS</i>	<i>Pumped Hydro Storage</i>
<i>PIS</i>	Programa de Integração Social
<i>REN21</i>	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
<i>SAEs</i>	Sistemas de Armazenamento de Energia
<i>SoC</i>	<i>State of Charge</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	MOTIVAÇÕES	14
1.1.1	Objetivos do estudo	14
1.1.2	Objetivos específicos	14
1.1.3	Conteúdo dos capítulos	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	FATORES DE DEGRADAÇÃO DE BATERIAS	17
2.1.1	Temperatura interna	17
2.1.2	Profundidade de Descarga	18
2.1.3	Correntes de carga e descarga	19
2.2	TIPOS DE DEGRADAÇÃO DE BATERIAS	20
2.3	MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE VIDA ÚTIL DE BATERIAS	21
2.3.1	Baseados na performance	21
2.3.2	Modelos ponderados de capacidade (Ah)	22
2.4	RAINFLOW COUNTING	23
2.4.1	Filtro de Histerese	24
2.4.2	Filtro de picos e vales	25
2.4.3	Discretização	26
2.4.4	Método de contagem dos 4 pontos	26
2.5	TECNOLOGIAS DE BATERIAS	28
2.5.1	Bateria de Lítio	29
2.5.2	Bateria de chumbo-ácido	29
2.5.3	Bateria de sódio-enxofre	30
2.5.4	Bateria de fluxo	31
2.6	CONTROLE DE SOC PARA BATERIAS DE LÍTIO E SUA DEGRADAÇÃO ...	32
3	METODOLOGIA	33
3.1	DEFINIÇÕES DO ESTUDO DE CASO	33
3.1.1	Definição da curva de carga para cliente residencial	34
3.1.2	Obtenção de curvas de carregamento diário	34
<i>3.1.2.1</i>	<i>Bateria</i>	35
3.1.3	Tarifas	36
<i>3.1.3.1</i>	<i>Tarifa Convencional</i>	36
<i>3.1.3.2</i>	<i>Tarifa Branca</i>	37
3.1.4	Custos das baterias	39
3.1.5	Obtenção das curvas de ciclo por DoD	39
3.1.6	Cálculo da fração de vida utilizada	43
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	45
4.1	CALIBRAÇÃO DO MODELO	45
4.2	EQUAÇÕES DAS BATERIAS	47
4.3	CASO RESIDENCIAL - TARIFA CONVENCIONAL	50
4.4	CASO RESIDENCIAL - TARIFA BRANCA	50
4.4.1	Bateria com SoC mínimo de 20% - Caso 1	51
4.4.2	Bateria com SoC mínimo de 50% - Caso 2	54
4.4.3	Bateria com SoC mínimo de 70% - Caso 3	56
4.4.4	Cálculo de custos totais para cada caso	59

5	CONCLUSÃO	61
5.1	TRABALHOS FUTUROS	62
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
	APÊNDICE A – TABELAS EXTRAS	66
	ANEXO A – REFERÊNCIAS USADAS	69

1 INTRODUÇÃO

A emissão de poluentes tem sido um assunto discutido recorrentemente ao longo das últimas décadas. Com isto, novos métodos de geração e uso de energia vêm sendo discutidos. Entre eles, a troca da frota de veículos movidos à combustão por veículos elétricos. A União Europeia já estipulou a meta de 30 milhões de veículos elétricos até o ano de 2030. A meta esperada é muito ambiciosa, sendo que nos dias de hoje possuem uma frota de aproximadamente 1,4 milhões de veículos elétricos. O objetivo com isso é frear o aquecimento global ao reduzir a emissão de poluentes em cerca de 55% em relação ao ano de 1990 (European Environment Agency, 2016).

O aumento de estudos visando melhorias construtivas das baterias, bem como técnicas para prolongar a vida útil das mesmas, está ligado ao crescente uso de fontes renováveis de energia e barateamento dos custos das mesmas. A energia fotovoltaica no Brasil possui hoje cerca de 8.8 GW de potência instalada, sendo o dobro do valor instalado em 2019. Cerca de 97% dessa potência faz parte da microgeração e minigeração distribuída (ABSOLAR, 2021).

Além disso, o uso da energia eólica também teve um grande crescimento no mundo inteiro. De acordo com (REN21, 2017) e (GWEC, 2021), em 2020 houve um crescimento na instalação de potência eólica *off-shore* anual de 53% em relação a 2019, totalizando 793 GW de potência instalada ao redor do mundo. Esse aumento acentuado na instalação de potência eólica ocorreu devido a redução nos preços dos componentes das turbinas e também devido ao surgimento e aceitação de novos mecanismos de compra e venda de energia. .

Junto ao aumento do uso de fontes renováveis, o uso de sistemas de armazenamento de energia (SAE) como baterias também se intensificou. As baterias conseguem minimizar uma série de problemas causados pela inserção intensificada de fontes renováveis na rede elétrica. Estes problemas podem ser: variações de tensão, problemas com a coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção da rede, variações das perdas do sistema, entre outros (FARIAS, 2018).

Considerando o âmbito de micro-redes, os SAEs são indispensáveis para a correta operação da rede. O uso da SAE aliada à uma micro-rede possibilita maior flexibilidade e segurança para o sistema, podendo ser usada para armazenar energia durante períodos onde o custo tarifário de energia é mais baixo e fornecer essa energia para as cargas durante períodos com custo

de energia mais elevado (LEE; KIM; KIM, 2021).

Ainda se tratando de baterias, os sistemas armazenadores de energia possuem a capacidade de realizar diversas aplicações para rede onde estão inseridas, como: regulação de frequência, *peak-shaving*, resposta de demanda, fornecimento de auxílio à rede de distribuição e transmissão, e melhoramento da integração das fontes renováveis à rede (SHI et al., 2018).

Algo importante a ser considerado ao comprar uma bateria é o tempo de vida útil que a mesma possui. O maior custo operacional de uma SAE é proveniente da sua substituição após o final de sua vida útil. Usualmente, uma bateria chega ao final de sua vida útil quando sua capacidade total se torna inferior à 80% da capacidade inicial da mesma. Portanto, o que mais impacta na degradação de uma bateria são as repetidas cargas e descargas sobre a mesma (SHI et al., 2018). O tempo de vida útil de baterias sofre influência de diversos fatores, alguns que podem ser evitados e outros que ocorrem quimicamente com o passar do tempo. Por esse motivo, ter o conhecimento necessário para preservar as baterias de forma eficiente é fundamental.

Visando oferecer ao consumidor uma ideia da porcentagem de vida que sua bateria perde diariamente, bem como a expectativa de vida da mesma, um estudo utilizando contagem de ciclos para diferentes químicas de baterias foi desenvolvido. Além de mostrar a quantidade de vida perdida, ele também prevê a quantidade de anos até a morte da bateria, ou seja, para que sua capacidade total atinja 80% da capacidade inicial. O estudo faz uso de uma técnica de contagem de ciclos chamada de *Rainflow Counting*. Essa técnica que surgiu inicialmente para avaliação de fadigamento de peças mecânicas foi aos poucos ganhando espaço para o estudo de baterias devido a similaridade encontrada ao analisar o que ocorre com os materiais e com a química interna das baterias.

Desta forma é importante oferecer ao consumidor informação revelante sobre o impacto da operação da bateria na sua vida útil. Este impacto é dependente também dos componentes químicos da bateria. Desta forma este trabalho procura estudar, para diferentes tipos de baterias, o desgaste relacionado a operação da bateria em suporte ao consumo residencial. Este desgaste é associado à contagem dos ciclos de carga/descarga. Para isto, foi utilizada a metodologia *Rainflow Counting*. Para avaliar o comportamento da bateria se utilizou o software Homer de modo a determinar a operação sinalizada tanto por objetivos econômicos quanto técnicos.

1.1 MOTIVAÇÕES

Perante o crescente uso de baterias aliadas às mais diversas aplicações e o barateamento dos preços das mesmas, as baterias irão se tornar cada vez mais presentes na vida da população.

A falta de gerenciamento da operação das baterias podem levar à redução da vida útil. Desta forma, agregar uma bateria a um conjunto de painéis fotovoltaicos pode se tornar inviável. Este estudo visa demonstrar a expectativa de vida que uma bateria terá, baseado no número de ciclos que ela realiza diariamente. Além disso, análises foram feitas para demonstrar o que ocorre ao utilizar a bateria com limitações de descarga.

1.1.1 Objetivos do estudo

Este estudo visa realizar uma estimativa do tempo de vida útil de baterias de diferentes químicas para operações diárias em um ambiente residencial, porém podendo ser flexibilizado para casos em ambientes industriais. O caso analisado será alimentado pela rede de baixa tensão (220/380V) e por fontes fotovoltaicas instaladas. Além disso, para fins de comparação, serão utilizadas diferentes taxas tarifárias para análise de custos e viabilidade econômica do projeto.

1.1.2 Objetivos específicos

- Análise de diferentes tecnologias de baterias disponíveis no mercado;
- Estimar vida útil das baterias estudadas pelo método de contagem de ciclos *Rainflow*;
- Apresentar custos associados ao uso da bateria de diferentes formas.
- Comparar o custo-benefício para limitações no estado de carga mínimo da bateria analisada.

1.1.3 Conteúdo dos capítulos

Os capítulos 1 e 2 abordam a introdução e a revisão bibliográfica do conteúdo apresentado no trabalho.

O capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada, descrevendo as ferramentas utilizadas para simulação e estudo do problema.

O capítulo 4 apresenta o estudo de caso, bem como análises sobre esses mesmos resultados.

Por fim, o capítulo 5 consiste na conclusão do trabalho, mostrando o que foi aprendido com esse estudo e quais serão os próximos passos.

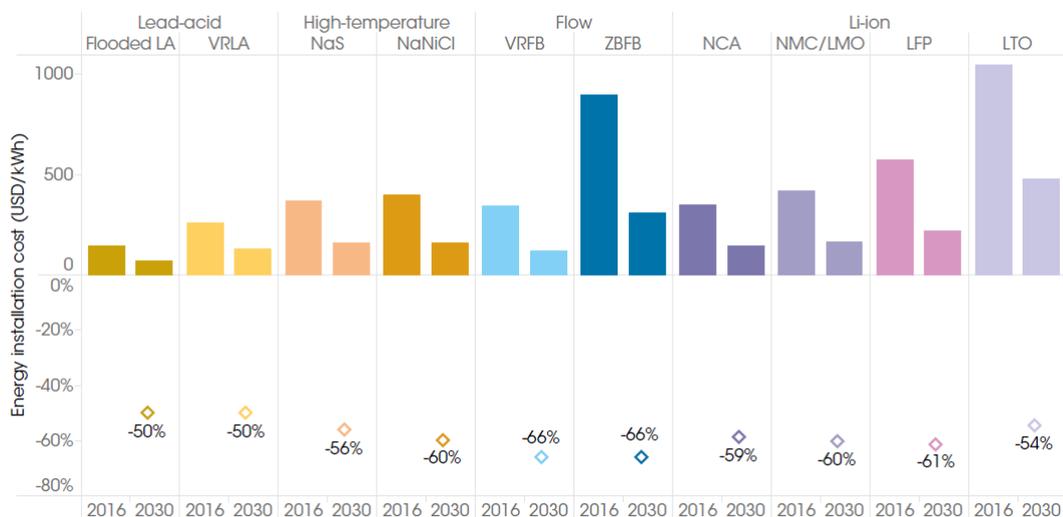
O resto dessa monografia é composto pelas referências, apêndices e anexos que foram utilizados para a construção desse trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os dados fornecidos em (IRENA, 2017) e (MONGIRD et al., 2019) demonstram a redução de custos das diversas tecnologias de baterias disponíveis no mercado e também o aumento da capacidade total instalada para cada um dessas tecnologias ao longo dos anos.

Um dos grandes fatores que auxiliam na redução de custos das baterias, principalmente da tecnologia de lítio, foi o crescimento da indústria de veículos elétricos e aumento da produção de baterias para esse propósito (IRENA, 2017). Considerando os dados da Figura 2.1, observa-se a grande redução que é prevista para 2030 em termos de custos de baterias por kWh instalado.

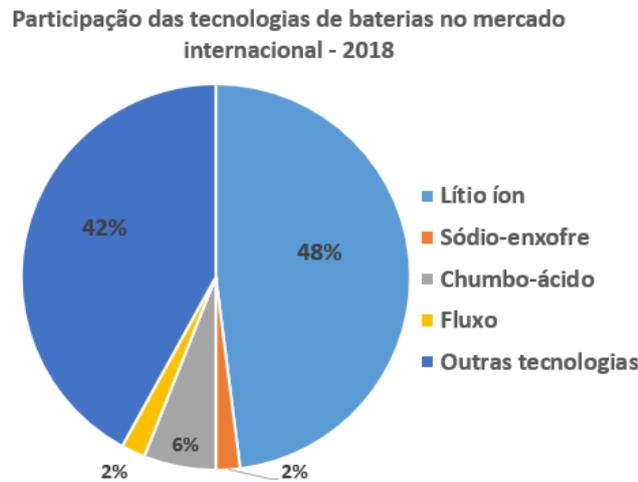
Figura 2.1 – Previsão de preços das baterias para o ano de 2030.



Fonte: (IRENA, 2017)

O armazenamento de energia não é realizado apenas por baterias. Outros meios de armazenamento, como por exemplo o sistema de Bombeamento Reverso do inglês *Pumped Hydro Storage* (PHS) é utilizado amplamente, sendo ainda essa a tecnologia de armazenamento de energia com maior capacidade instalada ao redor do mundo. Todavia, o estudo desse trabalho não considera fontes de armazenamento que não são baterias, e, portanto não abordadas. De acordo com (MONGIRD et al., 2019), não considerando as PHS, a maior parcela de baterias utilizadas internacionalmente é composta pela tecnologia de lítio, como ilustrado no gráfico abaixo.

Figura 2.2 – Participação das diversas tecnologias de baterias no mercado internacional.



Fonte: Adaptado de (MONGIRD et al., 2019)

Portanto, com as baterias ganhando cada vez mais espaço no cenário mundial, os métodos de cálculo de degradação e estimativas de vida útil das mesmas cresceu também. Conhecer as causas do desgaste das baterias e meios de preservá-la é crucial para prolongar sua vida útil. Através deste conhecimento pode-se poupar dinheiro ao evitar a substituição antecipada da mesma.

2.1 FATORES DE DEGRADAÇÃO DE BATERIAS

A degradação de uma bateria e o fim da sua vida útil ocorre por conta de diversos fatores. Alguns desses fatores afetam de forma bastante agressiva as baterias, intensificando muito o processo de degradação das mesmas. Outros, ocorrem de maneira mais leve e aos poucos também levam ao fim da vida útil da bateria.

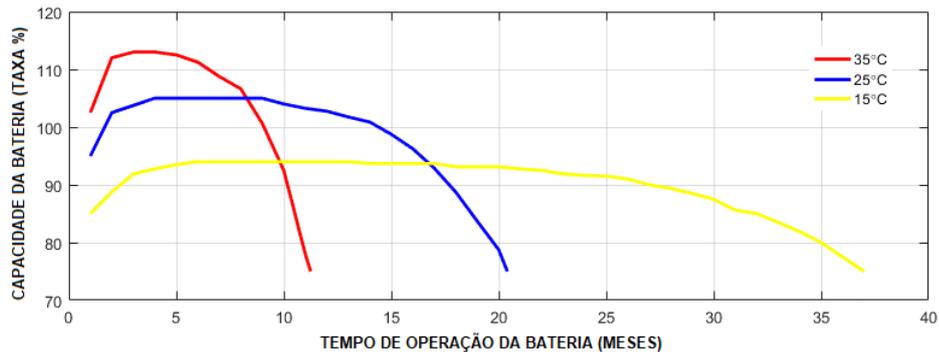
2.1.1 Temperatura interna

A temperatura interna é um dos fatores que mais afeta muitas das baterias. Para temperaturas elevadas dentro da bateria, as reações químicas acontecem muito mais rápido. Uma vez que suas reações acontecem em maior velocidade existe uma melhoria de performance, todavia, ocorrem simultaneamente reações indesejadas.

Todas as reações degradam a bateria aos poucos. Desta forma, reações rápidas irão ter maior impacto na redução da vida útil da bateria.

Para o caso de uma bateria de chumbo-ácido pode-se conferir na Figura 2.3 um exemplo da degradação acelerada que ocorre ao manter a bateria sob condições de temperatura mais elevadas (ZHANG; LIANG; ZHANG, 2017).

Figura 2.3 – Efeito da temperatura sobre a degradação de uma bateria de chumbo-ácido.



Fonte: Adaptado de (ZHANG; LIANG; ZHANG, 2017).

A Figura 2.3 mostra que para o caso de uma bateria de chumbo-ácido existe a redução no tempo de operação da mesma quando a temperatura se eleva. O critério usado para relatar o final da vida útil da bateria na figura é a capacidade atingir cerca de 80% do valor nominal. Observa-se que para uma temperatura de 15°C a bateria duraria aproximadamente 37 meses, valor esse que decai para cerca de 12 meses caso a temperatura se eleve para 35°.

2.1.2 Profundidade de Descarga

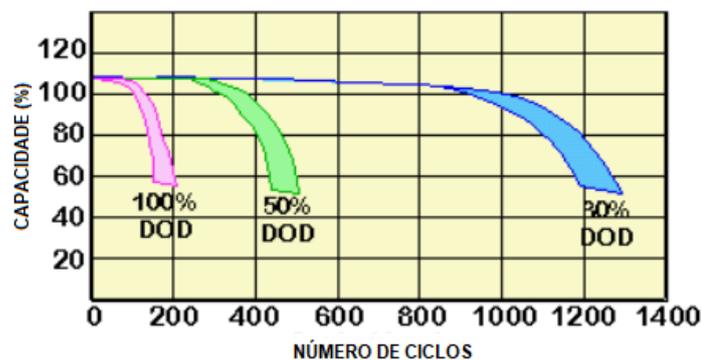
A profundidade de descarga, ou *Depth of Discharge* (DoD), é um termo que representa a fração de energia que foi descarregada da bateria. O DoD é normalmente expresso em termos de porcentagem da capacidade total da bateria. Como exemplo, pode-se considerar uma bateria de 1000Ah que se encontrava inicialmente totalmente carregada e foi continuamente descarregada até chegar a uma carga restante de apenas 500Ah. Com esses dados pode-se calcular o DoD que a bateria sofreu da seguinte forma:

$$DoD(\%) = \frac{500Ah}{1000Ah} \times 100\% = 50\% \quad (2.1)$$

Portanto sabe-se que a bateria sofreu de um DoD de 50% da sua capacidade total.

A vida útil da maioria das tecnologias de baterias está diretamente ligada ao tamanho do DoD que elas sofrem durante repetidas ciclagens, de modo a adiantar drasticamente o final de suas vidas para DoDs muito intensos. A Figura 2.4 abaixo mostra um exemplo da relação que o DoD tem na vida útil de uma bateria (Federal Batteires, 2020):

Figura 2.4 – Efeito da profundidade de descarga sobre a degradação de uma bateria genérica.



Fonte: Adaptado de (Federal Batteires, 2020).

A profundidade de descarga das baterias é um dos fatores que mais afeta o tempo útil que a mesma terá.

Muitas baterias de diferentes tecnologias são intensamente afetadas por DoDs mais agressivos. Porém, existem aquelas que não são afetadas por este fator como é o caso das baterias de fluxo que serão abordadas em outro tópico.

2.1.3 Correntes de carga e descarga

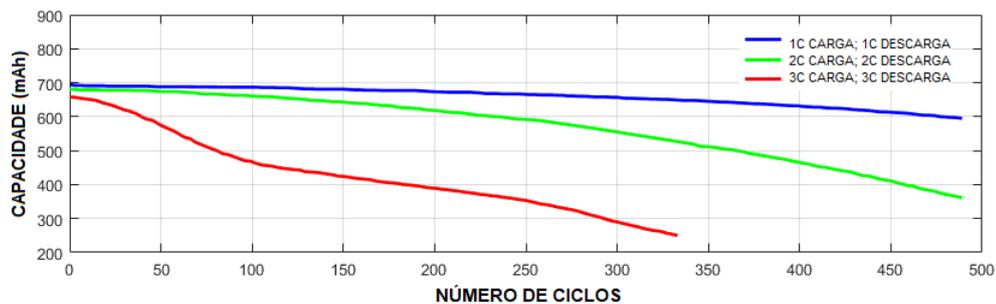
Outro fator que pode causar maior degradação da bateria durante seu uso são as taxas de corrente às quais elas são carregadas e descarregadas.

Para o caso de uma bateria de lítio, ao carregá-la com uma corrente acima do limite suportado irá ocasionar um depósito excessivo de íons na superfície do eletrodo. Ao passar do tempo esse excesso de íons formará uma placa de lítio indesejada, que causará uma acentuada redução da capacidade da bateria e também um aumento da impedância interna da mesma.

Com correntes de descarga elevadas outro problema ocorre. As conversões químicas

internas não conseguem acompanhar a taxa de corrente solicitada e também ocasionará maior degradação da bateria. A Figura 2.5 exemplifica o que foi supracitado, onde C representa um valor de corrente nominal para uma bateria de lítio qualquer (ZHANG; LIANG; ZHANG, 2017).

Figura 2.5 – Efeito das correntes de carga e descarga sobre a degradação de uma bateria de lítio genérica.



Fonte: Adaptado de (ZHANG; LIANG; ZHANG, 2017).

A Figura 2.5 mostra três curvas diferentes de capacidade da bateria pelo número de ciclos. O valor de C indica a corrente nominal de carga e descarga da bateria. Observa-se que ao elevar as correntes de carga e descarga da bateria em questão, a vida útil da mesma é bastante reduzida. Ao comparar o número de ciclos total para 3C e o número de ciclos para 1C a queda do número de ciclos performados até o final da vida útil é superior a 100%.

Para a metodologia implementada neste trabalho apenas a profundidade de descarga será utilizada para representar a degradação da bateria. Esse fator foi escolhido pois será diretamente utilizado no método de *rainflow*, como taxa de estresse que a bateria sofre por ciclo.

Outros fatores não citados também influenciam no tempo de vida útil das baterias, e a adição de alguns deles poderá resultar em maior precisão dos resultados ao troco de maior custo computacional para implementação. O fato de serem mais complexos também torna muito mais difícil a implementação para projetos que visem cálculos em tempo real.

2.2 TIPOS DE DEGRADAÇÃO DE BATERIAS

As baterias possuem em geral dois valores que medem a degradação da vida das mesmas. O primeiro valor corresponde ao *Calendar Aging*, ou degradação de calendário. Já o segundo valor é chamado de *Cycle Aging*, degradação por ciclos.

A degradação de calendário de uma bateria é composta por todos os meios de degradação que a bateria sofre durante sua vida, com exceção da degradação por ciclagem.

Já a degradação por ciclos corresponde à degradação ocasionada unicamente pelo número de ciclos realizados e o DoD de cada um desses ciclos (KEIL et al., 2016).

2.3 MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE VIDA ÚTIL DE BATERIAS

O estudo de métodos para se estimar a vida útil de baterias sempre foi de interesse dos pesquisadores e vários métodos foram desenvolvidos para tal propósito.

De acordo com (MARANO et al., 2009), os métodos de estimativa de vida útil para baterias podem ser divididos em dois grupos.

- Baseados na performance (*performance based*)
- Modelos ponderados de capacidade (Ah) (*Weighted Ah-throughput Models*)

2.3.1 Baseados na performance

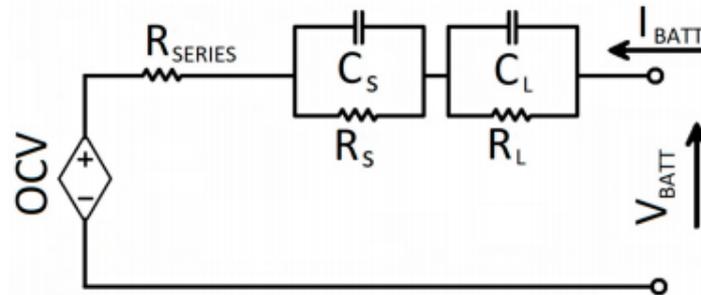
Modelos baseados no funcionamento das baterias e em suas variações de performance durante uso, como variações de tensão, capacidade, correntes. O final da vida útil da bateria para esses modelos é atingido quando algum dos parâmetros analisados cai abaixo de um valor predeterminado. Podem ser divididos em quatro tipos diferentes de modelagens: modelos eletromecânicos, modelos de circuito equivalente, modelos analíticos e modelos baseados em redes neurais artificiais.

Os modelos eletromecânicos são extremamente precisos e conseguem fornecer uma grande gama de informações. Todavia, são modelos bastante complexos, necessitando de uma grande quantidade de dados de entrada e também de grande poder computacional para funcionarem adequadamente.

Os modelos de circuito equivalente, como o próprio nome já diz, modelam as baterias como circuitos que equivalem ao funcionamento da mesma. São modelos capazes de modelar, através de fontes, resistores, indutores e capacitores, o funcionamento da bateria. Um exem-

plo para um modelo de circuito equivalente está representado na Figura 2.6. Além disso, são modelos bastante comuns por sua simplicidade de implementação (FENNER et al., 2021).

Figura 2.6 – Modelo do circuito equivalente.



Fonte: (FENNER et al., 2021).

Os modelos analíticos funcionam através de dados recolhidos por meio de testes e resultados. Após aplicados os testes, curvas que ditam o funcionamento dos equipamentos podem ser traçadas e dessa forma exemplificar o que ocorre nas baterias.

Um dos métodos que tem maior potencial de crescimento e desenvolvimento é o das redes neurais. As redes neurais são capazes de analisar e prever dados de forma muito precisa. Porém, para que essa precisão seja atingida, a quantidade de dados que deve ser inserida para treinar uma rede neural é enorme, dificultando a implementação desse modelo quando existe falta de acesso a base de dados ou medições.

2.3.2 Modelos ponderados de capacidade (Ah)

Esses modelos utilizam como parâmetro para o cálculo do final da vida útil das baterias alguns valores como a taxa de transferência de energia, o número de ciclos usados e até mesmo o tempo de vida útil fornecido pelo fabricante da bateria.

De forma resumida, os modelos desse tipo ditam que, sob determinada condição, a bateria terá uma certa quantidade de anos de vida esperada. Estas condições podem ser: temperatura, corrente de descarga e profundidade de descarga. Os dados usados nesse modelo são usualmente fornecidos pelos fabricantes,

A forma de cálculo dessa metodologia é baseada na soma de degradações parciais causadas por determinado fator em análise. Ao somar cada fração que degrada a bateria, obtém-se

ao final de um experimento um valor de degradação total, que pode depois ser expandido para diferentes análises.

Um dos modelos mais conhecidos para essa metodologia é o de contagem de ciclos. A metodologia de *Rainflow Counting* é uma das mais utilizadas na pesquisa (SHI et al., 2018).

2.4 RAINFLOW COUNTING

O método *rainflow counting* é uma técnica de contagem de ciclos e vastamente utilizada para análise de fadiga e estresse dos objetos de estudo. O método foi desenvolvido em meados de 1960 e apresentado em (MATSUICHI; ENDO, 1968).

De acordo com (LEE; TAYLOR, 2005), o dano por fadiga em materiais está fortemente relacionado com a razão de ciclos, N_i/N_f (número aplicado de ciclos de tensão ou deformação dividido pela vida em fadiga esperada, para uma dada combinação amplitude-média). Os dados para a degradação do material devido a fadiga gerada pela ciclagem pode ser obtida através de ensaios de amplitude constante.

Diferentemente de outros métodos de contagem de ciclos, o *rainflow counting* mostra suas vantagens ao conseguir realizar o processo de contagem de ciclos e fadiga sem a necessidade de ter conhecimento da curva de carregamento completa. Dessa maneira ele pode ser empregado para modelos em tempo real, realizando a contagem logo após receber os dados (DOWNING; SOCIE, 1982).

O modelo foi inicialmente desenvolvido para uso sobre materiais metálicos, analisando o estresse causado por consecutivas compressões e extensões sobre os mesmos. Todavia, estudos mostram a similaridade entre o que ocorre nesses materiais e o que ocorre nas reações químicas das baterias (LARESGOITI et al., 2015). Portanto, pode-se adaptar o método de contagem de ciclos *rainflow* para o caso de baterias de energia elétrica.

Alguns autores já fazem uso do método de *rainflow* aliado a outros fatores, para maior precisão na estimativa de vida útil e cálculo da degradação. No artigo (MUENZEL et al., 2015), por exemplo, o modelo desenvolvido é um híbrido do *rainflow* com as correntes de carga e descarga da bateria e a temperatura da mesma. Dessa forma é possível expandir o modelo de contagem de ciclos e aliar o mesmo a diversos fatores desejados. A desvantagem de desenvolver modelos híbridos com ordens maiores de complexidade é o custo computacional que será exigido à medida que são acrescentados fatores.

Para aplicar o método de contagem *rainflow*, uma série de etapas devem ser seguidas. Existem vários algoritmos para o método, porém o que será analisado é composto por:

- O filtro de histerese;
- O filtro de picos e vales;
- A discretização;
- O método dos 4 pontos para contagem de ciclos.

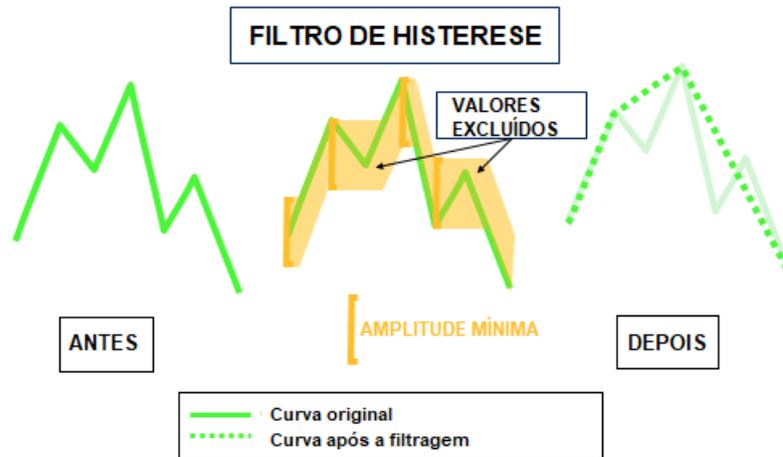
Os três passos iniciais servem para tratar a base de dados, de forma a torna-la mais legível e limpa para o quarto passo, cujo objetivo é a contagem de ciclos em si.

2.4.1 Filtro de Histerese

Nesta etapa o histórico de carregamento é filtrado, buscando retirar dele todos os pequenos ciclos que não causam nenhum ou quase nenhum dano ao material analisado. A primeira a coisa a ser feita é definir um valor de amplitude mínimo para os ciclos que se deseja analisar no histórico de carga. Qualquer ciclo que possuir uma amplitude inferior ao valor selecionado será removido do histórico de carga.

Para realizar o processo de retirada desses micro-ciclos o valor de amplitude selecionado é projetado da esquerda para direita de cada ponto de virada (*Turning-point*) da curva. Se para um mesmo tempo t o valor de amplitude do ponto de virada for inferior ao valor projetado, teremos então a retirada desse ponto de virada. A Figura 2.7 representa graficamente o processo de filtragem descrito.

Figura 2.7 – Representação gráfica do filtro de histerese.

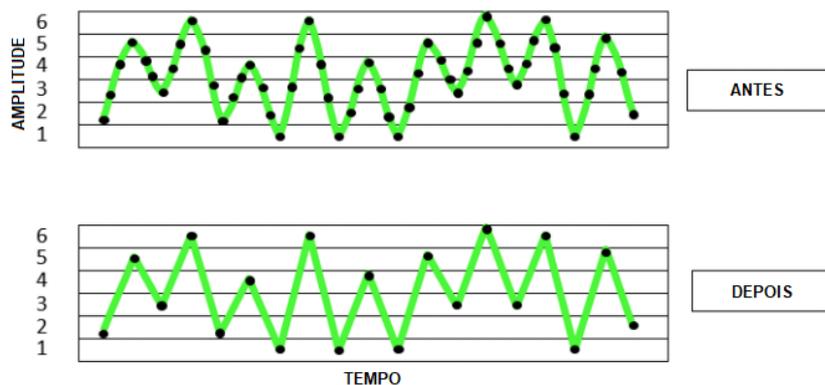


Fonte: Adaptado de (Siemens, 2019).

2.4.2 Filtro de picos e vales

Nesse passo a curva de carregamento é novamente filtrada, porém desta vez visando manter apenas os pontos onde existe mudança na direção ou ângulo da curva para a direção oposta à anterior. A Figura 2.8 demonstra graficamente o que é realizado nesse filtro. O intuito desse processo é retirar dados irrelevantes para o processo de contagem de ciclos, uma vez que para o *rainflow* serão utilizados apenas os valores máximos e mínimos de cada ciclo.

Figura 2.8 – Representação gráfica do filtro de picos e vales.

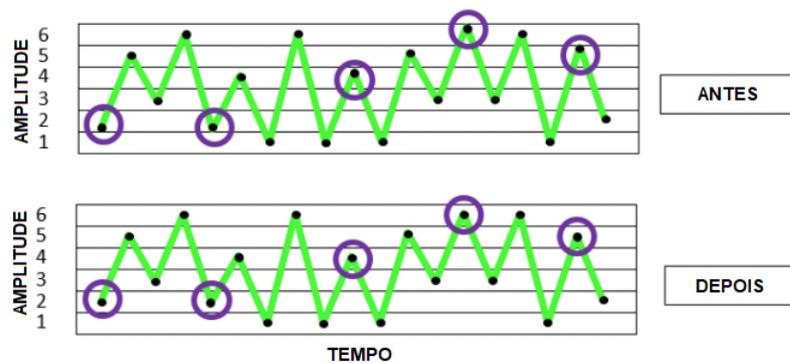


Fonte: Adaptado de (Siemens, 2019).

2.4.3 Discretização

Nesta etapa o eixo Y da curva é dividido em uma série de canais discretos. Cada um desses canais representa uma amplitude. Os pontos de reversão obtidos do passo anterior serão então mapeados para essas amplitudes selecionadas, de modo a eliminar amplitudes fracionárias. A Figura 2.9 representa o processo de discretização para 7 canais de amplitude diferentes. Deve-se salientar que o número de canais é usualmente muito maior, para melhorar a precisão do método. Entretanto, ao elevar o número de canais, eleva-se também a necessidade por maior poder computacional.

Figura 2.9 – Representação gráfica do processo de discretização.



Fonte: Adaptado de (Siemens, 2019).

2.4.4 Método de contagem dos 4 pontos

Nessa etapa do processo é onde se dá a contagem dos ciclos de fato. Vale ressaltar que para o cálculo de fadiga de um material não apenas a amplitude e o número de ciclos são importantes, mas também o valor médio dos ciclos contados. Dessa forma, se faz necessário possuir um meio de armazenar as médias dos ciclos.

Dito isso, o método consiste de alguns passos que serão descritos a seguir e estão associados a Figura 2.10:

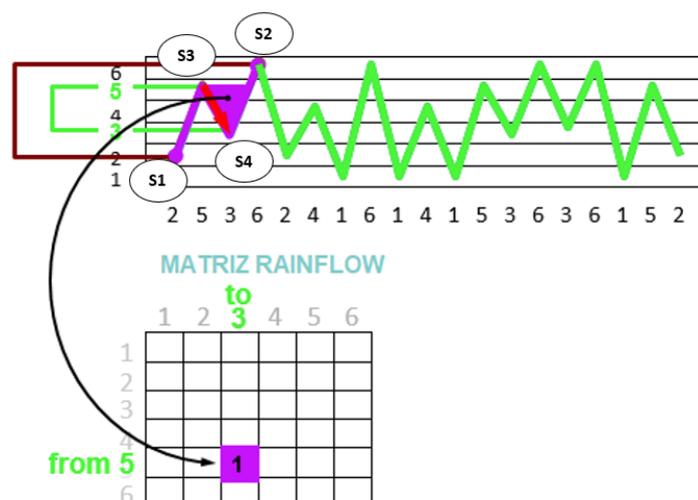
1. Escolher quatro pontos de estresse consecutivos. No gráfico s1, s2, s3, s4;
2. Definir como estresse interno os pontos s2 e s3;
3. Definir como estresse externo os pontos s1 e s4;

4. No caso do estresse interno ser menor ou igual ao externo, e, os pontos que compõem a amplitude de estresse interno serem limitados pelos pontos do de estresse externo, conta-se um ciclo;
5. No caso do estresse interno ser maior ou igual ao externo, e, os pontos que compõem a amplitude de estresse interno não serem limitados pelos pontos do de estresse externo, não se conta um ciclo.

A operação da Figura 2.10 ocorre ao selecionar os 4 primeiros valores de s_1, s_2, s_3 e s_4 , como mostrado na figura. Após a escolha dos primeiros pontos, o passo a passo descrito anteriormente é realizado. Primeiro verifica-se se a amplitude de estresse de s_2 e s_3 é inferior a amplitude de estresse entre s_1 e s_2 , isso é, s_2 e s_3 são inferiores a s_1 e s_2 . Como para o caso da Figura 2.10 isso é verdade, conta-se um ciclo.

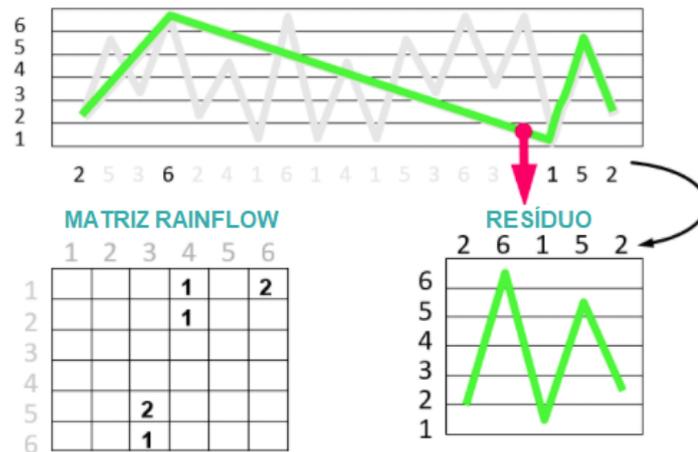
Quando um ciclo é contado, este é guardado numa matriz do *rainflow*. Essa matriz é composta por n colunas e n linhas, onde n é o número de canais adotados no passo três. Sendo a matriz montada de tal forma, cada ciclo contado é posicionado de forma a indicar quais canais ele percorreu durante sua contagem. Desta forma, para o exemplo da Figura 2.10, e considerando que as linhas da matriz representam a posição inicial do ciclo contado, tem-se que um ciclo se deslocou do canal de valor 5 para o canal de valor 3. Estes canais foram criados anteriormente na discretização, onde os pontos de virada foram realocados para coincidirem com eles.

Figura 2.10 – Processo da contagem de ciclos pelo método dos 4 pontos.



Esse processo é repetido até que todos os ciclos identificáveis tenham sido contados. O que sobra após a contagem dos ciclos é chamado de resíduo, mostrado na Figura 2.11.

Figura 2.11 – Resíduo do processo de contagem de ciclos.



Fonte: Adaptado de (Siemens, 2019).

O resíduo consiste em uma série de pontos que não se encaixam mais no método dos 4 pontos acima, dessa forma não é possível de identificar mais ciclos completos a partir do resíduo. Porém, vale lembrar que o resíduo contém parte de ciclos com grandes amplitudes que não podem ser descartadas. Portanto, para melhorar a precisão do método *rainflow* algumas formas de processar esse resíduo são utilizadas. A mais aplicada e também usada na proposta original do *rainflow* é a contagem de meio ciclo. Nela todos os caminhos que restaram no resíduo são identificados e classificados como ciclos. Os novos ciclos retirados do resíduo dos dados originais são então alocados na matriz do *rainflow*, mas o valor total deles é reduzido por um fator de 0.5. Como o fator representa metade do valor total do ciclo, o método recebe o nome de Metodologia do Meio-Ciclo (*Half-Cycle Methodology*) (MARSH et al., 2016)

2.5 TECNOLOGIAS DE BATERIAS

Na hora da escolha da bateria ideal para a uma aplicação específica, além da capacidade, tensão e parâmetros elétricos dela, também é importante considerar aspectos físicos da bateria, como tamanho e temperatura interna. Portanto, na para escolher a ideal para a aplicação deve-se olhar para as grandezas elétricas dela e também para a tecnologia empregada. Diferentes

tecnologias de baterias oferecem diferentes pontos positivos e negativos para cada aplicação, e a escolha certa pode oferecer uma redução de custos à longo prazo.

Para este trabalho serão mostradas apenas quatro tecnologias de bateria diferentes, sendo elas o lítio, o sódio-enxofre, as baterias de chumbo-ácido e as de fluxo.

2.5.1 Bateria de Lítio

As baterias de lítio funcionam baseadas em repetidas reações de carga e descarga ocorrendo entre o cátodo e o anodo. O cátodo é composto por óxido de metal de lítio enquanto o anodo é composto por algum material de carbono ou por intercalação de compostos (EASE, 2016b).

Quando a bateria é carregada, os átomos de lítio no catodo migram através do eletrólito, normalmente feito de sais de lítio (como o LiPF₆), até o anodo de carbono. Quando os átomos atingem o anodo eles combinam com os elétrons livres do mesmo e se depositam sobre as camadas de carbono. O processo inverso ocorre na descarga da bateria.

Dentre os pontos positivos das baterias de lítio, um fator favorável é a elevada vida útil, podendo ultrapassar 10000 ciclagens. Além disso, contam com uma grande densidade de energia e por esse motivo podem ser construídas em tamanhos menores em comparação com as demais tecnologias (EASE, 2016b).

Vale ressaltar que as baterias de lítio têm sido utilizadas comercialmente desde 1990, e mesmo possuindo grandes pontos positivos, nem sempre serão a melhor opção para a aplicação escolhida (MONGIRD et al., 2019).

2.5.2 Bateria de chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido funcionam baseadas nas reações de carga e descarga entre um eletrodo positivo que contém dióxido de chumbo, e outro eletrodo negativo contendo chumbo esponjoso. Ambos eletrodos se encontram imersos em um eletrólito composto por ácido sulfúrico.

Além disso, as baterias de chumbo-ácido possuem duas grandes divisões, uma delas é chamada de *Flooded Lead-Acid* (chumbo-ácido inundado), e outra *Valve Regulated Lead-Acid*

(chumbo-ácido regulado por válvula) (EASE, 2016a).

As baterias de chumbo-ácido possuem a vantagem de ter um baixo custo por kWh. Porém, a densidade de energia das mesmas é bastante baixa, tornando-as baterias atrativas para grandes SAEs estacionárias.

Outro ponto negativo das baterias de chumbo-ácido é sua baixa expectativa de vida, tendo em média cerca de 3000 ciclagens até o final de sua vida útil. Pensando nisso, a substituição das baterias de chumbo-ácido se torna mais recorrente do que baterias de lítio (EASE, 2016a).

2.5.3 Bateria de sódio-enxofre

As baterias de sódio-enxofre ou, do inglês *Sodium-Sulfur* (NaS), funcionam com reações de carga e descarga entre um eletrodo positivo e um eletrodo negativo. O eletrodo positivo é normalmente feito de enxofre derretido, enquanto o eletrodo negativo é formado de sódio derretido. Ambos os eletrodos são separados por um cerâmico sólido, que também serve como eletrólito.

Para o correto funcionamento da bateria ambos os eletrodos devem se manter derretidos, e para isso a temperatura da mesma precisa se manter entre uma faixa de 300°C a 350°C. Portanto, para essa temperatura ser mantida se faz indispensável o uso de aquecedores integrados à bateria (EASE, 2016c).

Elas possuem uma vida útil que se mantém entre as baterias de lítio e as de chumbo-ácido, sendo em torno de 5000 ciclagens. Além disto, as baterias de sódio-enxofre contam com uma densidade de energia mais elevada que as de chumbo-ácido.

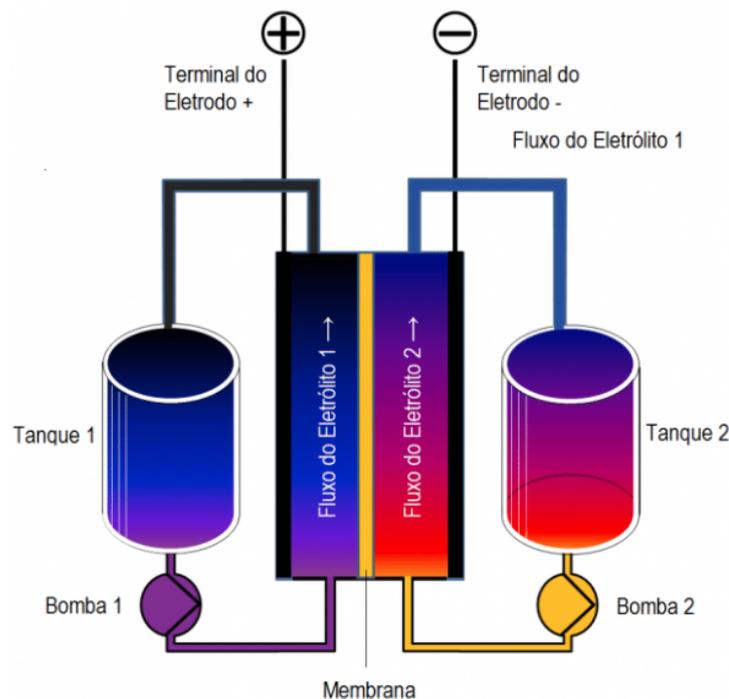
O maior problema no uso de baterias de sódio-enxofre é o fator temperatura da mesma. Manter a bateria sob condições de temperatura tão elevadas aumenta muito o risco de incêndios se comparada às outras tecnologias. Dito isso, várias pesquisas para melhorar a segurança dessa bateria e evitar acidentes vem sendo realizadas (EASE, 2016c).

2.5.4 Bateria de fluxo

As baterias de fluxo diferem das demais em muitos aspectos. De forma contrária das demais baterias citadas anteriormente, onde a energia era armazenada como eletrodos, para as baterias de fluxo a energia é armazenada como um eletrólito. As baterias de fluxo utilizam dois eletrólitos líquidos para o funcionamento, um positivo e um negativo. Ambos os eletrólitos são separados por uma membrana, cuja função é permitir que apenas os íons selecionados atravessem para o outro lado, completando a reação (EASE, 2017).

Essas baterias necessitam de um grande espaço para serem implementadas, uma vez que são necessários grandes tanques com eletrólito extra para reposição de carga (EASE, 2017). A quantidade de energia que elas são capazes de armazenar e fornecer depende do tamanho dos tanques de eletrólitos externos que a mesma possui. Para recarga da bateria é necessário substituir o líquido eletrólito contido nos tanques. Este fator torna a recarga das baterias deste tipo como instantâneas. A Figura 2.12 demonstra como são construídas essas baterias para um subtipo das baterias de fluxo.

Figura 2.12 – Construção das baterias de fluxo do tipo redox.



Fonte: Adaptado de (Claudio Macedo, 2015)

As baterias de fluxo possuem uma vida útil muito longa, sendo em média superior a 20 anos (LARESGOITI et al., 2015). Um dos fatores que mais interfere para a longa vida útil da

bateria é que as baterias de fluxo não sofrem degradação devido a profundas descargas como as demais tecnologias de baterias (DOETSCH; POHLIG, 2020).

Além dessa vantagem elas também são baterias com layouts bastante flexíveis, uma vez que os tanques podem ser instalados em ambientes distantes do corpo onde as reações da bateria ocorrem (EASE, 2017).

Porém, as baterias de fluxo contam com baixíssimas densidades de energia e também pequenas taxas de carga e descarga. Dessa forma, se tornam baterias que necessitam de muito espaço para serem instaladas.

Uma vez que as baterias de fluxo não sofrem desgaste devido ao efeito de profundas descargas o cálculo da vida útil delas não será apresentado neste trabalho. Todavia, para fins de comparação econômica o calendário de vida útil de baterias de fluxo será utilizado (MONGIRD et al., 2019; IRENA, 2017).

2.6 CONTROLE DE SOC PARA BATERIAS DE LÍTIO E SUA DEGRADAÇÃO

Alguns artigos como, (ROSEWATER et al., 2019; WIKNER; THIRINGER, 2018) utilizam controle sobre o SoC diário de baterias de lítio, de forma a analisar a diferença de degradação para distintos modos de uso da bateria. Nestes trabalhos o SoC mínimo é controlado, impedindo que a bateria descarregue abaixo de um valor predeterminado.

As baterias de lítio são conhecidas pela sua capacidade de ciclagem bastante elevada. A vida útil de uma bateria de lítio ao considerar apenas o número de ciclos realizados e a profundidade de descarga de cada um destes ciclos pode chegar a mais de 25 anos (ALAM; SAHA, 2016; ROSEWATER et al., 2019), ou 100.000 ciclos.

Dessa forma, valores de vida útil superiores aos fornecidos por fabricantes de baterias de lítio podem ser obtidos através do método *rainflow*.

3 METODOLOGIA

Este tópico aborda a metodologia utilizada para o estudo de caso deste trabalho. Serão apresentados os métodos para obtenção dos resultados deste trabalho. Além disto, também serão expostas as formulações matemáticas, bem como a fonte de onde os dados foram retirados.

3.1 DEFINIÇÕES DO ESTUDO DE CASO

Neste trabalho é realizada uma análise da viabilidade do uso de baterias de diferentes tecnologias em associação com cargas residenciais e industriais, considerando associação de geração distribuída. Para tal análise, o método de contagem de ciclos *Rainflow Counting* é utilizado para estimar a degradação sobre a vida útil das baterias por ciclo realizado. Além da análise de diferentes tipos de baterias, também são avaliadas diferentes tarifas de energia elétrica, quando disponíveis, visando fornecer diferentes usos à bateria.

O trabalho fez uso de diferentes softwares para retirada de curvas, cálculo de degradação e cálculo da estimativa da vida útil da bateria.

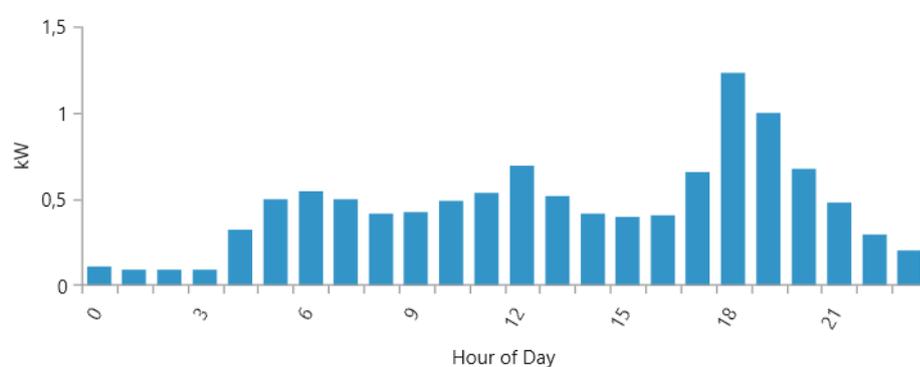
Para a parte de contagem de ciclos e degradação da bateria foi criado um código na linguagem de programação *Python*, utilizando o Ambiente de Desenvolvimento Integrado (*IDE*) *Spyder*. A escolha dessa linguagem e IDE se deu ao conhecimento prévio do autor a respeito delas, e ainda pelo *Python* ser de uma linguagem livre e de fácil acesso. Além disto, a linguagem *Python* conta com a presença de diversas bibliotecas prontas, que facilitam o seu uso durante a programação.

A programação do *rainflow* não se fez necessária, uma vez que uma biblioteca pronta já existia para o *Python*. Essa biblioteca, fornecida gratuitamente, foi utilizada e validada via comparação com o método de *rainflow* disponível no software *Matlab*, sendo esse um dos softwares mais utilizados para programações matemáticas e de bastante confiança.

3.1.1 Definição da curva de carga para cliente residencial

Para definir as curvas de carga foi optado pelo uso apenas da potência ativa, por questões de facilidade na modelagem em software. A partir daí, considerou-se a carga residencial genérica fornecida pelo software *Homer Grid*, como indicada na Figura 3.1. Esta curva sintética é gerada pelo próprio *software* e tem como base dados globais sobre o uso padrão para consumidores residenciais. Além disso, o *Homer Grid* adiciona pequenas variações diárias na curva de forma a simular mudanças de comportamento do consumidor ao longo do ano.

Figura 3.1 – Curva de carregamento residencial diária genérica.



Fonte: Autor.

Essa curva representa de forma satisfatória o consumo diário padrão de um consumidor residencial, indicando picos de consumo nos horários que compreendem das 18 horas até as 21 horas. Além disto, percebe-se uma leve elevação ao amanhecer, dentro do período das 6 até 7 horas, visto que os consumidores tendem a acordar nessa faixa de horário e posteriormente se dirigir ao trabalho.

3.1.2 Obtenção de curvas de carregamento diário

Para que o estudo fosse próximo a um caso real optou-se pelo uso do software *Homer* para modelagem da rede e cargas instaladas.

O software de simulação *Homer* fornece ao usuário a possibilidade de simular diferentes sistemas de energia elétrica. É possível realizar combinações de cargas, geradores, baterias e outros itens disponíveis. Além disso o software permite a realização de análises de sensibilidade com variações de custos, tarifas, capacidades dos componentes e até diferentes modelos.

A modelagem do sistema utilizado para este trabalho é bastante simples de ser inserida no *software Homer Grid*. O objetivo é conseguir retirar uma curva de carregamento de uma bateria qualquer para que seja posteriormente usado para o caso estudado. É importante ressaltar que será retirada uma única curva de carregamento, para um dia determinado que irá se manter para todos os casos e ele irá se repetir durante todo o ano, sem considerar feriados e finais de semana. O dia deve ser o mesmo para que o painel solar atue do mesmo jeito em todos os casos.

O *Homer* irá ser usado somente para retirada desses dados, e otimizações fornecidas pelo software não serão levadas em conta. Portanto, mesmo que em alguns casos o software não recomende o uso da bateria ele irá fornecer uma curva de carga e descarga da mesma.

3.1.2.1 Bateria

O primeiro componente inserido no software é a bateria. Na Figura 3.2 é mostrada a entrada dos dados da bateria no *software Homer Grid*.

Figura 3.2 – Dados de entrada da bateria no *software Homer Grid*.

The screenshot shows the 'Storage' configuration window in Homer Grid. The battery is named 'Generic 1kWh Li-Ion [ASM]'. The 'Costs' table is as follows:

Quantity	Capital (R\$)	Replacem (R\$)	O&M (R\$/year)
5	3500	3500	0
10	7000	7000	0

The graph shows 'Cost (R\$/kWh)' on the y-axis (0 to 2000) and 'Quantity' on the x-axis (1 to 10000). It features two lines: 'Capital' (red) and 'Replacement' (blue). The 'Sizing' options are: HOMER Optimizer™, Size your own, and Advanced. The 'Site Specific Input' section includes: Initial State of Charge (%): 100.00; Minimum State of Charge (%): 50.00; Degradation limit (%): 30.00; String Size: 1; Voltage: 3.7 V; Consider temperature effects?; Minimum storage life (yrs): 4.00; and a 'Maintenance Schedule...' button.

Fonte: Autor.

Uma vez que o objetivo do uso do *Homer Grid* é retirar dados a respeito da carga e descarga da bateria durante o período de um dia, os valores como custo de manutenção, custo de substituição, vida útil e demais dados não precisam ser preenchidos pois não terão influência no resultado. Todavia, estes dados seriam importantes para o caso onde se buscasse otimizações e análises de viabilidade por meio do *Homer Grid*. Porém, este trabalho será realizado fora da plataforma do *software*.

3.1.3 Tarifas

Essa seção visa apresentar os modelos tarifários aplicados para ambos os tipos de consumidores analisados nesse trabalho. O valor das tarifas foi obtido através do site da concessionária (CPFL RGE SUL, 2021), bem como tabelas explicativas a respeito de como são utilizadas.

Neste trabalho serão abordados 4 tipos de tarifas, sendo dois deles utilizados para o consumidor residencial, e dois deles utilizados para o consumidor industrial.

3.1.3.1 Tarifa Convencional

A tarifa convencional encontrada através do site da CPFL - RGE SUL está na tabela abaixo:

Tabela 3.1 – Tarifa convencional sem tributos.

Mês	Bandeira	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)
	Verde		0,28459
Jul/2021	Amarela	0,3585	0,30333
	Vermelha		0,37951

Fonte: Autor.

Além do valor das tarifas fornecidos pela CPFL, devem ser levado em conta uma série de taxas sobre os valores, sendo elas o ICMS, PIS e o COFFINS (ANEEL, 2013).

O programa de interação social (PIS) é um valor sobre a tarifa de energia paga, e é fornecido mensalmente pela distribuidora da região de estudo.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) é instituído pelo governo do estado e a verba recolhida é enviada para o mesmo para uso em diversas funções. O valor da taxa de ICMS para diferentes consumidores pode ser encontrado no site da CPFL, para a distribuidora RGE SUL (CPFL RGE SUL, 2021).

Por fim, o COFFINS ou, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, é um imposto sobre a renda bruta das instituições. O seu valor pode ser encontrado junto ao valor do PIS.

As tributações e seus respectivos valores estão resumidos na Tabela 3.2, mostrada abaixo.

Tabela 3.2 – Tarifa convencional sem tributos.

Mês	Descrição	%
	ICMS	30
Jul/2021	PIS	0,95
	COFFINS	4,43

Fonte: Autor.

As Figuras A.1 e A.2 localizadas no anexo A apresentam as tabelas de valores de PIS, ICMS e COFFINS retirados do site (CPFL RGE SUL, 2021).

Para calcular a tarifa final que o consumidor deverá pagar à concessionária, a equação 3.1, disponibilizada no "Manual da Tarifação de Energia Elétrica" de Guedes e Aguiar (2011), é apresentada.

$$VT_{rib} = \frac{TUSD + TE}{1 - (ICMS + PIS + COFFINS)}, \quad (3.1)$$

onde VT_{rib} representa o valor da tarifa acrescido dos devidos tributos. Utilizando os valores dispostos anteriormente a respeito das tarifas e tributos, o valor da tarifa total que o consumidor irá pagar é de R\$1,1421 kWh.

3.1.3.2 Tarifa Branca

A tarifa branca é destinada para os consumidores de baixa tensão. Diferentemente da tarifa convencional, ela possui diferentes valores de tarifação ao longo do dia. A sua divisão acontece em três horários: O de ponta, o de fora ponta e o intermediário.

De acordo com o site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015), e utilizando como base a distribuidora RGE SUL, a Tabela 3.3 apresenta a divisão horária para cada posto tarifário.

Tabela 3.3 – Divisão de horários da tarifa branca durante os dias da semana.

Horário	Posto tarifário
18:00 até 20:59	Ponta
16:00 até 17:59 21:00 até 21:59	Intermediária
00:00 até 15:59 22:00 até 00:00	Fora ponta

Fonte: Autor.

Utilizando como base os horários da Tabela 3.3, e considerando a bandeira vermelha em operação, o quadro de valores para a tarifa branca de acordo com a RGE SUL é dado a seguir.

Tabela 3.4 – Tarifa branca de acordo com a RGE SUL para bandeira vermelha.

Mês	Horário de	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Total (R\$/kWh)
	Ponta	0,72587	0,53278	1,25865
Jul/2021	Fora Ponta	0,23604	0,36558	0,60162
	Intermediária	0,48095	0,36558	0,84653

Fonte: Autor.

Além dos valores acima para cada posto tarifário, deve-se também acrescentar os valores dos impostos, como feito para a tarifa convencional. Porém, como a tarifa é dividida em postos tarifários, o cálculo deve ser realizado para todos os diferentes valores que a tarifa possui. Utilizando a equação 3.1 os valores obtidos para o período de ponta, fora ponta e intermediário da tarifa branca estão mostrados na Tabela 3.5

Tabela 3.5 – Tarifa branca acrescida dos tributos.

Horário de	Valor total (R\$/kWh)
Ponta	1,94777
Fora ponta	0,93101
Intermediário	1,31001

Fonte: Autor.

3.1.4 Custos das baterias

Como foi mostrado anteriormente na Figura 2.1, o preço das baterias vêm sofrendo reduções durante o passar dos anos, se tornando aos poucos mais acessíveis para aplicações residenciais.

Uma vez que para cada bateria escolhida existem preços variados, devido aos diversos fabricantes presentes no mercado, foi optado pelo uso de um valor médio por tecnologia. O valor disponibilizado em (MONGIRD et al., 2019) em sua revista *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report* fornece um preço por kWh para cada tecnologia de bateria.

A tabela abaixo retrata os valores por kWh para cada uma das baterias discutidas neste trabalho, de acordo com a referência (MONGIRD et al., 2019). O valor do dólar utilizado foi obtido pela *Morningstar* (MorningStar, 2021) em 1 de Agosto de 2021, e US\$1,00 equivale a R\$5,21.

Tabela 3.6 – Custo das tecnologias de baterias por kWh.

Tecnologia	Preço (U\$/kWh)	Preço (R\$/kWh)
lítio	469,00	2443,49
Fluxo (VRFB)	858,00	4470,18
Chumbo-ácido	549,00	2860,29
Sódio Enxofre	907,00	4725,47

Fonte: Adaptado de (MONGIRD et al., 2019)

O cálculo do gasto anual para cada tecnologia é realizado utilizando o custo anual da bateria, dado por:

$$Valor_{Bateria} = \frac{Custo_{Bateria}}{Tempo\ de\ vida} \quad (3.2)$$

Dessa forma pode-se comparar a relação custo-benefício para cada uma das tecnologias.

3.1.5 Obtenção das curvas de ciclo por DoD

Os *datasheets* são a maior fonte de informações que tem-se a respeito das baterias. A informação que é buscada nesse caso é o tempo de vida útil da bateria e também curvas que relacionem número de ciclos por DoD.

Alguns fabricantes não fornecem nenhuma dessas informações, portanto, foi necessária uma busca exaustiva sobre dados de baterias, para que pudessem ser inseridas no modelo desenvolvido.

O dado mais importante são as curvas de DoD x Ciclos. Essas curvas fornecem uma noção da duração de uma bateria para diferentes usos com diferentes profundidades de descarga. A partir das curvas pode-se obter a equação que as governa, com constantes que serão utilizadas no modelo para cálculo da fração de vida útil degradada por ciclagem realizada. Para que a fórmula que realiza esse cálculo seja corretamente utilizada, as equações das curvas precisam ter o formato de exponencias inversas, como o exemplo mostrado a seguir (MANWELL et al., 2006):

$$C_F = a_1 + a_2 \cdot a_3^R + a_4 \cdot a_5^R \quad (3.3)$$

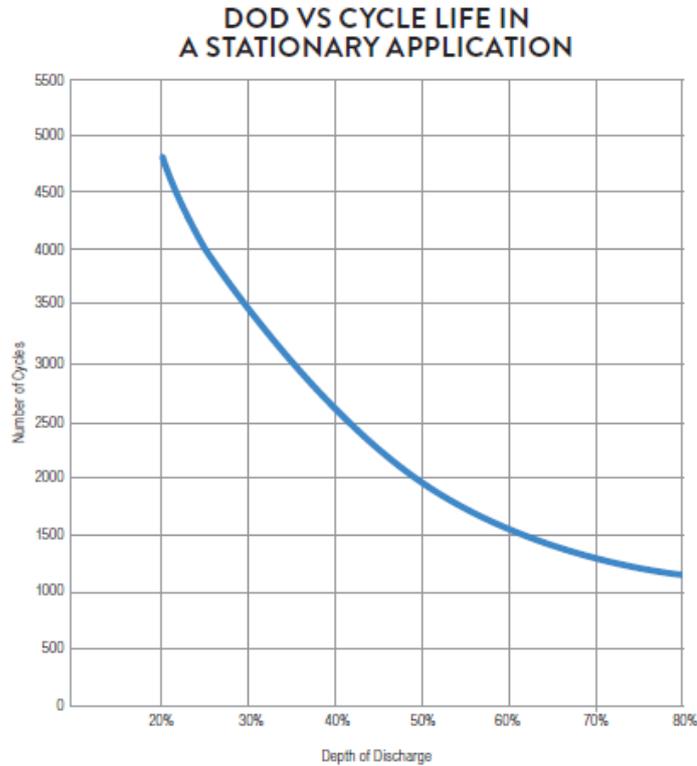
Onde:

- C_F = Ciclos até a falha;
- a_i 's = Constantes de *Fitting*;
- R = Profundidade de descarga dos ciclos.

Dito isso, o objetivo é encontrar a equação no formato acima descrito que se encaixe na curva da bateria analisada.

A primeira bateria apresentada é da tecnologia de chumbo-ácido, mais especificamente o subtipo *Flooded*. Esse tipo de bateria já é bastante utilizada em conjunto com painéis solares, e uma curva de DoD x Número de ciclos correspondente pode ser conferida na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de chumbo-ácido.

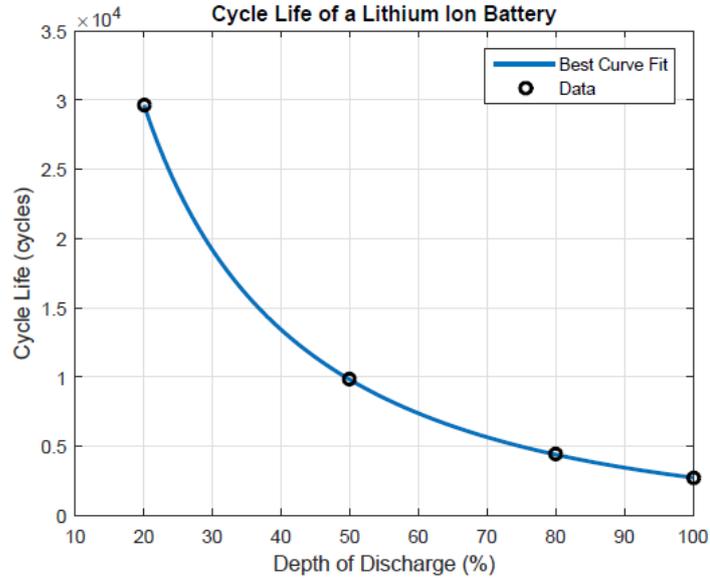


Fonte: (TROJAN BATTERY COMPANY, 2019)

A curva acima foi retirada do *datasheet* da bateria (TROJAN BATTERY COMPANY, 2019).

Já para a bateria de lítio, a maioria dos *datasheets* não apresentava a curva desejada de DoD x Ciclos. A solução encontrada foi buscar as curvas em artigos que fizessem uso da tecnologia de lítio para contagem de ciclos. A curva escolhida foi retirada da referência (MALLON; ASSADIAN; FU, 2017).

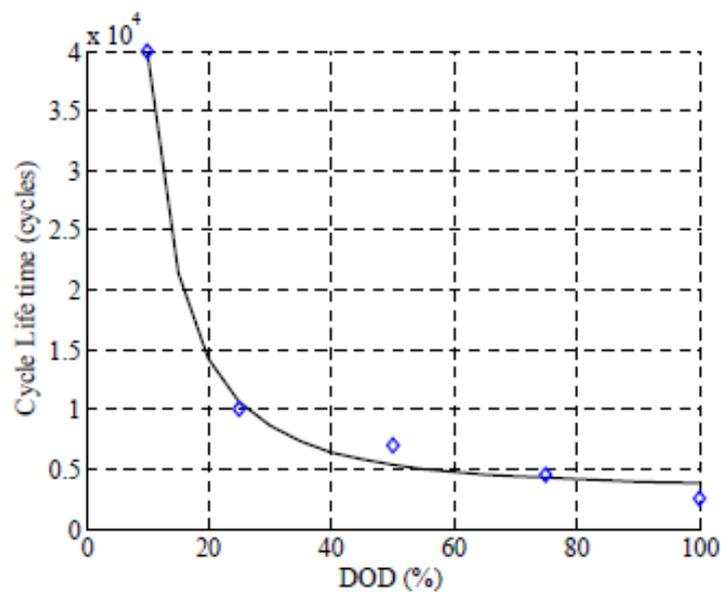
Figura 3.4 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de lítio.



Fonte: (MALLON; ASSADIAN; FU, 2017).

Por fim, a última bateria analisada é a bateria de sódio-enxofre. A relação entre profundidade de descarga e ciclos da bateria para essa tecnologia está apresentada na Figura 3.5. Essa curva dados está disponível na referência (RODRIGUES et al., 2014).

Figura 3.5 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de sódio-enxofre.



Fonte: (RODRIGUES et al., 2014)

Essas curvas são de extrema importância para o método utilizado, sendo a base para os cálculos de degradação da vida útil.

Para encontrar as equações para as curvas mostradas anteriormente, o software *MatLab* foi usado, mais especificamente sua ferramenta *Curve Fitting App*. A ferramenta, também disponível de maneira similar em outros aplicativos, utiliza uma curva pré-inserida no código e permite que o usuário escolha o formato da equação que governa a curva. Após seleção dos dados é aplicado o algoritmo de *Levenberg-Marquardt* (MANWELL et al., 2006) e os dados da equação característica são obtidos. Vale ressaltar que nem todos os formatos irão fornecer um ajuste correto para o gráfico desejado.

Utilizando a metodologia descrita anteriormente, as equações para as curvas de profundidade de descarga por ciclos até a falha das baterias selecionadas foram retiradas.

3.1.6 Cálculo da fração de vida utilizada

O uso do *rainflow* é apenas parte do método todo que precisa ser implementado para o propósito final de ter uma estimativa da vida útil da bateria analisada.

Após as curvas de carga e descarga da bateria serem extraídas e então submetidas ao *rainflow counting*, o resultado obtido é uma base de dados a respeito de todos os ciclos ocorridos naquele período de tempo.

Após a conclusão do método tem-se os seguintes dados:

- Amplitude do ciclo (*Range*): Representa a porcentagem da bateria que foi descarregada.
- Número de ciclos: O número total de ciclos completos e incompletos.
- Valor médio dos ciclos contados: Um valor médio da amplitude dos ciclos.
- Valor máximo e mínimo dos ciclos: Para cada ciclo é retirado seu ponto de máximo e ponto de mínimo valor.

Com apenas alguns desses dados pode-se calcular a fração degradada da bateria por ciclagem realizada. Para esse cálculo, a equação desenvolvida por *Manwell* em seu manual *A Hybrid Theory* foi utilizada. Nessa equação, a relação entre o número de ciclos e a degradação causada por cada um desses ciclos é desenvolvida (MANWELL et al., 2006).

$$D = \sum_{i=1}^{N_{DoD}} = N_i \frac{1}{C_{F,i}} \quad (3.4)$$

Onde:

- D = Dano total causado à bateria;
- i = Número de ciclos;
- N_i = Ciclo "i";
- $C_{F,i}$ = Número de ciclos até falha para o ciclo "i" e DoD de valor "F".

Essa metodologia também foi implementada no artigo (RANGEL et al., 2018), mostrando sua efetividade no cálculo da degradação das baterias.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

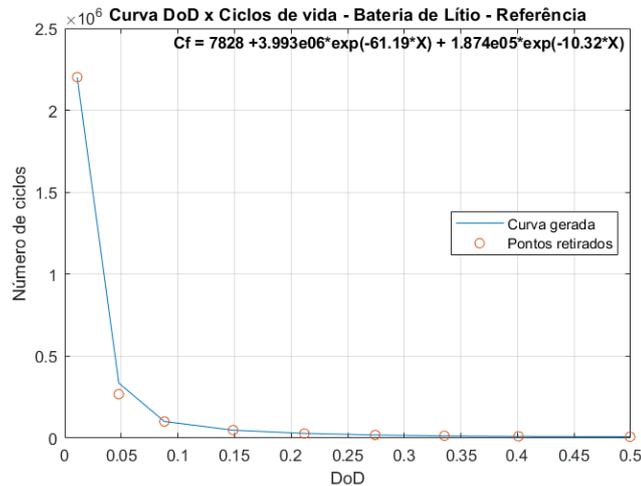
Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos ao utilizar a metodologia desenvolvida. Os resultados foram obtidos para o caso residencial. Além disso, foram considerados diferentes modelos tarifários, e diferentes usos para as baterias estudadas.

Antes de usar o método *rainflow counting* foi realizada uma calibração do mesmo, de forma a assegurar seu correto funcionamento para todos os casos.

4.1 CALIBRAÇÃO DO MODELO

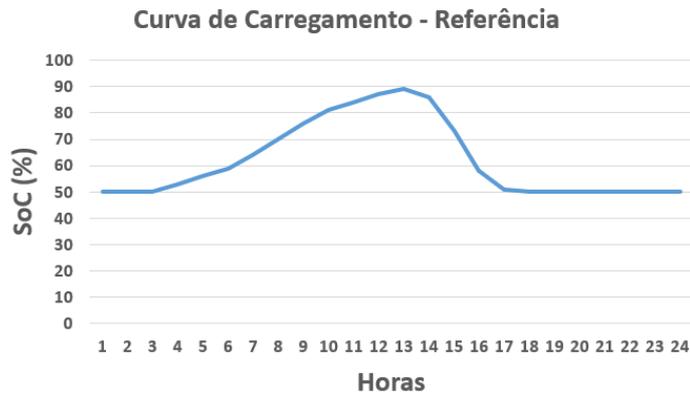
Para calibração do modelo foram utilizados dados já conhecidos. Os dados da curva de DoD por ciclos e também do carregamento diário estão apresentados abaixo.

Figura 4.1 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de lítio da referência.



Fonte: Adaptado de (ALAM; SAHA, 2016)

Figura 4.2 – Curva de carregamento diário da referência.



Fonte: Adaptado de (ALAM; SAHA, 2016)

A bateria utilizada era da tecnologia de lítio. Para a curva de carregamento mostrada na Figura 4.2 foi utilizado o Dia 1 da referência (ALAM; SAHA, 2016).

Para realizar a calibração os dados da curva 4.1 foram extraídos e os valores das constantes encontradas estão dispostos na tabela abaixo.

Tabela 4.1 – Constantes para equação da bateria de calibração.

Constante	Valor
a_1	7828
a_2	3.993e06
a_3	-61.19
a_4	1.874e05
a_5	-10.32

Fonte: Autor.

Um quadro comparativo entre dados obtidos no modelo desenvolvido e no modelo da referência (ALAM; SAHA, 2016) é apresentado a seguir.

Tabela 4.2 – Quadro comparativo entre dados da referência (ALAM; SAHA, 2016) e os obtidos pelo autor.

	Referência	Autor
Anos de vida	30.6748	30.61993
Degradação anual (%)	3,26	3,2658

Fonte: Autor.

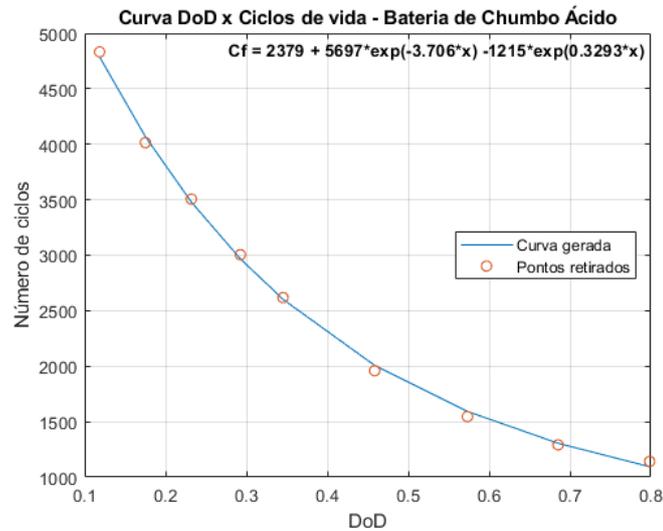
Observa-se a extrema semelhança dos valores encontrados e os obtidos através da referência utilizada. Desta forma é possível validar que o método aplicado neste trabalho está atuando de maneira correta.

4.2 EQUAÇÕES DAS BATERIAS

Como já mostrado na metodologia, se faz necessário obter equações que ditem as curvas de DoD x Ciclos para cada tecnologia de bateria. A equação que representa a curva deve ser do formato apresentado na equação 3.3. Ao utilizar o *software Curve Fitting* do *Matlab* e inserir os dados das curvas mostradas anteriormente é possível chegar as constantes desejadas.

Para o caso da bateria de chumbo-ácido mostrada na Figura 4.3, pode-se observar a comparação entre os pontos da curva original e a curva encontrada através da equação obtida.

Figura 4.3 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de chumbo-ácido.



Fonte: Autor.

Os valores das constantes que compõem a curva acima estão mostrados a seguir.

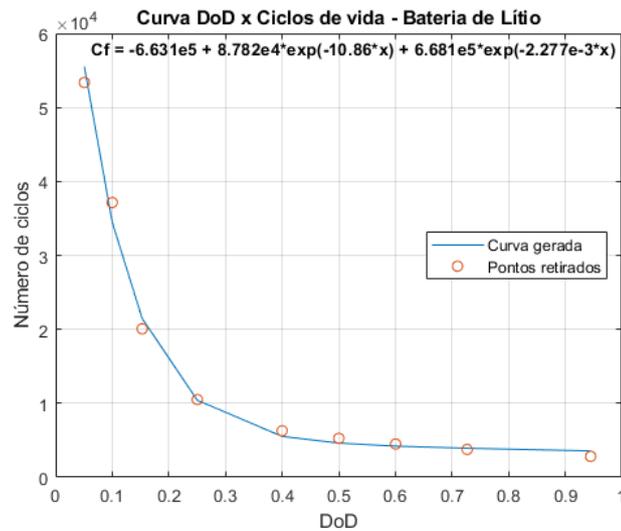
Tabela 4.3 – Constantes para equação da bateria de chumbo-ácido.

Constante	Valor
a_1	2379
a_2	5697
a_3	-3.706
a_4	-1215
a_5	0.3293

Fonte: Autor.

Para a bateria de lítio, o autor (MALLON; ASSADIAN; FU, 2017) informa uma curva de DoD x Número de ciclos sobre essa tecnologia de bateria. Retirando pontos dessa curva e reconstruindo-a no aplicativo *Curve Fitting*, foi possível encontrar constantes que ditam a curva.

Figura 4.4 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de lítio.



Fonte: Autor.

As constantes encontradas para a curva acima estão apresentada na tabela a seguir:

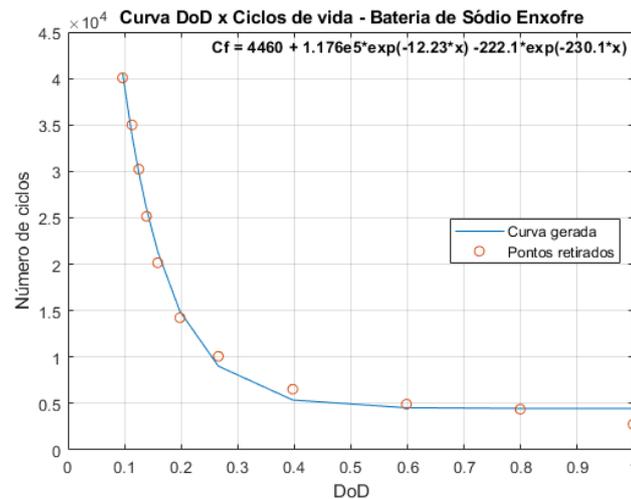
Tabela 4.4 – Constantes para equação da bateria de lítio.

Constante	Valor
a_1	-6.6315
a_2	8.782e4
a_3	-10.86
a_4	6.681e5
a_5	-0.002277

Fonte: Autor.

Por fim, a última bateria analisada é a bateria de sódio-enxofre. A relação entre profundidade de descarga e ciclos da bateria para essa tecnologia está apresentada na Figura 4.5. Os dados foram retirados da referência (RODRIGUES et al., 2014).

Figura 4.5 – Curva de DoD x Ciclos para bateria de sódio-enxofre.



Fonte: Autor.

As constantes para a equação exponencial que dita a curva da bateria de NaS está mostrada na Tabela 4.5 abaixo.

Tabela 4.5 – Constantes para equação da bateria de sódio-enxofre.

Constante	Valor
a_1	4460
a_2	1.176e5
a_3	-12.23
a_4	-222.1
a_5	-230.1

Fonte: Autor.

4.3 CASO RESIDENCIAL - TARIFA CONVENCIONAL

O uso de baterias não trás vantagens econômicas se agregadas à tarifa convencional. Não existe necessidade de armazenar energia para posterior uso de forma a reduzir os gastos em horários de pico como ocorre com a tarifa branca. O próprio software *Homer Grid* mostra que a opção de bateria + tarifa convencional é inviável se comparada a ter apenas painéis solares. Desta forma, o software não utiliza a bateria em nenhum caso, informando que apenas o uso do painel fotovoltaico é suficiente para a carga e o acréscimo da bateria traria apenas mais custos desnecessários.

4.4 CASO RESIDENCIAL - TARIFA BRANCA

A tarifa branca que conta com variações nos preços tem uma boa variação no SoC da bateria ao longo do dia, onde o software *Homer Grid* prevê o melhor horário para realizar a descarga da mesma e fornecer economia ao cliente.

O software propôs como solução para a curva residencial o uso de 4 baterias de 1kWh em paralelo, aliada à painéis solares com potência total de 3,12kW. Portanto, todos os casos considerou-se o mesmo número de baterias e mesma potência instalada de painéis fotovoltaicos.

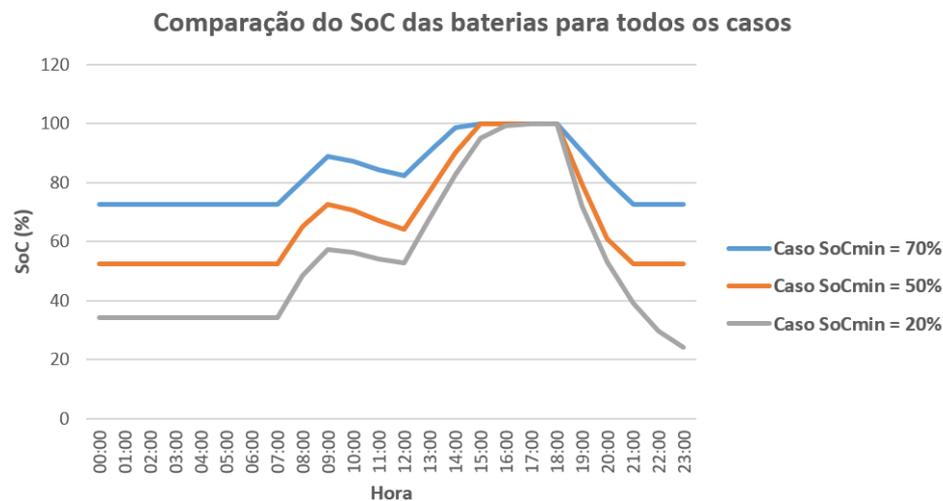
Figura 4.6 – Número de baterias e potência dos painéis fotovoltaicos.

LI ASM	Tbranca	PV (kW)	Converter (kW)
4	1	3,13	1,24

Fonte: Autor.

Para esse caso, foram considerados três valores de SoC mínimo que a bateria poderia atingir, um em 20%, um em 50% e o último em 70% da capacidade máxima da bateria. A comparação das curvas de SoC para cada um dos casos está ilustrada na Figura 4.7

Figura 4.7 – Comparação das curvas de SoC para cada caso.

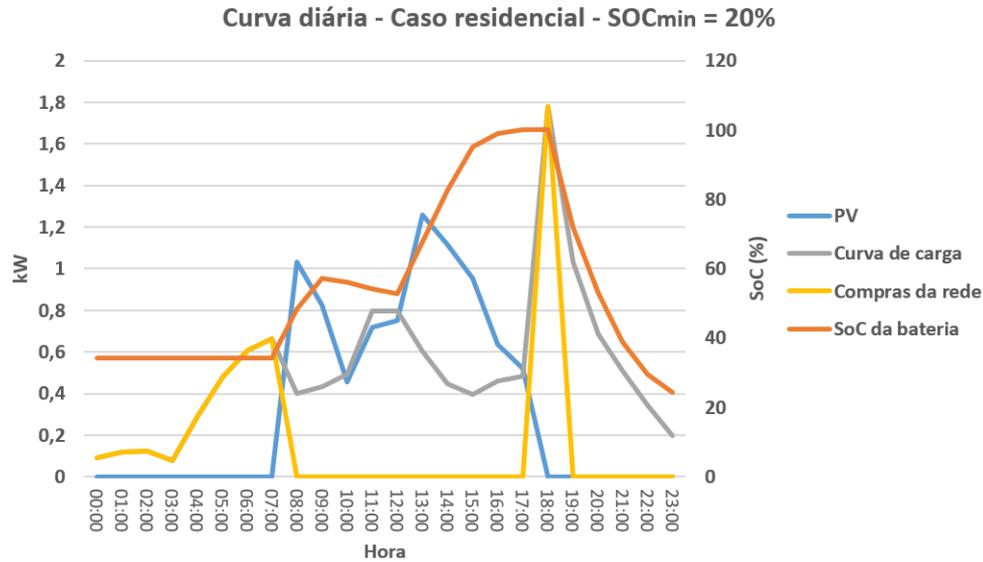


Fonte: Autor.

4.4.1 Bateria com SoC mínimo de 20% - Caso 1

Para o caso residencial sem limitação sobre a máxima profundidade de descarga da bateria durante o dia, o menor tempo de vida útil foi encontrado para as baterias. O software *Homer Grid* calculou o uso diário da bateria, aliada à rede e à painéis fotovoltaicos e o conjunto de curvas apresentado na Figura 4.8 foi adotado para os posteriores cálculos.

Figura 4.8 – Curvas diárias para o caso residencial com SOC mínimo de 20%.



Fonte: Autor.

Tendo a curva da Figura 4.8 o próximo passo é a retirada do valor de *State of Charge* da bateria para todas as horas do dia.

Tabela 4.6 – SoC da bateria hora a hora para limite de 20%.

Hora	SoC (%)	Hora	SoC(%)
00:00	34	12:00	68
01:00	34	13:00	83
02:00	34	14:00	95
03:00	34	15:00	99
04:00	34	16:00	100
05:00	34	17:00	100
06:00	34	18:00	100
07:00	34	19:00	72
08:00	48	20:00	53
09:00	57	21:00	39
10:00	56	22:00	34
11:00	53	23:00	34

Fonte: Autor.

Ao inserir esses dados no código contendo o algoritmo do *Rainflow Counting*, bem como

as equações de todas as baterias, o número de ciclos realizados e o DoD por ciclo foi retirado.

Tabela 4.7 – Resultados obtidos do *rainflow* para o caso com limite de 20% de SoC.

Ciclos	Amplitude
1	0,04
0,5	0,66
0,5	0,66

Fonte: Autor.

Após retirar o número de ciclos e demais dados necessários, a expectativa de tempo de vida útil para cada tecnologia foi encontrada, como mostra a Tabela 4.8.

A bateria de fluxo não sofre grande influência na degradação pelo DoD, portanto, para fins de comparação o valor da vida útil adotado foi o de 15 anos, de acordo com (MONGIRD et al., 2019)

Tabela 4.8 – Expectativa de vida útil das baterias para o caso residencial com SoC mínimo de 20% .

Bateria	Vida útil (anos)	Ciclos	Degradação diária (%)	Custo anual (R\$/kWh)
Lítio	14,19		0,0193	688,79
Chumbo-ácido	7,25	2	0,0377	1578,09
Sódio Enxofre	11,63		0,0235	1625,26
Fluxo	15		0	1192,05

Fonte: Autor.

Como já era esperado, observa-se que a bateria de lítio se sobressai das demais em relação a vida útil estimada.

Para comparar o valor total de cada sistema utilizado, a tabela indicando consumo hora a hora, compras de energia da rede e uso da bateria foi criada. Essa tabela está disponível no Apêndice A.

A Tabela A.1 expressa o uso da bateria no período onde a energia elétrica da rede tem seu valor mais alto, por estar no horário de ponta. Ao calcular o valor da energia elétrica comprada durante o dia obtém-se:

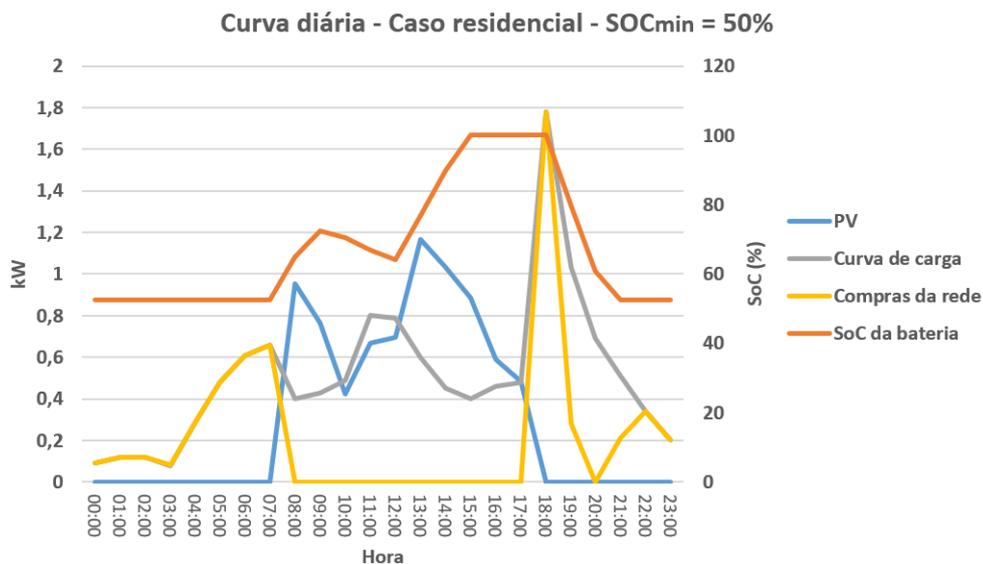
$$Valor_{(R\$/kWh)} = 1,78 \cdot 1,94777 + 2,08 \cdot 0,93101 = R\$5,4035 \quad (4.1)$$

4.4.2 Bateria com SoC mínimo de 50% - Caso 2

Para essa parte do estudo, a simulação do *software Homer Grid* foi ajustada para que o SoC da bateria nunca se tornasse inferior ao valor de 50% da capacidade total. Para modificar esse valor basta o usuário selecionar a bateria, e na janela da mesma já pode especificar o SoC mínimo permitido.

Realizando a simulação para o caso com SoC mínimo limitado em 50%, obteve-se os valores de SoC para cada hora do dia. Além disso, também retirou-se os dados apresentados na Tabela A.2 para o cálculo da conta de energia do consumidor. A Figura 4.9 apresentada abaixo mostra o comportamento dos painéis solares, consumo de energia, compras da rede e uso da bateria durante o dia.

Figura 4.9 – Curvas diárias para o caso residencial com SOC mínimo de 50%.



Fonte: Autor.

O valor do SoC da bateria para cada hora do dia está apresentado na tabela abaixo.

Tabela 4.9 – SoC da bateria hora a hora para limite de 50%.

Hora	SoC (%)	Hora	SoC(%)
00:00	53	12:00	65
01:00	53	13:00	76
02:00	53	14:00	87
03:00	53	15:00	97
04:00	53	16:00	99
05:00	53	17:00	100
06:00	53	18:00	100
07:00	53	19:00	79
08:00	63	20:00	65
09:00	70	21:00	54
10:00	69	22:00	53
11:00	66	23:00	53

Fonte: Autor.

Ao inserir os valores da tabela acima no *rainflow*, foram obtidos número de ciclos e a amplitude para cada um desses ciclos.

Tabela 4.10 – Resultados obtidos do *rainflow* para o caso com limite de 50% de SoC.

Ciclos	Amplitude
1	0,05
0,5	0,47
0,5	0,47

Fonte: Autor.

Aplicando então a fórmula de cálculo de vida útil para cada tecnologia de bateria analisada obteve-se a Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Expectativa de vida útil das baterias para o caso residencial com SoC mínimo de 50%.

Bateria	Vida útil (anos)	Ciclos	Degradação diária (%)	Custo anual (R\$/kWh)
Lítio	20.87		0,0136	468,32
Chumbo-ácido	7,90	2	0,0347	1448,24
Sódio Enxofre	12.37		0,0221	1528,04
Fluxo	15		0	1192,04

Fonte: Autor.

Ao comparar os valores da tabela acima com os valores encontrados para o caso anterior, observa-se um leve crescimento na expectativa de vida para as baterias de chumbo-ácido e de NaS. Por outro lado, a bateria lítio teve um aumento considerável na expectativa calculada, ultrapassando o ganho de 6 anos na vida útil. O motivo desse aumento maior de vida estimada ocorrer para a bateria de lítio, se deve ao fato da curva da mesma ser uma exponencial muito mais agressiva que se comparada as outras duas. Dessa forma, além dela possuir uma curva com maior número de ciclos por faixa de DoD, ela também cresce muito mais rápido ao se aproximar de valores menores de DoD por ciclagem.

O próximo passo é calcular o consumo diário de energia elétrica que é comprada da rede, da mesma maneira que foi realizada para o caso anterior. A tabela contendo valores de consumo hora a hora, bem como o uso da bateria e compras da rede, pode ser conferida no apêndice A.

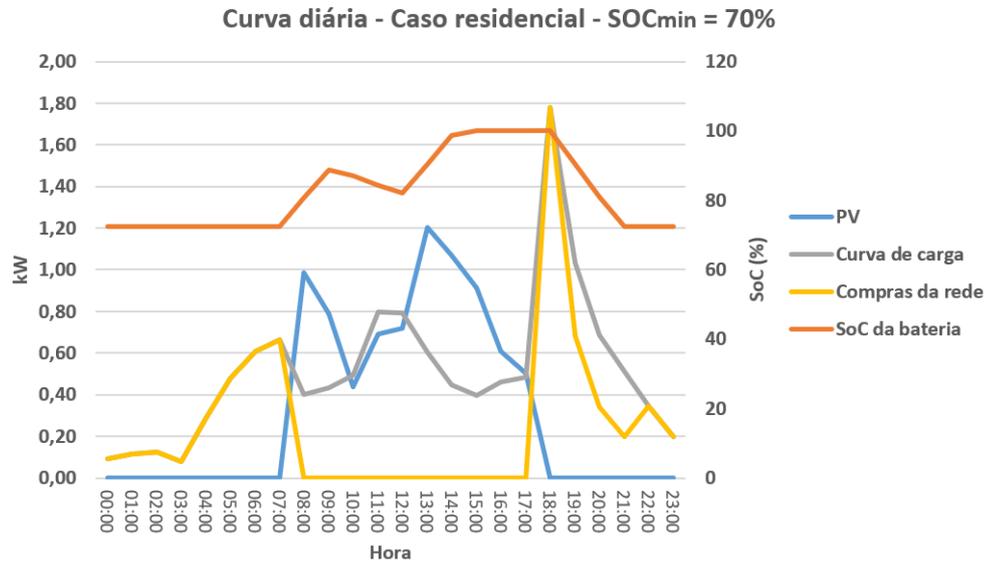
$$Valor_{(R\$)} = 2,99 \cdot 0,93101 + 2,06 \cdot 1,94777 + 0,21 \cdot 1,31001 = R\$7,0712 \quad (4.2)$$

4.4.3 Bateria com SoC mínimo de 70% - Caso 3

Para esse caso a bateria foi limitada no software *Homer Grid* para um SoC mínimo de 70% do valor total da capacidade. O esperado para essa simulação é que o consumidor precise comprar mais energia da rede durante o dia, uma vez que a bateria não terá plena carga disponível para uso.

Os gráficos representando o uso da carga, painéis solares, bateria e compras de energia durante o dia estão apresentados na Figura 4.10.

Figura 4.10 – Curvas diárias para o caso residencial com SOC mínimo de 70%.



Fonte: Autor.

Realizando o mesmo procedimento anterior para retirada dos valores de SoC hora a hora para o caso em questão, obtém-se:

Tabela 4.12 – SoC da bateria hora a hora para limite de 70%.

Hora	SoC (%)	Hora	SoC(%)
00:00	73	12:00	73
01:00	73	13:00	81
02:00	73	14:00	89
03:00	73	15:00	97
04:00	73	16:00	100
05:00	73	17:00	100
06:00	73	18:00	100
07:00	73	19:00	91
08:00	81	20:00	82
09:00	89	21:00	73
10:00	83	22:00	72
11:00	73	23:00	72

Fonte: Autor.

Além disso, a tabela com os dados de demanda de energia hora a hora, bem como a energia proveniente da bateria durante o dia e as compras de energia elétrica da concessionária, podem ser conferidas no apêndice A.

Após retirados os valores necessários da curva obtida, o *rainflow* foi utilizado e a expectativa de vida das baterias para o caso onde o SoC da bateria é limitado a 70% da capacidade total foi calculada. O resultado encontrado para a curva de SoC's inserida está mostrado na tabela abaixo.

Tabela 4.13 – Resultados obtidos do *rainflow* para o caso com limite de 70% de SoC.

Ciclos	amplitude
0,5	0,16
0,5	0,16
0,5	0,27
0,5	0,28

Fonte: Autor.

Ao aplicar a equação 3.4 para os dados dispostos acima e, considerando que para 365 dias a curva se repete, obtém-se os resultados da Tabela 4.14 para a expectativa de vida das baterias.

Tabela 4.14 – Expectativa de vida útil das baterias para o caso residencial com SoC mínimo de 70%.

Bateria	Vida útil (anos)	Ciclos	Degradação diária (%)	Custo anual (R\$/kWh)
Lítio	26,38		0,0104	370,50
Chumbo-ácido	8,30	2	0,0330	1378,45
Sódio Enxofre	16,64		0,0164	1135,93
Fluxo	15		0	1192,04

Fonte: Autor.

Novamente, observa-se um aumento da expectativa de vida útil para todas as três tecnologias de baterias. Todavia, a bateria de lítio apresenta novamente um crescimento em anos muito superior à bateria de NaS e de chumbo-ácido, fato que ocorre devido a curva de DoD x Ciclos de vida possuir um número muito superior de ciclos para cada ponto de DoD.

Realizando o cálculo do custo total com compra de energia para o consumidor residen-

cial no caso onde a bateria é limitada a um SOC mínimo de 70%, obtém-se:

$$Valor_{(R\$)} = 2,99 \cdot 0,93101 + 2,8 \cdot 1,94777 + 0,2 \cdot 1,31001 = R\$8,4994 \quad (4.3)$$

4.4.4 Cálculo de custos totais para cada caso

Ao considerar que a curva diária de carregamento se repete por 365 dias do ano, pode-se calcular o custo anual com energia elétrica para cada um dos casos. A tabela abaixo mostra os valores obtidos para o custo de energia elétrica para cada caso.

Tabela 4.15 – Custos com compras de energia elétrica para cada um dos casos.

Caso	Custo anual (R\$)
SoC _{min} = 20%	1972,2775
SoC _{min} = 50%	2580,988
SoC _{min} = 70%	3102,281

Fonte: Autor.

Vale ressaltar que para fins de simplificação foram desconsideradas as operações em finais de semana e feriados.

Ao somar os custos das baterias aos custos de compra de energia para cada residência, chega-se ao resultado mostrado na Tabela 4.16, considerando o período de um ano.

Tabela 4.16 – Custos com compras de energia elétrica para cada um dos casos.

Caso	Custo anual (R\$)			
	Bateria de lítio	Bateria de chumbo-ácido	Bateria de NaS	Bateria de fluxo
SoC _{min} = 20%	2661,07	3550,36	3597,54	3164,32
SoC _{min} = 50%	3049,31	4029,23	4109,03	3773,03
SoC _{min} = 70%	3472,79	4480,73	4238,21	4294,33

Fonte: Autor.

Com a tabela de resultados observa-se inicialmente que o uso de algum tipo de controle sobre a amplitude do DoD que as baterias executam não resulta em ganhos econômicos para o consumidor. Mesmo a que a bateria dure alguns anos a mais utilizando o controle proposto, o

valor da energia extra que será consumida e comprada da rede para que isto ocorra acarretará num gasto maior do que a reposição da bateria ao final de sua vida útil.

Ao observar as tabelas contendo a vida útil das baterias para cada caso, observou-se o ganho acentuado para bateria de lítio, mudando da expectativa normal de vida que se aproxima dos 10 até um limite bastante otimista de 20 anos. Esse valor fora do padrão esperado ocorreu pois a modelagem de vida útil da bateria utilizando unicamente o *rainflow* fornece a expectativa de vida baseada unicamente na quantidade de ciclos realizados, denominada de *Cycle Life*. Uma bateria de lítio possui curvas de DoD x Ciclos com um número de ciclos muito elevado se comparada às demais tecnologias. Para fins de comparação, enquanto uma bateria de chumbo-ácido possui para um valor de DoD igual a 20% um número de ciclos aproximado de 4750, a bateria de lítio conta com 30000. Dessa forma, mesmo que a bateria de lítio forneça uma estimativa normal para o SoC em 20% e aceitável para o SoC em 50%, ao simular para um SoC mínimo em 70% o problema do *rainflow* para essa tecnologia se torna mais evidente.

Considerando essa vida útil, a bateria de lítio apresentou o menor custo anual pra o cliente em todos os três casos. Dentre as outras tecnologias a de fluxo se mostrou mais barata, considerando apenas o calendário de vida fornecido por fabricantes. Vale ressaltar ainda que as baterias de fluxo ocupam bastante espaço e possuem a necessidade de reposição dos líquidos contidos nos tanques.

Por fim, dentre as baterias de chumbo e NaS observou-se algo interessante. Utilizando o SoC limitado a 20% e a 50% a bateria de chumbo obteve um menor custo anual se comparada a sua concorrente. Todavia, ao aplicar a limitação mais severa de SoC de 70% a bateria de NaS se tornou mais viável em termos de custo anual. Essa mudança de viabilidade ocorre devido a menor necessidade de substituição da bateria de NaS, uma vez que sua vida útil sobe consideravelmente mais do que na bateria de chumbo-ácido.

Com o propósito de melhorar a precisão do modelo cálculo de degradação e torná-lo bom para mais tecnologias, a saída é acrescentar fatores de degradação á contagem de ciclos, como a temperatura, a degradação passiva que a bateria tem e outros fatores já citados anteriormente.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho visou realizar o cálculo de degradação e expectativa de vida útil para diferentes tecnologias de baterias. Além disto, foram testados diferentes tipos de operações das baterias para análise de viabilidade econômica. Considerou-se ainda a bateria de fluxo no estudo, cuja degradação causada por elevadas descargas é pouco relevante para o desgaste da mesma.

Ao limitar o estado de carga da bateria em um mínimo de 20%, se observa o maior impacto na redução da vida útil da bateria. Essa resposta ocorreu para quase todas as baterias, considerando que a curva que relaciona a vida útil com o DoD tem o mesmo formato para ambas. A única bateria que não segue o padrão é a de fluxo, uma vez que é pouco afetada pelo DoD.

Contudo, mesmo para o caso 2 e 3, onde a bateria sofreria menor estresse causado por altos DoDs, o custo anual final apresentou um valor superior ao do caso 1. Este resultado mostra que comprar energia da rede é mais custoso para o cliente do que realizar a substituição antecipada da bateria. Mesmo para a bateria de lítio, com um resultado de expectativa de vida um pouco fora do padrão para o caso 3, a melhor opção seria permitir DoDs mais elevados para poupar mais com compras de energia da rede.

Ao comparar as tecnologias de baterias analisadas nesse trabalho, observou-se que todas mostraram ganho em termos de vida útil em relação ao caso 1 sem controle de SoC. Todavia, a bateria de lítio mostrou valores quase fora da realidade para baterias comerciais, onde o limite máximo de vida útil estipulado para essa tecnologia atinge como extremo 20 anos. A ocorrência de valores superiores à 20 anos demonstra a falta de precisão que o método traz para a tecnologia de lítio, que oferece um número de ciclos muito superior às demais e, portanto, não deve ser analisada somente por esse parâmetro.

A perda de precisão do método ocorre para DoD's muito baixos em baterias com alto número de ciclos de vida. Como é o caso da bateria de lítio que pode apresentar 100000 ciclos para DoDs reduzidos (ALAM; SAHA, 2016)

O estudo mostrou que o método *rainflow* é de fácil implementação e entendimento, e por sua velocidade de operação, possibilita o uso para casos em tempo real, como uma boa precisão para algumas tecnologias de baterias.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Com objetivo de melhorar a precisão do método e também incluir outros modelos de bateria, como o próprio lítio, algumas melhoras podem ser realizadas neste trabalho.

- Adição de fatores de degradação ao método *rainflow*, como: temperatura, correntes de carga e descarga.
- Hibridização do modelo com a degradação por calendário, utilizando pesos para cada degradação.
- Considerar dados reais para carga e descarga de baterias, levando em conta micro ciclos.
- Implementar o método *Rainflow* em um microcontrolador e utilizar para estimar a vida útil e degradação de baterias em tempo real.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**: Home. ABSOLAR, 2021. Acesso em 18 jul. 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>.

ALAM, M. J.; SAHA, T. K. Cycle-life degradation assessment of Battery Energy Storage Systems caused by solar PV variability. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, v. 2016-November, p. 0–4, 2016. ISSN 19449933.

ANEEL. Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública. p. 26, 2013. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

ANEEL. **Tarifa Branca**. ANEEL, 2015. Acessado em 07 de agosto de 2021. Disponível em: <<http://aneel.gov.br/tarifa-branca>>.

Claudio Macedo. **Bateria de Fluxo**. Saense, 2015. Acessado em 18 abr 2021. Disponível em: <<https://saense.com.br/2015/10/bateria-de-fluxo/>>.

CPFL RGE SUL. **Taxas e Tarifas**: Home. CPFL, 2021. Acesso em 18 jul. 2021. Disponível em: <<https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas>>.

DOETSCH, C.; POHLIG, A. 13 - the use of flow batteries in storing electricity for national grids. In: LETCHER, T. M. (Ed.). **Future Energy (Third Edition)**. Third edition. Elsevier, 2020. p. 263–277. ISBN 978-0-08-102886-5. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978008102886500013X>>.

DOWNING, S. D.; SOCIE, D. F. Simple rainflow counting algorithms. **International Journal of Fatigue**, v. 4, n. 1, p. 31–40, 1982. ISSN 01421123.

EASE. **Electrochemical Energy Storage: Lead-Acid Battery**. European Association for Storage of Energy, 2016. 1–2 p. Disponível em: <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Electrochemical_LeadAcid.pdf>.

_____. **Electrochemical Energy Storage: Lithium-ion Battery**. European Association for Storage of Energy, 2016. 1–2 p. Disponível em: <http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Electrochemical_NaIon.pdf>.

_____. **Electrochemical Energy Storage: Sodium Sulphur Battery**. European Association for Storage of Energy, 2016. 1–2 p. Disponível em: <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_NaS.pdf>.

_____. **Electrochemical Energy Storage: Flow Battery**. European Association for Storage of Energy, 2017. 1–2 p. Disponível em: <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_FlowBattery.pdf>.

European Environment Agency. **Transitions towards a more sustainable mobility system**. Europe: EEA, 2016. v. 1. 88 p. ISSN 1977-8449. ISBN 978-92-9213-839-4.

FARIAS, H. E. O. **ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS EM SISTEMAS CONECTADOS À REDE APLICADO EM DIFERENTES CLASSES DE CONSUMO**. 2018. 98 f. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.

Federal Batteires. **What is Depth of Discharge and why is it so important?** FederalBatteries, 2020. Acessado em 1 de agosto de 2021. Disponível em: <<https://federalbatteries.com.au/news/what-depth-discharge-and-why-it-so-important>>.

FENNER, G. P. et al. Comprehensive model for real battery simulation responsive to variable load. **Energies**, v. 14, n. 11, 2021. ISSN 19961073.

GWEC. Global Wind Report | Gwec. **Global Wind Energy Council**, p. 75, 2021. Disponível em: <<http://www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status/>>.

IRENA. **Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030**. [s.n.], 2017. 132 p. ISBN 978-92-9260-038-9. Disponível em: <http://irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf>.

KEIL, P. et al. Calendar aging of lithium-ion batteries. **Journal of The Electrochemical Society**, The Electrochemical Society, v. 163, n. 9, p. A1872–A1880, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1149/2.0411609jes>>.

LARESGOITI, I. et al. Modeling mechanical degradation in lithium ion batteries during cycling: Solid electrolyte interphase fracture. **Journal of Power Sources**, v. 300, p. 112–122, 2015. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315302949>>.

LEE, Y.-L.; TAYLOR, D. 3 - cycle counting techniques. In: LEE, Y.-L. et al. (Ed.). **Fatigue Testing and Analysis**. Burlington: Butterworth-Heinemann, 2005. p. 77–102. ISBN 978-0-7506-7719-6. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978075067719650004X>>.

LEE, Y. R.; KIM, H. J.; KIM, M. K. Optimal operation scheduling considering cycle aging of battery energy storage systems on stochastic unit commitments in microgrids. **Energies**, v. 14, n. 2, 2021. ISSN 19961073.

MALLON, K. R.; ASSADIAN, F.; FU, B. Analysis of on-board photovoltaics for a battery electric bus and their impact on battery lifespan. **Energies**, v. 10, n. 7, 2017. ISSN 19961073.

MANWELL, J. et al. Hybrid2—a hybrid system simulation model—theory manual. **Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts**, Citeseer, 2006.

MARANO, V. et al. Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles. **5th IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC '09**, p. 536–543, 2009.

MARSH, G. et al. Review and application of Rainflow residue processing techniques for accurate fatigue damage estimation. **International Journal of Fatigue**, Elsevier Ltd, v. 82, p. 757–765, 2016. ISSN 01421123. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2015.10.007>>.

MATSUICHI, M.; ENDO, T. Fatigue of metals subjected to varying stress. In: . [S.l.: s.n.], 1968.

MONGIRD, K. et al. Energy Storage Technology and Cost Characterization Report | Department of Energy. **US Department of Energy**, n. July, 2019. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/water/downloads/energy-storage-technology-and-cost-characterization-report>>.

MorningStar. **Cotação Dólar**. MorningStar, 2021. Acessado em 1 de agosto de 2021. Disponível em: <<https://www.morningstarbr.com/br/>>.

MUENZEL, V. et al. A multi-factor battery cycle life prediction methodology for optimal battery management. **e-Energy 2015 - Proceedings of the 2015 ACM 6th International Conference on Future Energy Systems**, p. 57–66, 2015.

RANGEL, C. A. S. et al. Methodology for ess-type selection and optimal energy management in distribution system with dg considering reverse flow limitations and cost penalties. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 5, p. 1164–1170, 2018. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2017.1027>>.

REN21. **Ren21**. [s.n.], 2017. ISBN 9783981810769. Disponível em: <[https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html)>.

RODRIGUES, E. M. et al. NaS battery storage system modeling and sizing for extending wind farms performance in Crete. **2014 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014 - Proceedings**, n. September, 2014.

ROSEWATER, D. et al. Optimal Control of a Battery Energy Storage System with a Charge-Temperature-Health Model. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, v. 2019-August, 2019. ISSN 19449933.

SHI, Y. et al. A Convex Cycle-based Degradation Model for Battery Energy Storage Planning and Operation. **Proceedings of the American Control Conference**, v. 2018-June, p. 4590–4596, 2018. ISSN 07431619.

Siemens. **Rainflow Counting**. Siemens, 2019. Acesso em 18 jul. 2021. Disponível em: <<https://community.sw.siemens.com/s/article/rainflow-counting>>.

TROJAN BATTERY COMPANY. **Datasheet: Solar spre 06 255**. TROJAN, 2019. Acessado em 01 de agosto de 2021. Disponível em: <https://www.trojanbattery.com/pdf/datasheets/SPRE_06_255_DS.pdf>.

WIKNER, E.; THIRINGER, T. Extending battery lifetime by avoiding high soc. **Applied Sciences**, v. 8, n. 10, 2018. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/8/10/1825>>.

ZHANG, P.; LIANG, J.; ZHANG, F. An Overview of Different Approaches for Battery Lifetime Prediction. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**, v. 199, n. 1, 2017. ISSN 1757899X.

APÊNDICE A – TABELAS EXTRAS

Tabela A.1 – Consumo diário para o caso residencial - SoC = 20%.

Hora	Consumo (kW)	Rede (kW)	Bateria (kW)
00:00	0.09	0.09	0.00
01:00	0.12	0.12	0.00
02:00	0.12	0.12	0.00
03:00	0.08	0.12	0.00
04:00	0.29	0.12	0.00
05:00	0.48	0.48	0.00
06:00	0.61	0.61	0.00
07:00	0.66	0.66	0.00
08:00	0.40	0.00	0.00
09:00	0.43	0.00	0.00
10:00	0.49	0.00	0.00
11:00	0.80	0.00	0.00
12:00	0.79	0.00	0.00
13:00	0.60	0.00	0.00
14:00	0.45	0.00	0.00
15:00	0.40	0.00	0.00
16:00	0.46	0.00	0.00
17:00	0.48	0.00	0.00
18:00	1.78	1.78	0.00
19:00	1.03	0.00	1.08
20:00	0.69	0.00	0.72
21:00	0.51	0.00	0.54
22:00	0.34	0.00	0.36
23:00	0.20	0.00	0.21
TOTAL	12.30	4.23	3.09

Fonte: Autor.

Tabela A.2 – Consumo diário para o caso residencial - SoC = 50%.

Dados de consumo diário e uso da rede e baterias.			
Hora	Consumo (kW)	Rede (kW)	Bateria (kW)
00:00	0,09	0,09	0,00
01:00	0,12	0,12	0,00
02:00	0,12	0,12	0,00
03:00	0,08	0,08	0,00
04:00	0,29	0,29	0,00
05:00	0,48	0,48	0,00
06:00	0,61	0,61	0,00
07:00	0,66	0,66	0,00
08:00	0,40	0,00	0,00
09:00	0,43	0,00	0,00
10:00	0,49	0,00	0,07
11:00	0,80	0,00	0,13
12:00	0,79	0,00	0,10
13:00	0,60	0,00	0,00
14:00	0,45	0,00	0,00
15:00	0,40	0,00	0,00
16:00	0,46	0,00	0,00
17:00	0,48	0,00	0,00
18:00	1,78	1,78	0,00
19:00	1,03	0,28	0,75
20:00	0,69	0,00	0,69
21:00	0,51	0,21	0,30
22:00	0,34	0,34	0,00
23:00	0,20	0,20	0,00

Fonte: Autor.

Tabela A.3 – Consumo diário para o caso residencial - SoC = 70%.

Dados de consumo diário e uso da rede e baterias.			
Hora	Consumo (kW)	Rede (kW)	Bateria (kW)
00:00	0,09	0,09	0,00
01:00	0,12	0,12	0,00
02:00	0,12	0,12	0,00
03:00	0,08	0,08	0,00
04:00	0,29	0,29	0,00
05:00	0,48	0,48	0,00
06:00	0,61	0,61	0,00
07:00	0,66	0,66	0,00
08:00	0,40	0,00	0,00
09:00	0,43	0,00	0,00
10:00	0,49	0,00	0,06
11:00	0,80	0,00	0,11
12:00	0,79	0,00	0,08
13:00	0,60	0,00	0,00
14:00	0,45	0,00	0,00
15:00	0,40	0,00	0,00
16:00	0,46	0,00	0,00
17:00	0,48	0,00	0,00
18:00	1,78	1,78	0,00
19:00	1,03	0,68	0,35
20:00	0,69	0,34	0,35
21:00	0,51	0,20	0,31
22:00	0,34	0,34	0,00
23:00	0,20	0,20	0,00

Fonte: Autor.

ANEXO A – REFERÊNCIAS USADAS

Figura A.1 – Valores de PIS e COFFINS.

● Tarifa PIS				● Tarifa Cofins			
Período de Até	Período de Até	Percentual		Período de Até	Período de Até	Percentual	
01/07/2021	31/07/2021	0.95 %		01/07/2021	31/07/2021	4.43 %	
01/06/2021	30/06/2021	0.98 %		01/06/2021	30/06/2021	4.47 %	
01/05/2021	31/05/2021	0.82 %		01/05/2021	31/05/2021	3.72 %	
01/04/2021	30/04/2021	1.00 %		01/04/2021	30/04/2021	4.63 %	
01/03/2021	31/03/2021	1.05 %		01/03/2021	31/03/2021	4.86 %	
01/02/2021	28/02/2021	0.96 %		01/02/2021	28/02/2021	4.42 %	
01/01/2021	31/01/2021	0.90 %		01/01/2021	31/01/2021	4.15 %	
01/12/2020	31/12/2020	0.95 %		01/12/2020	31/12/2020	4.42 %	
01/11/2020	30/11/2020	1.04 %		01/11/2020	30/11/2020	4.79 %	
01/10/2020	31/10/2020	0.98 %		01/10/2020	31/10/2020	4.49 %	
01/09/2020	30/09/2020	0.98 %		01/09/2020	30/09/2020	4.53 %	
01/08/2020	31/08/2020	0.95 %		01/08/2020	31/08/2020	4.38 %	
01/07/2020	31/07/2020	0.98 %		01/07/2020	31/07/2020	4.52 %	

Fonte: (CPFL RGE SUL, 2021).

Figura A.2 – Valor do ICMS.

Rural Residencial	faturado	25%	faturado	30%	Lei Estadual 14.743 de 24 de setembro de 2015 altera o Decreto nº 37.699, de 26 de agosto de 1997 - Regulamento do ICMS
-------------------	----------	-----	----------	-----	---

Fonte: (CPFL RGE SUL, 2021).

Figura A.3 – Custos das baterias em \$/kWh.

Parameter	Sodium-Sulfur Battery		Li-Ion Battery		Lead Acid		Sodium Metal Halide		Zinc-Hybrid Cathode		Redox Flow Battery	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025
Capital Cost – Energy Capacity (\$/kWh)	400-1,000	(300-675)	223-323	(156-203)	120-291	(102-247)	520-1,000	(364-630)	265-265	(179-199)	435-952	(326-643)
Power Conversion	661	(465)	271	(189)	260	(220)	700	(482)	265	(192)	555	(393)
System (PCS) (\$/kW)	230-470	(184-329)	230-470	(184-329)	230-470	(184-329)	230-470	(184-329)	230-470	(184-329)	230-470	(184-329)
Balance of Plant (BOP) (\$/kW)	350	(211)	288	(211)	350	(211)	350	(211)	350	(211)	350	(211)
Construction and Commissioning (\$/kWh)	80-120	(75-115)	80-120	(75-115)	80-120	(75-115)	80-120	(75-115)	80-120	(75-115)	80-120	(75-115)
Total Project Cost (\$/kW)	100	(95)	100	(95)	100	(95)	100	(95)	100	(95)	100	(95)
Total Project Cost (\$/kWh)	121-145	(115-138)	92-110	(87-105)	160-192	(152-182)	105-126	(100-119)	157-188	(149-179)	173-207	(164-197)
Total Project Cost (\$/kW)	133	(127)	101	(96)	176	(167)	115	(110)	173	(164)	190	(180)
Total Project Cost (\$/kWh)	2,394-5,170	(1,919-3,696)	1,570-2,322	(1,231-1,676)	1,430-2,522	(1,275-2,160)	2,810-5,094	(2,115-3,440)	1,998-2,402	(1,571-1,956)	2,742-5,226	(2,219-3,804)
Total Project Cost (\$/kWh)	3,626	(2,674)	1,876	(1,446)	2,194	(1,854)	3,710	(2,674)	2,202	(1,730)	3,430	(2,598)
Total Project Cost (\$/kWh)	599-1,293	(480-924)	393-581	(308-419)	358-631	(319-540)	703-1,274	(529-860)	500-601	(393-489)	686-1,307	(555-951)
Total Project Cost (\$/kWh)	907	(669)	469	(362)	549	(464)	928	(669)	551	(433)	858	(650)

Fonte: (MONGIRD et al., 2019).

Figura A.4 – Vida de calendário das baterias.

Chemistry	Final RTE/ Initial RTE	Calendar Life (years)	RTE Loss per Year
Li-ion loss	0.959	10	0.50%
Sodium sulfur	0.956	13.5	0.34%
Lead acid	0.898	3	5.40%
Zinc-hybrid	0.878	10	1.50%
Redox flow battery	0.847	15	0.40%
Sodium metal halide	0.956	12.5	0.35%
Ultracapacitor	0.979	16	0.14%
Flywheel	NA	> 20	0.14%

Fonte: (MONGIRD et al., 2019).